



UNIVERSIDAD NACIONAL “PEDRO RUIZ GALLO”



FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA

TESIS

Para Optar el Título Profesional de:

INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA

Simulación y estimación para encontrar el tiempo de
reemplazo económico del transformador de la subestación de
potencia Moyobamba, utilizando el algoritmo Monte Carlo

Autor:

Bach. Luis Alberto Barrios Rojas

Asesor:

M.Sc. Ing. Percy Edwar Niño Vasquez

LAMBAYEQUE – PERÚ

2025



UNIVERSIDAD NACIONAL "PEDRO RUIZ GALLO"



FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA

TESIS

Para Optar el Título Profesional de:

INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA

Simulación y estimación para encontrar el tiempo de reemplazo económico del transformador de la subestación de potencia Moyobamba, utilizando el algoritmo Monte Carlo

Autor:

Bach. Luis Alberto Barrios Rojas

Aprobado por el Jurado Examinador

PRESIDENTE : Msc. Ing. Yupanqui Rodríguez Carlos
SECRETARIO : Msc. Ing. Puyen Mateo Nestor Daniel
MIEMBRO : Msc. Ing. Cotrina Saavedra Carlos
ASESOR : Msc. Ing. Niño Vasquez Percy Edwar

LAMBAYEQUE – PERÚ

2025



UNIVERSIDAD NACIONAL “PEDRO RUIZ GALLO”

Facultad de Ingeniería Mecánica y Eléctrica



TESIS

TÍTULO:

Simulación y estimación para encontrar el tiempo de reemplazo económico del transformador de la subestación de potencia Moyobamba, utilizando el algoritmo Monte Carlo

CONTENIDOS

- CAPITULO I** : PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN.
CAPITULO II : MARCO TEÓRICO.
CAPITULO III : MARCO METODOLÓGICO.
CAPITULO IV : PROPUESTA DE INVESTIGACIÓN
CAPITULO V : ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE LOS RESULTADOS.
CAPITULO VI : CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

Bach. Luis Alberto Barrios Rojas

M.Sc. Ing. Yupanqui Rodríguez Carlos
PRESIDENTE

M.Sc. Ing. Puyen Mateo Nestor Daniel
SECRETARIO

M.Sc. Ing. Cotrina Saavedra Carlos Javier
MIEMBRO

M.Sc. Ing. Niño Vásquez Percy Edwar
ASESOR

LAMBAYEQUE - PERÚ

2025



ACTA DE SUSTENTACION N°0116-2025-FIME



En la ciudad de Lambayeque, siendo las 11:00 a.m. del día Miércoles 05 de noviembre 2025. Se reunieron los miembros del jurado, designados mediante Resolución N°364-2025-D-FIME, de fecha 30 de octubre 2025, con la finalidad de Evaluar y Calificar la sustentación de la Tesis, conformado por los siguientes catedráticos:

- | | |
|---------------------------------------------|------------|
| • M.Sc. Ing. CARLOS YUPANQUI RODRIGUEZ | PRESIDENTE |
| • ING. NÉSTOR DANIEL PUYEN MATEO | SECRETARIO |
| • M.Sc. Ing. CARLOS JAVIER COTRINA SAAVEDRA | MIEMBRO |
| • M.Sc. Ing. PERCY EDWAR NIÑO VASQUEZ | ASESOR |


Se recibió la Tesis titulada:

"SIMULACIÓN Y ESTIMACIÓN PARA ENCONTRAR EL TIEMPO DE REEMPLAZO ECONÓMICO DEL TRANSFORMADOR DE LA SUBESTACIÓN DE POTENCIA MOYOBAMBA, UTILIZANDO EL ALGORITMO MONTE CARLO".

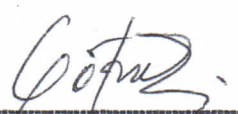
Presentada y sustentada por su autor, Bachiller: **BARRIOS ROJAS LUIS ALBERTO.**

Finalizada la sustentación de la Tesis, el sustentante respondió las preguntas y observaciones de los miembros del jurado examinador, quienes procedieron a deliberar y acordaron otorgar el calificativo de **APROBADO**, Nota ($\frac{16}{16}$) en la escala vigesimal, mención BUENO.
Quedando el sustentante apto para obtener el Título profesional de Ingeniero Mecánico Electricista, de acuerdo a la Ley Universitaria 30220 y la normatividad vigente, de la Facultad de Ingeniería Mecánica y Eléctrica y la Universidad Nacional Pedro Ruiz Gallo.

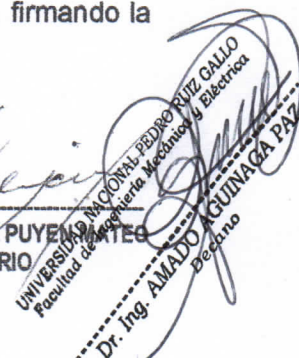
Siendo las *11:55 am* del mismo día se da por concluido el acto académico, firmando la presente acta el jurado respectivo:


M.Sc. Ing. CARLOS YUPANQUI RODRIGUEZ
PRESIDENTE


ING. NÉSTOR DANIEL PUYEN MATEO
SECRETARIO


M.Sc. Ing. CARLOS JAVIER COTRINA SAAVEDRA
MIEMBRO


M.Sc. Ing. PERCY EDWAR NIÑO VASQUEZ
ASESOR



ANEXO 01

CONSTANCIA DE VERIFICACIÓN DE ORIGINALIDAD

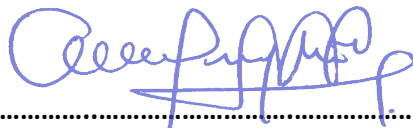
Yo, **Msc. Percy Edwar Niño Vásquez**, usuario revisor del documento titulado: **“SIMULACION Y ESTIMACION PARA ENCONTRAR EL TIEMPO DE REEMPLAZO ECONOMICO DEL TRANFORMADOR DE LA SUBESTACION DE POTENCIA MOYOBAMBA, UTILIZANDO EL ALGORITMO MONTE CARLO”**.

Cuyo autor es, **Barrios Rojas Luis Alberto**, identificado con documento de identidad N° **43872549** declaro que la evaluación realizada por el Programa informático, ha arrojado un porcentaje de similitud de **13%**, verificable en el Resumen de Reporte automatizado de similitudes que se acompaña.

El suscrito analizó dicho reporte y concluyó que cada una de las coincidencias detectadas dentro del porcentaje de similitud permitido no constituyen plagio y que el documento cumple con la integridad científica y con las normas para el uso de citas y referencias establecidas en los protocolos respectivos.

Se cumple con adjuntar el Recibo Digital a efectos de la trazabilidad respectiva del proceso.

Lambayeque 20 de noviembre del 2025



.....
MSC. ING. PERCY EDWAR NIÑO VASQUEZ

DNI: 16796041

ASESOR

Se adjunta:

*Resumen del Reporte automático de similitudes


*Recibo Digital

INFORME DE ORIGINALIDAD

13%	13%	4%	4%
INDICE DE SIMILITUD	FUENTES DE INTERNET	PUBLICACIONES	TRABAJOS DEL ESTUDIANTE

FUENTES PRIMARIAS

1	repositorio.unprg.edu.pe Fuente de Internet	2%
2	hdl.handle.net Fuente de Internet	2%
3	repositorio.unprg.edu.pe:8080 Fuente de Internet	1%
4	www.electroindustria.com Fuente de Internet	1%
5	www.coursehero.com Fuente de Internet	1%
6	Submitted to Universidad Nacional Pedro Ruiz Gallo Trabajo del estudiante	1%
7	id.123dok.com Fuente de Internet	1%
8	www.dspace.espol.edu.ec Fuente de Internet	1%
9	idoc.pub Fuente de Internet	<1%
10	revistadigital.uce.edu.ec Fuente de Internet	<1%
11	Enith, Glenda. "Modelo Prolab: Compara Mype", Pontificia Universidad Catolica del	<1%


M.Sc. Ing. Percy Edwar Niño Vásquez
DNI: 16796041
ASESOR

Peru (Peru), 2024

Publicación

12	repositorio.utc.edu.ec Fuente de Internet	<1 %
13	bdigital.unal.edu.co Fuente de Internet	<1 %
14	dspace.unl.edu.ec Fuente de Internet	<1 %
15	dokumen.pub Fuente de Internet	<1 %
16	Submitted to Universidad Andina Nestor Caceres Velasquez Trabajo del estudiante	<1 %
17	repositorio.ucsg.edu.ec Fuente de Internet	<1 %
18	Submitted to Instituto Especializado de Estudios Superiores Loyola Trabajo del estudiante	<1 %
19	Submitted to Escuela Superior Politécnica del Litoral Trabajo del estudiante	<1 %
20	dspace.ups.edu.ec Fuente de Internet	<1 %
21	repositorio.unamba.edu.pe Fuente de Internet	<1 %
22	www.cacic2016.unsl.edu.ar Fuente de Internet	<1 %
23	www.slideshare.net Fuente de Internet	<1 %



M.Sc. Ing. Percy Edwar Niño Vasquez
DNI: 16796041
ASESOR

24	Submitted to Universidad de Córdoba Trabajo del estudiante	<1 %
25	www.dm.uba.ar Fuente de Internet	<1 %
26	Cesar Loo Gil. "Factibilidad de un laboratorio de criogenización de células madre de cordón umbilical", tecnoHumanismo, 2021 Publicación	<1 %
27	Submitted to Universidad de Málaga - Tii Trabajo del estudiante	<1 %
28	ec1.images-amazon.com Fuente de Internet	<1 %
29	fdocuments.es Fuente de Internet	<1 %
30	qdoc.tips Fuente de Internet	<1 %
31	repositorio.upla.edu.pe Fuente de Internet	<1 %
32	www.ing.unlp.edu.ar Fuente de Internet	<1 %
33	www.semanticscholar.org Fuente de Internet	<1 %
34	doku.pub Fuente de Internet	<1 %
35	Submitted to fucn Trabajo del estudiante	<1 %
36	repositorio.uss.edu.pe Fuente de Internet	<1 %

37

Fuente de Internet

<1 %

38

issuu.com

Fuente de Internet

<1 %

39

ri.uaemex.mx

Fuente de Internet

<1 %

Excluir citas

Activo

Excluir coincidencias < 15 words

Excluir bibliografía

Activo

M.Sc. Ing. Percy Edwar Niño Vasquez
DNI: 16796041
ASESOR



Recibo digital


Este recibo confirma que su trabajo ha sido recibido por Turnitin. A continuación podrá ver la información del recibo con respecto a su entrega.

La primera página de tus entregas se muestra abajo.

Autor de la entrega: Luis Barrios Rojas
Título del ejercicio: Prueba
Título de la entrega: Barrios1.pdf
Nombre del archivo: Barrios1.pdf
Tamaño del archivo: 4.91M
Total páginas: 104
Total de palabras: 16,437
Total de caracteres: 98,356
Fecha de entrega: 02-oct-2025 10:35p. m. (UTC-0500)
Identificador de la entrega: 2769449204



UNIVERSIDAD NACIONAL
"PEDRO RUIZ GALLO"



FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA

TESIS

Para Optar el Título Profesional de:
INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA

"SIMULACION Y ESTIMACION PARA ENCONTRAR EL TIEMPO DE REEMPLAZO ECONÓMICO DEL TRANSFORMADOR DE LA SUBESTACION DE POTENCIA MOYOBAMBA, UTILIZANDO EL ALGORITMO MONTE CARLO"

Autor:

Bach. LUIS ALBERTO BARRIOS ROJAS

Asesor:

Ing. PERCY EDWAR NIÑO VASQUEZ

LAMBATEQUE - PERÚ
2025

M.Sc. Ing. Percy Edwar Niño Vasquez
DNI: 16796041
ASESOR

DEDICATORIA

A MI MADRE CRISTINA POR SU APOYO INCONDICIONAL, CONSTANTES CONSEJOS Y QUE HA SABIDO FORMARME CON BUENOS SENTIMIENTOS, HÁBITOS, PRINCIPIOS Y VALORES LO CUAL ME HA AYUDADO A SEGUIR ADELANTE EN LOS MOMENTOS DIFÍCILES.

A MI PADRE GABINO POR SU APOYO INCONDICIONAL; Y A MIS ABUELOS SILVESTRE Y LORENZO QUE DESDE EL CIELO ILUMINAN PARA SEGUIR ADELANTE CON MIS PROYECTOS.

TAMBIEN DEDICO A MI HIJA MARCY CRISTINA QUIEN HA SIDO MI MAYOR MOTIVACIÓN PARA NUNCA RENDIRME EN LOGRAR MIS SUEÑOS Y PODER LLEGAR A SER UN EJEMPLO PARA ELLA.

Bach. LUIS ALBERTO BARRIOS ROJAS

AGRADECIMIENTO

INFINITO AGRADECIMIENTO A DIOS, QUIEN ILUMINA MI CAMINO Y ME HA DADO LA FORTALEZA PARA SEGUIR ADELANTE A LO LARGO DE MIS ESTUDIOS.

A MIS PADRES, MI TIO PEDRO Y MIS HERMANOS POR SU COMPRENSIÓN Y CONFIANZA, ADEMÁS SU APOYO INCONDICIONAL A LO LARGO DE MI FORMACIÓN PROFESIONAL.

Y A TODAS LAS PERSONAS QUE DE UNA Y OTRA FORMA ME APOYARON EN LA REALIZACIÓN DE ESTE TRABAJO.

Back. LUIS ALBERTO BARRIOS ROJAS

RESUMEN

Este trabajo aborda la simulación y estimación del tiempo óptimo de reemplazo de un transformador en la subestación de potencia Moyobamba, una infraestructura clave en el sistema eléctrico del Perú, utilizando el algoritmo de Monte Carlo. En el contexto peruano, donde la demanda energética está en constante crecimiento y la confiabilidad del suministro eléctrico es crítica para el desarrollo económico, asegurar el buen funcionamiento de los transformadores es esencial para evitar interrupciones costosas.

Para lograr este objetivo, se desarrolló un programa en Python que aplica el método de Monte Carlo, permitiendo evaluar la confiabilidad de los transformadores de potencia que operan en paralelo. El programa determina el momento donde puede ocurrir una interrupción del servicio estudiado con ello también se recolecta el tiempo de interrupción, además de analizar la variación de temperatura y la disminución del tiempo de vida para el transformador o los transformadores.

Este análisis se aplicó a los transformadores del Sistema Nacional de Transmisión de Perú, donde las variaciones en la carga, los niveles máximos de temperatura y la reducción de vida útil se evalúan a lo largo de distintos períodos de tiempo. Esto permite generar estrategias óptimas de mantenimiento y reemplazo, mejorando la eficiencia y reduciendo costos en el sistema eléctrico peruano, particularmente en zonas estratégicas como Moyobamba.

Palabras clave: .Simulación Monte Carlo, tiempo óptimo de reemplazo, Transformadores de potencia, Subestación Moyobamba, Confiabilidad del sistema eléctrico, Reducción de vida útil.

ABSTRACT

This work addresses the simulation and estimation of the optimal replacement time of a transformer at the Moyobamba power substation, a key infrastructure in the Peruvian electrical system, using the Monte Carlo algorithm. In the Peruvian context, where energy demand is constantly growing and the reliability of the electrical supply is critical for economic development, ensuring the proper functioning of transformers is essential to avoid costly interruptions.

To achieve this objective, a Python program was developed that applies the Monte Carlo method, allowing the reliability of power transformers operating in parallel to be assessed. The program determines the moment of occurrence of an unavailability and its respective duration, in addition to analyzing the temperature variation and the reduction in the useful life of the transformers.

This analysis was applied to the transformers of the National Transmission System of Peru, where variations in load, maximum temperature levels and the reduction in useful life are evaluated over different time periods. This allows for the generation of optimal maintenance and replacement strategies, improving efficiency and reducing costs in the Peruvian electrical system, particularly in strategic areas such as Moyobamba.

Keywords: .Monte Carlo simulation, optimal replacement time, Power transformers, Moyobamba substation, Electrical system reliability, Reduction of useful life.

ÍNDICE

DEDICATORIA	IV
AGRADECIMIENTO	V
RESUMEN	VI
ABSTRACT.....	VII
ÍNDICE.....	VIII
ÍNDICE DE TABLAS	XI
ÍNDICE DE FIGURAS.....	XII
INTRODUCCIÓN	13
CAPITULO I: PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN	15
1.1. Realidad Problemática.....	15
1.1.1. A nivel internacional	15
1.1.2. A nivel nacional.....	16
1.1.3. A nivel local.....	17
1.2. Formulación del Problema	18
1.2.1. Delimitación espacial	19
1.2.2. Delimitación temporal	20
1.3. Justificación e Importancia del estudio	20
1.3.1. Justificación Ambiental	20
1.3.2. Justificación Económica.....	21
1.3.3. Justificación Científica.....	21
1.4. Limitaciones de la Investigación.....	21
1.5. Objetivos de estudio	22
1.5.1. Objetivo General.....	22
1.5.2. Objetivo Específicos.....	22
CAPITULO II: MARCO TEÓRICO	23
2.1. Antecedentes de Estudios.....	23
2.1.1. A nivel Internacional	23
2.1.2. A nivel Nacional.....	24
2.2. Sistema de enfriamiento del transformador	26
2.3. Confiabilidad en sistemas de Potencia	30
2.3.1. Métodos para estudios de confiabilidad	30
2.3.2. Distribución de probabilidad	32

2.4. Incremento de temperatura y disminución de la vida útil de transformadores	38
2.5. Efecto de sobrecargas.....	38
2.6. Cálculo de temperaturas de un transformador.....	39
2.6.1. Símbolos	40
2.7. Factores que influyen en la temperatura	41
2.8. Relación entre la temperatura del aceite en la parte superior del tanque y la temperatura ambiente	42
2.9. Constantes de tiempo del aceite	43
2.10. Incremento de la temperatura del punto caliente del devanado	44
2.10.1. Exponentes para incremento de la temperatura del punto caliente del devanado	46
2.11. Vida útil del aislamiento	46
2.12. Envejecimiento del transformador	46
2.13. Índice de confiabilidad de una subestación en base a la capacidad de sobrecarga de sus transformadores.....	48
2.13.1. Índices en sistema de transformación.....	50
2.14. Predicción del tiempo hasta la falla.....	53
2.15. Duración de la Inoperatividad	55
2.16. Definición conceptual de la terminología empleada.....	57
CAPITULO III: MARCO METODOLÓGICO.....	59
3.1. Tipo y diseño de investigación.....	59
3.2. Población y muestra	59
3.3. Técnicas de muestreo	59
3.4. Hipótesis.....	59
3.5. Variables - Operacionalización	60
3.6. Métodos y Técnicas de investigación.....	62
3.7. Descripción de los instrumentos utilizados.....	62
3.8. Análisis Estadístico e interpretación de los datos	62
CAPITULO IV: PROPUESTA DE INVESTIGACIÓN	63
4.1. Propuesta de estudio.....	63
4.2. Descripción del sistema propuesto.....	63
4.2.1. Algoritmo para índices de confiabilidad	63
4.2.2. Algoritmo para la ubicación del punto caliente.....	64
4.2.3. Algoritmo para la evaluación de vida útil	66
4.3. APLICACIÓN AL CASO DE ESTUDIO	67
4.3.1. Subestación Moyobamba proyectada	69

4.1.1. Simulación acorde para Electro Oriente S.A.....	86
CAPITULO V: ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE LOS RESULTADOS	90
5.1. Estudio.....	90
5.1.1. Resultados de la simulación	90
CAPITULO VI: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	92
6.1. Conclusiones	92
6.2. Recomendaciones.....	93
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	95
ANEXO: Instrucciones de Uso del Programa: Reducción de la Durabilidad de Transformadores de Potencia en Operación Paralela.....	97

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1 <i>Moyobamba</i>	19
Tabla 2 Simbolos de temperatura	40
Tabla 3 Exponentes de calculo	46
Tabla 4 S/E Base Modelo	70
Tabla 5 Datos Subestacion modelo dia 2	74
Tabla 6 Flujo en el dia 3	78
Tabla 7 Datos dia 4	82
Tabla 8 Subestacion Moyobamba	86

ÍNDICE DE FIGURAS

<i>Figura 1.</i> Ubicación de la Provincia de Moyobamba – San Martín	20
Figura 2 Diagrama de estados de un sistema con dos elementos	31
Figura 3 Área bajo la curva de densidad entre a y b.....	35
Figura 4 Curvas de distribución normal.....	36
Figura 5 Curvas de distribución normal.....	37
Figura 6 Subestacion con m transformadores conectados en paralelo	51
Figura 7 Procedimiento de un solo corte de transformador	52
Figura 8 Subestacion proyectada	69
Figura 9 Resultado Analisis	71
Figura 10 Punto Caliente	72
Figura 11 Resultados de fuera de servicio	73
Figura 12 Resultado de operacion.....	73
Figura 13 Fallas en 30 años	73
Figura 14 Falla T2.....	75
Figura 15 Punto caliente T2.....	76
Figura 16 Fuera de servicio T2	77
Figura 17 Fuera de operación T2	77
Figura 18 Fallas en 30 años T2	77
Figura 19 Simulacion 3	79
Figura 20 Punto caliente simulacion 3.....	80
Figura 21Fuera de servicio dia 3.....	81
Figura 22 Fuera de operacion dia 3.....	81
Figura 23 Fallas en 30 años	81
Figura 24 Resultado dia 4	83
Figura 25 Puntos caliente en operacion y fuera de servicio.....	84
Figura 26 Simulacion dia 4 fuera de servicio	85
Figura 27 Simulacion dia 4 fuera de operación	85
Figura 28 Fallas en 30 años dia 4.....	85
Figura 29 Simulacion hipotética	87
Figura 30 Resultados puntos caliente	88
Figura 31 Simulacion fuera de servicio hipotética	89
Figura 32 Simulacion en operacion hipotética.....	89
Figura 33 Fallas en 30 años	89

INTRODUCCIÓN

Los sistemas eléctricos de potencia comprenden una serie de elementos esenciales, siendo las subestaciones uno de los componentes clave para garantizar la transmisión y distribución eficiente de energía eléctrica. En el corazón de las subestaciones se encuentra el transformador de potencia, un equipo fundamental para la operación del sistema. A pesar de la importancia de los análisis de confiabilidad convencionales, estos suelen centrarse en los índices de falla de los elementos individuales sin considerar de forma integral las consecuencias posteriores a la falla de un dispositivo en todo el sistema.

Cuando dos transformadores operan en paralelo dentro de una subestación, el análisis tradicional puede estimar la indisponibilidad de uno de los transformadores, pero no considera las posibles sobrecargas en el transformador restante. Si este último queda expuesto a condiciones desfavorables, como una alta demanda durante la indisponibilidad del primero, es probable que su vida útil se reduzca drásticamente debido al incremento en la temperatura generada por sobrecargas o corrientes armónicas. La vida útil de un transformador está directamente relacionada con el estado de su aislamiento, cuyo deterioro es acelerado por el calor excesivo y sobrecorrientes en sus bobinas y núcleo.

En el contexto del sistema eléctrico peruano, asegurar el funcionamiento óptimo de los transformadores de potencia es crucial para evitar interrupciones en el suministro de energía, especialmente en zonas estratégicas como la subestación de Moyobamba. Este trabajo se enfoca en la estimación del tiempo óptimo de reemplazo de los transformadores en paralelo, mediante el uso del método de Monte Carlo. Dado que el instante de indisponibilidad de los elementos eléctricos es un proceso aleatorio, la simulación Monte Carlo permite no solo

analizar las fallas, sino también determinar la reducción de la vida útil del transformador restante, especialmente en situaciones de máxima demanda. Así, este estudio tiene como objetivo proporcionar una base sólida para la toma de decisiones en cuanto a mantenimiento y reemplazo económico de transformadores dentro del Sistema Nacional de Transmisión de Perú.

CAPITULO I: PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN

1.1. Realidad Problemática

1.1.1. A nivel internacional

A nivel global, los sistemas eléctricos enfrentan desafíos significativos en términos de confiabilidad y sostenibilidad, especialmente en lo que respecta a la gestión de transformadores de potencia en subestaciones. La reducción de la vida útil de estos equipos es un problema recurrente, ya que muchos transformadores operan más allá de su capacidad nominal, lo que puede llevar a un aumento de las fallas y a interrupciones en el suministro eléctrico. Según Elmakias (2008), las técnicas convencionales de confiabilidad suelen centrarse en el análisis de índices de falla, sin contemplar de manera integral los efectos secundarios, como la sobrecarga de equipos que operan en paralelo . Además, el deterioro del aislamiento del transformador, causado por las sobrecargas y las temperaturas excesivas, es un factor crítico en la disminución de su vida útil, lo que plantea desafíos para los sistemas eléctricos en todo el mundo (IEEE Std C57.91-1995) .

Según una investigación de Zhao et al. (2014), la mayoría de los transformadores de potencia en todo el mundo han superado su vida útil técnica, lo que aumenta el riesgo de fallos graves y costosos en los sistemas eléctricos . Esta problemática está exacerbada por la falta de implementación de sistemas de monitoreo y análisis predictivos, los cuales pueden ayudar a identificar momentos óptimos para el reemplazo de equipos críticos, evitando fallas catastróficas (Jiang, Zhang, & Sun, 2019) .

El método de simulación Monte Carlo ha sido utilizado internacionalmente para modelar el comportamiento de sistemas complejos, especialmente en el análisis de confiabilidad de equipos eléctricos, permitiendo evaluar las consecuencias a largo plazo de la operación de transformadores bajo condiciones variables de carga y temperatura (Kumar & Verma, 2012) . Al aplicar este tipo de simulaciones, es posible obtener un mejor entendimiento de cuándo los transformadores deben ser reemplazados antes de que ocurran fallas críticas, reduciendo así las interrupciones y los costos asociados al mantenimiento no planificado.

1.1.2. A nivel nacional

En Perú, el crecimiento económico y la urbanización han incrementado la demanda energética en un 5% anual en la última década (Ministerio de Energía y Minas, 2020). Este aumento ha puesto una presión considerable sobre el Sistema Nacional de Transmisión, particularmente en zonas rurales y de difícil acceso, como el nororiente peruano, donde se encuentra la subestación de Moyobamba. Según la Agencia de Promoción de la Inversión Privada (ProInversión, 2018), el sistema de transmisión del país enfrenta riesgos debido a la antigüedad de los equipos, entre ellos los transformadores de potencia. En algunos casos, estos transformadores han excedido sus límites de operación y no han sido reemplazados a tiempo, lo que incrementa la probabilidad de fallas .

El envejecimiento de los transformadores es un problema crítico en el país. Un estudio realizado por Osinergmin (2019) sobre la infraestructura eléctrica nacional destacó que más del 30% de los transformadores de potencia tienen más de 25 años de servicio, lo cual excede la vida útil recomendada por estándares internacionales como el IEEE Std C57.91-1995. En muchos casos, estos equipos están expuestos a sobrecargas periódicas debido a picos de demanda, lo que acelera el deterioro del aislamiento y aumenta el riesgo de fallas catastróficas . Además, la falta de un mantenimiento predictivo basado en condiciones reales del equipo,

como la simulación Monte Carlo, genera altos costos operativos y pérdidas económicas por fallas imprevistas en el sistema de transmisión.

1.1.3. A nivel local

En el ámbito local, la subestación de potencia Moyobamba es una pieza clave en la red eléctrica del nororiente peruano, conectando diversas localidades y garantizando el suministro de energía a una amplia región. Sin embargo, los transformadores de esta subestación, al operar en paralelo y estar sometidos a fluctuaciones en la demanda, enfrentan riesgos de sobrecarga, lo que puede provocar una reducción acelerada de su vida útil. La falta de un análisis predictivo que determine el momento óptimo para el reemplazo de los transformadores genera un riesgo importante para la continuidad del suministro eléctrico local. En momentos de máxima demanda, la indisponibilidad de uno de los transformadores puede generar sobrecarga en el transformador restante, lo que aumenta la probabilidad de fallas catastróficas en la red eléctrica local. La implementación de técnicas como la simulación Monte Carlo podría ser crucial para mejorar la gestión y el mantenimiento de los transformadores en esta subestación .

En el ámbito local, la subestación de Moyobamba es una pieza clave dentro del Sistema Nacional de Transmisión de Perú, ya que conecta diversas localidades en la región de San Martín y garantiza el suministro eléctrico en una zona en desarrollo. No obstante, los transformadores de esta subestación están expuestos a condiciones de operación adversas, como altas temperaturas ambientales y fluctuaciones en la demanda, lo que aumenta la probabilidad de sobrecargas. Estas sobrecargas, particularmente cuando uno de los transformadores está fuera de servicio, generan estrés térmico en el transformador restante, acelerando la degradación de su aislamiento y reduciendo su vida útil (Quispe & Huamán, 2020).

Según un informe de la Autoridad Regional de Energía de San Martín (2021), la subestación de Moyobamba ha experimentado un aumento en las fallas parciales debido a la sobrecarga de transformadores en períodos de máxima demanda. En uno de los incidentes reportados, la indisponibilidad de uno de los transformadores en paralelo resultó en una sobrecarga significativa del transformador restante, lo que provocó una reducción del 20% en su vida útil estimada. Esta situación subraya la importancia de implementar modelos de análisis predictivo, como la simulación Monte Carlo, para determinar con precisión el momento óptimo para el reemplazo de los transformadores y evitar fallas de mayor envergadura (INEI, 2020).

El uso de herramientas avanzadas como la simulación Monte Carlo puede ser clave para gestionar de manera más eficiente los transformadores en la subestación Moyobamba. Este enfoque permite evaluar diferentes escenarios de operación y carga, identificando con mayor precisión los riesgos de sobrecarga y proporcionando una base sólida para decisiones de mantenimiento preventivo y reemplazo económico (Rodríguez et al., 2017).

1.2. Formulación del Problema

La simulación y estimación para encontrar el tiempo de reemplazo económico del transformador en la subestación de potencia Moyobamba, utilizando el algoritmo Monte Carlo, plantea el desafío de desarrollar un modelo preciso y confiable que pueda prever de manera efectiva el punto óptimo en el tiempo para llevar a cabo el reemplazo del transformador. Este problema implica la integración de datos históricos, condiciones operativas, y factores económicos, y requiere abordar cuestiones críticas como la variabilidad en el rendimiento del transformador, el impacto de eventos imprevistos, y la incertidumbre asociada con los costos futuros. La resolución exitosa de este problema científico contribuirá a optimizar la gestión de

activos en la infraestructura eléctrica, mejorando la eficiencia operativa y reduciendo los costos asociados con el mantenimiento y reemplazo de equipos.

¿De qué manera se podría estimar el reemplazo del transformador de la subestación de potencia Moyobamba haciendo uso del algoritmo de Monte Carlo?

1.2.1. Delimitación espacial

Tabla 1
Moyobamba

Item	Distrito
1	Moyobamba
2	Calzada
3	Habana
4	Jepelacio
5	Soritor
6	Yantalo

Fuente: Elaboración propia

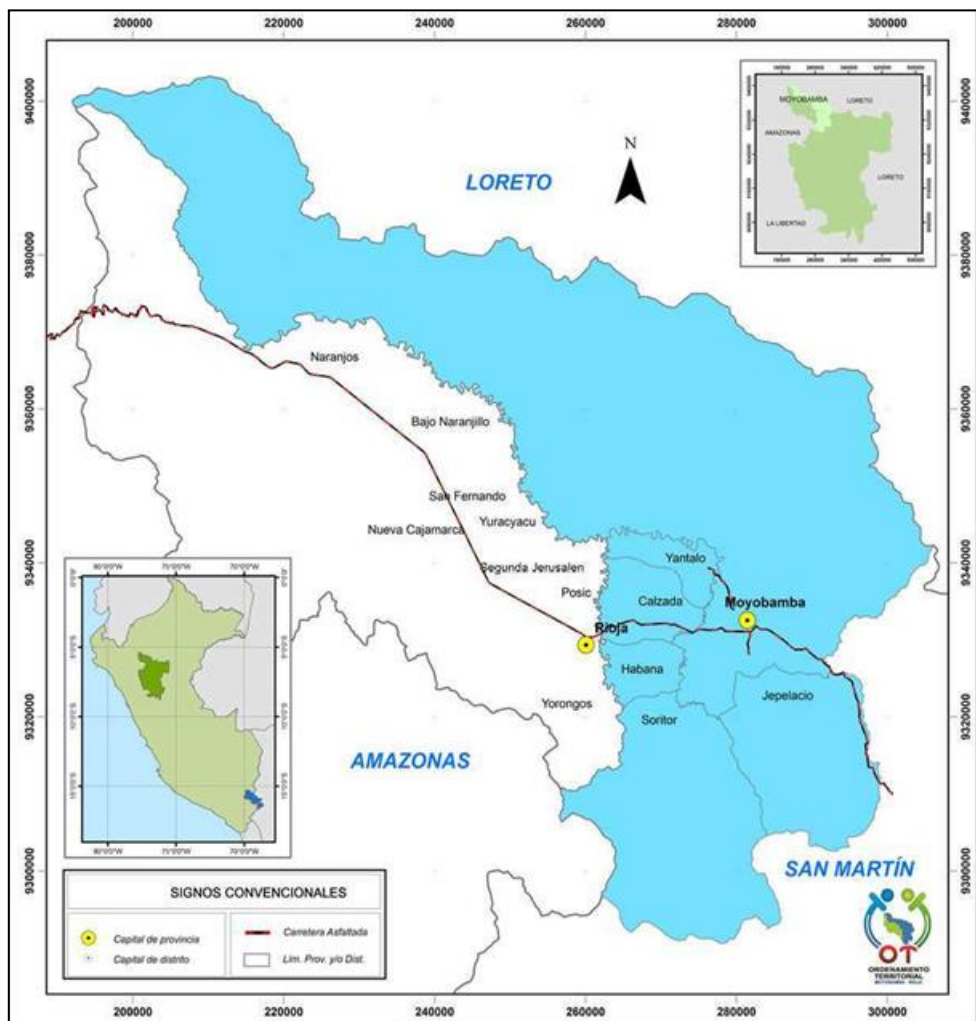


Figura 1. Ubicación de la Provincia de Moyobamba – San Martín

Nota: Adaptado de Gobierno Provincial de San Martín (2022)

1.2.2. Delimitación temporal

6 meses

1.3. Justificación e Importancia del estudio

1.3.1. Justificación Ambiental

La simulación Monte Carlo puede ayudar a minimizar la frecuencia de reemplazo, lo que a su vez disminuye la necesidad de producción frecuente de nuevos transformadores. La fabricación

de equipos eléctricos a menudo implica procesos industriales que pueden tener impactos ambientales significativos, y al reducir la necesidad de producción, se puede mitigar este impacto.

1.3.2. Justificación Económica.

La simulación Monte Carlo permite modelar una amplia gama de escenarios posibles, incluidas diversas condiciones operativas y de mantenimiento. Al realizar simulaciones repetidas, se pueden evaluar los costos asociados con diferentes estrategias de reemplazo a lo largo del tiempo.

1.3.3. Justificación Científica.

Destacar cómo la implementación de un enfoque basado en simulación puede tener un impacto directo en la confiabilidad del suministro eléctrico, lo que beneficia a la comunidad y las actividades económicas de la región.

1.4. Limitaciones de la Investigación

El estudio se limita a simular escenarios críticos en base a los registros actuales del transformador de la zona.

1.5. Objetivos de estudio

1.5.1. Objetivo General

Determinar el momento óptimo para reemplazar el transformador de la subestación de potencia en Moyobamba, utilizando técnicas de simulación y el algoritmo Monte Carlo para estimar el tiempo de vida útil restante del equipo comparándolo con un análisis de confiabilidad del transformador.

1.5.2. Objetivo Específicos

- a) Identificar y recopilar datos relevantes sobre el transformador de potencia, su historial de mantenimiento, y condiciones operativas.
- b) Desarrollar un modelo detallado del sistema que incluya parámetros clave del transformador, factores de carga, y condiciones ambientales.
- c) Presentar los resultados de las simulaciones donde se exponga a vida útil del transformador.

CAPITULO II: MARCO TEÓRICO

2.1. Antecedentes de Estudios

2.1.1. A nivel Internacional

Estimación del Tiempo de Reemplazo Económico de Transformadores

Un estudio realizado por Zareian Jahromi et al. (2018) propone un método novedoso que combina algoritmos de Monte Carlo y redes neuronales artificiales para estimar el tiempo de reemplazo económico de transformadores. Este enfoque permite considerar tanto el historial de salud del transformador como la incertidumbre en su comportamiento a lo largo del tiempo. La metodología aplicada mejora la precisión de la estimación del tiempo óptimo para el reemplazo, lo cual es crucial para la planificación y gestión de activos en sistemas eléctricos.

Evaluación de Requisitos de Transformadores de Repuesto

Costa et al. (2017) utilizaron simulaciones cronológicas de Monte Carlo para evaluar los requisitos de transformadores de repuesto en subestaciones de distribución. Este estudio destaca la importancia de considerar la variabilidad temporal en las demandas de carga y los fallos de los transformadores para determinar el número óptimo de transformadores de repuesto necesarios. La metodología desarrollada por los investigadores permite optimizar la disponibilidad y el costo de los transformadores de repuesto, mejorando así la confiabilidad del sistema eléctrico.

Optimización del Stock de Transformadores

Otro estudio relevante es el de Leite da Silva et al. (2015), quienes aplicaron técnicas de simulación de Monte Carlo junto con metaheurísticas para optimizar el stock de

transformadores en sistemas de potencia. La investigación se centró en minimizar los costos asociados con la reserva de transformadores mientras se asegura una alta confiabilidad del sistema. Los resultados muestran que el uso de estas técnicas puede llevar a una reducción significativa en los costos operativos y de mantenimiento.

Análisis Económico de Transformadores en Subestaciones de Distribución

Hamoud (2012) desarrolló modelos probabilísticos para evaluar los beneficios y costos asociados con el uso de transformadores móviles en estaciones de carga de alta tensión. Utilizando simulaciones de Monte Carlo, el estudio proporcionó una metodología para analizar el impacto económico de diferentes estrategias de mantenimiento y reemplazo de transformadores. Este enfoque ayuda a los operadores a tomar decisiones informadas sobre la gestión de activos en condiciones de incertidumbre.

Aplicación de Simulaciones de Monte Carlo en la Evaluación de la Vida Útil de Transformadores

Li (2013) exploró el uso de métodos de Monte Carlo para la evaluación de la vida útil y la confiabilidad de sistemas eléctricos, incluyendo transformadores. La investigación enfatiza la importancia de considerar diversos factores de deterioro y condiciones operativas en la simulación para obtener estimaciones precisas sobre la vida útil remanente y los requisitos de mantenimiento. Este enfoque proporciona una base sólida para la planificación a largo plazo de la infraestructura eléctrica.

2.1.2. A nivel Nacional

1. Obras Públicas y Gestión de Riesgos: Aplicación de Simulación Monte Carlo

Un estudio reciente se centró en la aplicación de la simulación de Monte Carlo para el control de ampliaciones de plazo y costos adicionales en obras públicas en el distrito de San Isidro, Lima. Esta investigación identificó los riesgos asociados a las obras públicas y desarrolló una metodología que utilizaba la simulación de Monte Carlo para analizar la probabilidad de éxito de los proyectos y mitigar los riesgos en tiempo y presupuesto (Avila, 2019)

2. Simulación de Monte Carlo en Proyectos de Construcción

En otro estudio relacionado, se exploró el uso de la simulación de Monte Carlo para estimar la probabilidad de éxito en proyectos de construcción. Este enfoque permitió evaluar el impacto de diversas variables como el tiempo de ejecución y el costo de los materiales, generando múltiples escenarios posibles y ayudando a planificar de manera más efectiva.

3. Evaluación de Proyectos Eléctricos

Un caso específico de aplicación en el sector eléctrico peruano se centró en la estimación del tiempo óptimo de reemplazo de transformadores de potencia en la subestación de Moyobamba. Mediante la simulación de Monte Carlo, se analizó la vida útil de los transformadores y se optimizó el momento del reemplazo para minimizar costos y maximizar la eficiencia operativa. Este estudio utilizó datos históricos y simulaciones repetidas para determinar los intervalos de reemplazo más económicos y eficientes

4. Proyectos de Digitalización y Gestión de Riesgos

Además, investigaciones sobre la digitalización en el sector público peruano también han implementado la simulación de Monte Carlo para evaluar riesgos y gestionar proyectos de digitalización. Estos estudios han demostrado cómo la simulación puede prever problemas y optimizar la implementación de políticas públicas, lo que es aplicable en otros sectores como el energético.

2.2. Sistema de enfriamiento del transformador

Las altas temperaturas pueden generar daños en el material aislante de las bobinas y en las zonas de separación con el núcleo. Los métodos de refrigeración se utilizan para prevenir un incremento significativo de temperatura en los transformadores, que resulta de la transferencia de calor ocasionada por las pérdidas de energía del núcleo y los devanados. Las altas temperaturas pueden generar puntos calientes que conducen al fallo del aislamiento y a una disminución de la vida útil del transformador (Electrical4uonline, 2023). Además, la degradación del material aislante, como el papel y el aceite, ocurre bajo condiciones térmicas extremas, afectando la fiabilidad del transformador (Hering-VPT, 2024).

2.2.1.1. Aislamiento

Existen diversos tipos de materiales de aislamiento que pueden utilizarse en los transformadores. Según la norma IEC 60085:1994, se establecen varias clases de materiales aislantes, que incluyen el algodón, el papel, el caucho natural vulcanizado, la seda, y ciertos termoplásticos, entre otros, clasificados en diferentes niveles de temperatura máxima de funcionamiento. Por ejemplo, el material de Clase 105 puede incluir estos materiales cuando se han impregnado con líquidos dieléctricos. A medida que se incrementa la temperatura máxima de funcionamiento, se utilizan materiales más resistentes al calor, como resinas, fibras de vidrio y elastómeros de silicona para las clases superiores como la Clase 180 o Clase 200 (Daelim Transformer) (TestGuy Electrical Testing Network) (AmericanMicroIndustries).

En condiciones Tipo Y

Condiciones térmicas de hasta 90°C pueden afectar materiales como algodón, cartón, papel sin impregnar, madera, seda y compuestos a base de formaldehído.

En condiciones Tipo A

Exposiciones a temperaturas de hasta 105°C pueden impactar materiales como papel, algodón y seda tratados con aceite, además de láminas de acetato de celulosa, madera y policloruro de vinilo.

En condiciones Tipo E

Para materiales como fenol-formaldehído, melanina-formaldehído, polivinil formal y triacetato de celulosa pueden soportar temperaturas de hasta 120°C antes de experimentar degradación.

En condiciones Tipo B

Materiales como asbesto, mica y vidrio, tratados o recubiertos con resinas orgánicas, formaldehídos y lacas, son capaces de resistir temperaturas de hasta 130°C.

En condiciones Tipo F

Tejidos de fibra de vidrio, mica unida con resinas de poliéster y combinaciones de materiales, sean o no inorgánicos, pueden tolerar temperaturas de hasta 155°C.

En condiciones Tipo H

Materiales como silicón, elastómeros y combinaciones que incluyen mica, fibra de vidrio y asbesto, unidos con resinas o silicones específicos, son aptos para soportar temperaturas de hasta 180°C.

En condiciones Tipo C

Materiales como mica pura, laminados de papel de mica con aglutinantes inorgánicos, estratificados de asbesto con aglutinantes inorgánicos, porcelana, vidrio, cuarzo y poliamidas pueden resistir temperaturas superiores a 180°C.

2.2.1.2. Métodos de enfriamiento

Para identificar los distintos tipos de sistemas de enfriamiento en un transformador, se emplean letras específicas:

a) Fluido refrigerante: Se asigna una letra para especificar el fluido principal que enfría las partes activas del transformador y el fluido secundario utilizado en el proceso. Las opciones incluyen:

- A: Aire (Air).
- O: Aceite (Oil).
- W: Agua (Water).

b) Método de circulación: La designación indica cómo circulan los fluidos refrigerantes:

- N: Flujo por convección natural (no se incluye explícitamente en la nomenclatura).
- F: Circulación forzada del fluido por el equipo con convección natural en los devanados.
- D: Circulación forzada y dirigida hacia el devanado principal desde el sistema de enfriamiento.

Según las normas ANSI, estos códigos permiten definir los distintos métodos de enfriamiento aplicables a los transformadores.

(a) Tipo AA.

Un transformador de tipo seco depende del aire para su enfriamiento de manera natural, sin utilizar aceite ni otros líquidos. En este tipo de transformador, el aire es el único material aislante entre el núcleo y los devanados.

(b) Tipo AFA.

Transformador seco que emplea tanto enfriamiento por aire natural como forzado. Este modelo incluye ventiladores adicionales para mejorar la eliminación del calor.

(c) Tipo AA/FA.

Transformador seco que utiliza tanto enfriamiento por aire natural como por aire forzado. En este tipo, se han añadido ventiladores para optimizar la disipación del calor.

(d) Tipo OA.

Transformador inmerso en aceite con enfriamiento por aire natural, donde el aceite circula de forma natural dentro de un tanque que puede tener paredes lisas, corrugadas o estar equipado con tubos radiadores.

(e) Tipo OA/FA.

Transformador sumergido en aceite que utiliza enfriamiento por aire natural y forzado. Este tipo incluye ventiladores adicionales para mejorar la capacidad de disipación del calor.

(f) . Tipo OA/FA/FOA.

Transformador sumergido en aceite con enfriamiento propio, además de enfriamiento por aceite y aire forzado. La combinación de ventiladores y bombas permite incrementar la capacidad operativa de los transformadores.

(g) . Tipo FOA.

Transformador sumergido en aceite que emplea enfriamiento por aceite y aire forzado. En este tipo, las bombas de aceite y los ventiladores operan simultáneamente de manera continua para mejorar el enfriamiento.

(h) . Tipo OW.

Transformador sumergido en aceite que utiliza agua como medio de enfriamiento. El agua circula a través de serpentines que permanecen en contacto constante con el aceite aislante, y el fluido se drena por gravedad o mediante una bomba independiente.

(i) . Tipo FOW.

Transformador sumergido en aceite que utiliza enfriamiento forzado tanto de aceite como de agua. Su funcionamiento es similar al del transformador tipo FOA, pero en este caso, el intercambiador de calor es de agua-aceite y no se emplean ventiladores.

2.3. Confiabilidad en sistemas de Potencia

2.3.1. Métodos para estudios de confiabilidad

2.3.1.1. Método determinístico

El método determinístico es un modelo matemático en el cual no se consideran el azar ni la incertidumbre, ya que los datos de entrada son completamente conocidos y los resultados se determinan de manera implícita. Este enfoque se utiliza para analizar situaciones hipotéticas mediante simulaciones, con el objetivo de reducir la incertidumbre dentro de un sistema.

2.3.1.2. Método de bloques de frecuencia – duración

El método de bloques de frecuencia y duración modela un sistema representándolo como una red formada por varios componentes, donde cada uno es considerado un bloque reparable con una frecuencia de fallas y un tiempo medio de reparación constante. Estos bloques pueden estar conectados en serie o en paralelo. Al asumir tasas constantes de fallas y reparaciones, se asume también que las distribuciones de probabilidad de los tiempos de falla y reparación son exponenciales. En la red eléctrica, los componentes se pueden reparar o reemplazar tras una falla, lo que permite que el sistema vuelva a su operación normal. Esta dinámica de fallas y reparaciones confiere al sistema un comportamiento continuo en el tiempo, con estados discretos finitos, lo que lo hace adecuado para ser representado mediante procesos continuos de Markov.

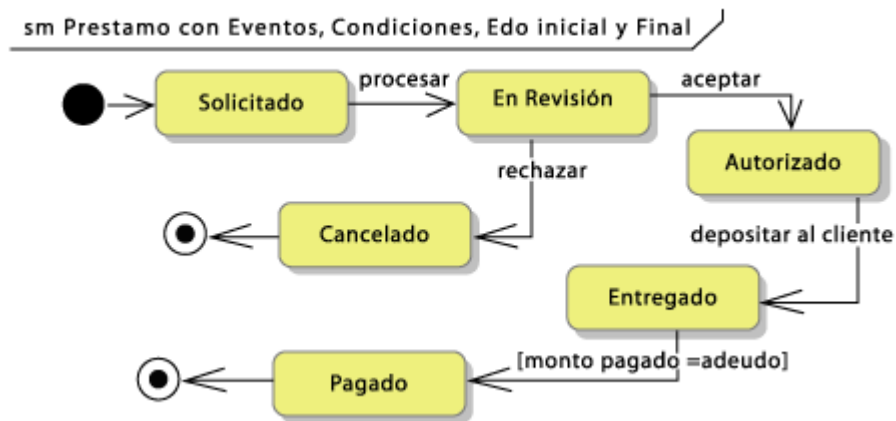


Figura 2 Diagrama de estados de un sistema con dos elementos

Nota: Adaptado de La vida de un objeto. El diagrama de estados, de S.Orozco, 2007, SG.

2.3.1.3. Métodos estocásticos

La simulación de diferentes escenarios operativos, realizada de manera probabilística, frecuentemente se basa en las distribuciones de probabilidad de los componentes del sistema, siendo el método de Monte Carlo uno de los más utilizados (Chusin Cayo & Escobar Guanoluisa, 2015). Este método no determinista se aplica para modelar el comportamiento aleatorio de un sistema mediante programas computacionales que generan números aleatorios. Es ampliamente empleado en ingeniería para analizar el rendimiento de sistemas (Elmakias, 2008).

Monte Carlo ofrece la flexibilidad de utilizar diversas distribuciones de probabilidad para las tasas de falla y reparación de los componentes. El proceso de simulación permite estimar el rendimiento específico de un sistema dado un conjunto de parámetros, y la sensibilidad del rendimiento a las variaciones en estos parámetros puede ser evaluada a través de simulaciones repetidas. Además, esta técnica se emplea para comparar diseños alternativos y determinar el diseño óptimo (Chusin Cayo & Escobar Guanoluisa, 2015).

El método de Monte Carlo es aplicable a sistemas grandes y complejos, y resulta ser un recurso eficaz cuando los métodos analíticos tradicionales son inadecuados o excesivamente complicados. Para alcanzar una alta precisión, este método requiere un número elevado de muestreos (Elmakias, 2008).

2.3.2. Distribución de probabilidad

2.3.2.1. Variables aleatorias

Una variable aleatoria es una función cuyo dominio es todo el espacio muestral y su rango corresponde al conjunto de los números reales.

Estas variables suelen clasificarse en dos categorías:

(a) Variables aleatorias discretas

Una variable aleatoria discreta es aquella cuyos valores posibles forman un conjunto finito o pueden ser enumerados en una secuencia infinita contable. Generalmente, se definen sobre los números enteros positivos.

(b) Variables aleatorias continuas

Una variable aleatoria es continua cuando el conjunto de valores posibles incluye todos los números dentro de un intervalo en la recta numérica, pudiendo ser de extensión infinita. Estas variables se definen sobre los números reales.

2.3.2.2. Distribución para variables discretas

En un espacio muestral, las probabilidades asignadas a distintos resultados determinan las probabilidades asociadas a los valores de una variable aleatoria X específica. La distribución de probabilidad de X indica cómo se distribuye la probabilidad total, que es 1, entre los diferentes valores posibles de X . En otras palabras, para cada valor posible de la variable aleatoria x , la función de probabilidad establece la probabilidad de que dicho valor ocurra al realizar un experimento determinado.

(a) Distribución binomial

Un experimento binomial es aplicable bajo las siguientes condiciones: consiste en una secuencia de “n” ensayos, donde “n” es determinado previamente. Cada ensayo tiene dos posibles resultados, llamados éxito (E) y falla (F). Los ensayos son independientes, lo que significa que el resultado de uno no afecta a los demás. Además, la probabilidad de éxito se mantiene constante en cada ensayo y se representa por “p”. La variable aleatoria binomial “X” se define como el número de éxitos obtenidos en los “n” ensayos.

Por tanto, una función de probabilidad binomial, que depende de los parámetros n y p, es denotada por $b(x; n, p) = P(X)$. Donde se tiene la siguiente expresión:

$$P(x) = b(x; n, p) = \begin{cases} \binom{n}{x} p^x (1-p)^{n-x} & ; x = 0, 1, 2, \dots, n \\ 0 & \end{cases}$$

(b) Distribución de Poisson

Un experimento en el cual la probabilidad de éxito es constante y se sigue una distribución de Poisson tiene la siguiente función de probabilidad para una variable aleatoria X con parámetro λ ($\lambda > 0$) si la función de probabilidad de X es:

$$P(x) = p(x; \lambda) = \frac{e^{-\lambda} \lambda^x}{x!} ; x = 0, 1, 2, \dots$$

Siendo el valor de lambda con frecuencia un valor por unidad de tiempo o expresado por una unidad de área.

Si $x=0$, la expresión quedaría de la siguiente manera:

$$P(x = 0) = e^{-\lambda}$$

2.3.2.3. Distribución de probabilidad para variables de tipo continuo

Consideremos una variable aleatoria X de tipo continuo. En este contexto, la probabilidad asociada a X se representa mediante una función $f(x)$, que cumple la siguiente propiedad para dos valores a y b , donde a es menor o igual a b :

$$P(a \leq x \leq b) = \int_a^b f(x)dx$$

Esto implica que la probabilidad de que X se encuentre en el intervalo $[a,b]$ se calcula al determinar el área bajo la gráfica de la función $f(x)$ entre esos puntos. Además, para que $f(x)$ sea una función válida de densidad de probabilidad, debe satisfacer dos condiciones esenciales:

1. $f(x) \geq 0$ para todos los valores de x .
2. La integral total de $f(x)$ a lo largo de todo el conjunto de valores posibles de x debe ser igual a 1, es decir:

$$\int_{-\infty}^{\infty} f(x)dx = 1$$

Esto asegura que la suma total de las probabilidades es 1.

La probabilidad de que X tome un valor dentro del intervalo $[a, b]$ corresponde al área bajo la curva de la función de probabilidad y sobre dicho intervalo, como se ilustra en la figura. Esta representación gráfica de $f(x)$ es comúnmente denominada curva de densidad.

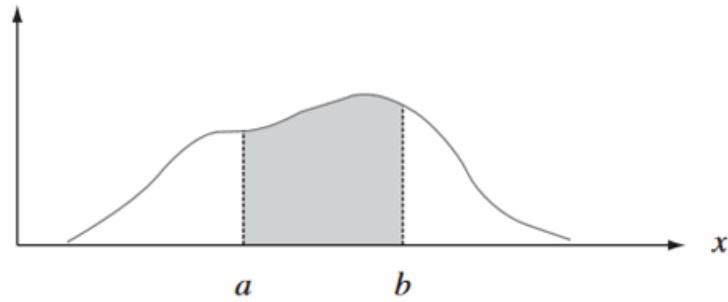


Figura 3 Área bajo la curva de densidad entre a y b

Nota: Adaptado de Intervalo a y b , de Falcon, 2017, Quito.

Para que $f(x)$ sea una función de probabilidad legítima, debe satisfacer las siguientes

dos condiciones: $f(x) \geq 0$ con todas las x y $\int_a^b f(x)dx = \text{área bajo la curva} = 1$.

(a) Distribución normal

Una variable aleatoria continua X tiene una distribución normal con parámetros μ y σ (o μ y σ^2), donde $-\infty \leq \mu \leq \infty$ y $\sigma > 0$, si la función de distribución de probabilidad de X es:

$$f(x; \mu, \sigma) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}\sigma} e^{-(x-\mu)^2/2\sigma^2}$$

Siendo μ y σ valor medio de x y desviación estándar de x correspondientemente.

Como se muestra en la figura, la función de distribución de probabilidad normal tiene la particularidad de ser simétrica en torno a su valor medio.

Esta distribución se expresa en términos de desviaciones estándar.

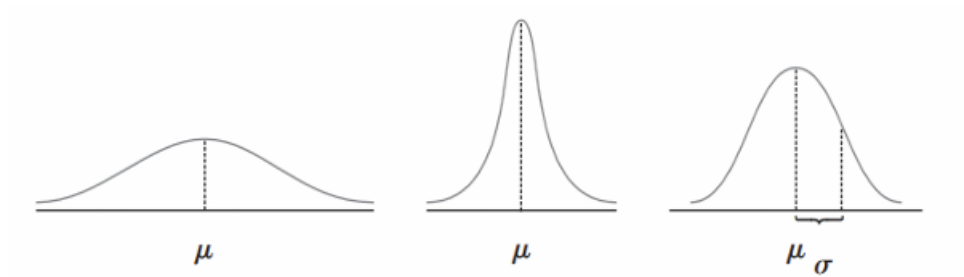


Figura 4 Curvas de distribución normal

Nota: Adaptado de Curvas de distribución, de Falcon, 2017, Quito.

La distribución normal con parámetros $\mu = 0$ y $\sigma = 1$ se conoce como distribución normal estándar. Una variable aleatoria con esta distribución se representa como Z . La función de probabilidad asociada a Z es la siguiente:

$$f(z; 0,1) = \frac{1}{\sqrt{2\pi\sigma}} e^{-z^2/2}$$

(b) Distribución exponencial

La variable aleatoria continua X tiene una distribución exponencial con parámetro λ ($\lambda > 0$) si la función de densidad de probabilidad de X es:

$$f(x; \lambda) = \begin{cases} \lambda e^{-\lambda x} & ; x \geq 0 \\ 0 & ; x < 0 \end{cases}$$

El valor esperado de una variable aleatoria exponencialmente distribuida X es:

$$E(X) = \int_0^{\infty} x \lambda e^{-\lambda x} dx$$

La media y la desviación estándar de la distribución exponencial son iguales a $1/\lambda$, donde λ es el parámetro de tasa de la distribución.

La función de densidad de probabilidad de una distribución exponencial está dada por:

$$f(x; \lambda) = \lambda e^{-\lambda x}, \quad x \geq 0$$

En esta distribución, el valor de λ determina la rapidez con la que ocurren los eventos. Cuando λ es grande, los eventos ocurren más rápidamente, mientras que cuando λ es pequeño, los eventos ocurren con menor frecuencia.

En la figura se pueden observar varias gráficas de funciones de distribución de probabilidad exponenciales, cada una correspondiente a un valor diferente de λ . Estas gráficas muestran cómo varía la forma de la distribución en función del parámetro λ .

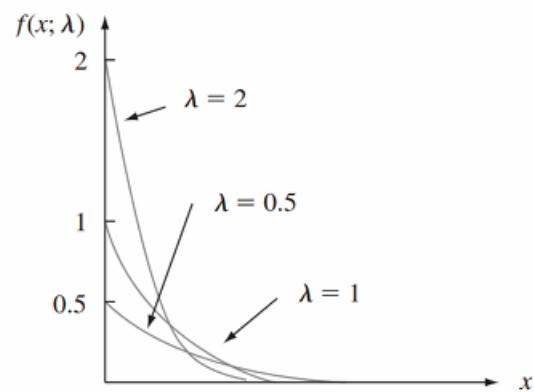


Figura 5 Curvas de distribución normal

Nota: Adaptado de Distribucion de variables, de Chusin et Escobar, 2017, Escuela Politecnica Nacional.

La función de densidad de probabilidad de la distribución exponencial es sencilla de integrar, lo que permite obtener fácilmente la función de distribución acumulativa, que se expresa de la siguiente manera:

$$F(x; \lambda) = \begin{cases} 0 & x < 0 \\ 1 - e^{-\lambda x} & x \geq 0 \end{cases}$$

La distribución exponencial es frecuentemente utilizada para modelar el intervalo de tiempo entre la ocurrencia de eventos sucesivos, como las llegadas de clientes a un servicio o las llamadas que reciben las centrales telefónicas. Su relevancia radica en su relación estrecha con el proceso de Poisson, el cual describe la ocurrencia de eventos independientes a una tasa constante dentro de un período determinado.

2.4. Incremento de temperatura y disminución de la vida útil de transformadores

A partir de 1966, los transformadores con un incremento de temperatura promedio de 55 °C fueron comúnmente reemplazados como estándar por la mayoría de los fabricantes. Estos nuevos transformadores fueron denominados inicialmente de 55/65 °C, y para 1977, los transformadores con una clasificación única de 65 °C se convirtieron en la oferta estándar de la industria. Estos mayores valores de temperatura se basan en sistemas de aislamiento térmico de papel, aceite y esmalte, diseñados para soportar condiciones térmicas elevadas (IEC, 2011; IEEE, 2019).

2.5. Efecto de sobrecargas

Cuando un transformador opera con una carga superior a la nominal, se deben considerar los siguientes efectos:

- a) El aumento de gas libre en el aislamiento del bobinado y en los conductores aislados, debido al calentamiento por la carga y las corrientes parásitas, puede comprometer la integridad dieléctrica del sistema.
- b) El funcionamiento a temperaturas elevadas disminuye la resistencia mecánica tanto del conductor como del aislamiento. Esto es especialmente preocupante durante períodos de sobrecorriente transitoria, cuando las fuerzas mecánicas alcanzan su punto máximo.
- c) La expansión térmica de los conductores, materiales aislantes o partes estructurales a altas temperaturas puede causar deformaciones permanentes, lo que podría llevar a fallos mecánicos o dieléctricos.
- d) La acumulación de presión en los bushings a ciertos niveles de corriente podría provocar fugas en las juntas, pérdida de aceite y, en última instancia, una falla en el dieléctrico.
- e) Si la temperatura del aceite en la parte superior del tanque supera los 105 °C (lo que representa un aumento de 65 °C sobre una temperatura ambiente de 40 °C, según IEEE Std C57.12.00-1993), existe la posibilidad de que la expansión del aceite sea mayor que la capacidad del tanque para contenerlo, lo que podría generar una presión que active el dispositivo de alivio y expulse el aceite (IEEE, 2019).

2.6. Cálculo de temperaturas de un transformador.

El cálculo de la temperatura del aceite y de los devanados de un transformador de potencia, como resultado de los cambios en la carga, puede realizarse de manera directa sin necesidad de procesos iterativos. Este tipo de cálculo se basa en fórmulas empíricas o modelos que relacionan las pérdidas de carga con la generación de calor en los componentes del transformador, considerando factores como la resistividad del material

y la capacidad de disipación de calor del sistema de enfriamiento. Al aplicar estos modelos, es posible determinar las temperaturas de los devanados y el aceite sin recurrir a métodos repetitivos, lo que simplifica la evaluación térmica del transformador.

2.6.1. Símbolos

Las temperaturas se expresan mediante el símbolo Θ , y el incremento de temperatura se representa igualmente como Θ . La variación térmica en el punto más caliente del devanado se evalúa en relación con la temperatura del aceite en la parte superior del tanque, a menos que se indique lo contrario. Por otro lado, el aumento en la temperatura del aceite en la zona superior del tanque se define como la diferencia con respecto a la temperatura ambiente.

Tabla 2 Símbolos de temperatura

SÍMBOLO	DESCRIPCION
K	Relación de la carga L con la carga nominal, en por unidad
L	La carga en cuestión, en KVA o A
m	Exponente derivado empíricamente usado para calcular la variación Θ_H con cambios en la carga. El valor de m ha sido seleccionado para cada tipo de enfriamiento aproximadamente reporta los efectos de cambio en la resistencia y la pérdida de viscosidad debido a los cambios de carga
n	Exponente derivado empíricamente usado para calcular la variación de Θ_{TO} con cambios en la carga. El valor de n ha sido seleccionado para cada tipo de enfriamiento aproximadamente reporta los efectos de cambio en la resistencia debido a los cambios de carga
PT,R	Pérdida totales a carga nominal, watts
t	Duración de la carga, horas
Θ	Temperatura, °C
Θ_A	Temperatura ambiente promedio durante el ciclo de carga que se ha estudiado, °C
$\Theta_{A,R}$	Temperatura ambiente promedio a carga nominal, °C
Θ_H	Temperatura del punto más caliente del devanado, °C
$\Theta_{H,U}$	Temperatura del último punto más caliente del devanado para carga L, °C
Θ_{TO}	Temperatura del aceite en la parte superior del tanque, °C
d Θ_H	Incremento de temperatura del punto más caliente del devanado sobre la temperatura del aceite en la parte superior del tanque, °C
d $\Theta_{H,i}$	Incremento de temperatura inicial del punto más caliente del devanado sobre la temperatura del aceite en la parte superior del tanque para t = 0, °C

SIMBOLO	DESCRIPCION
$d\theta_{H,U}$	Incremento final de temperatura del punto más caliente del devanado sobre la temperatura del aceite en la parte superior del tanque para la carga L, °C
$d\theta_{TO}$	Incremento de temperatura del aceite en la parte superior del tanque sobre la temperatura ambiental, °C
$d\theta_{TO,i}$	Incremento inicial de temperatura del aceite en la parte superior del tanque sobre la temperatura ambiental para $t = 0$, °C
$d\theta_{TO,U}$	Incremento final de temperatura del aceite en la parte superior del tanque sobre la temperatura ambiental para carga L, °C
τ_{TO}	Constante de tiempo del aceite del transformador para cualquier carga L y para cualquier diferencial de temperatura específico entre el incremento final de temperatura del aceite en la parte superior del tanque y el incremento inicial de temperatura de la parte superior del tanque.
$\tau_{TO,R}$	Constante de tiempo para carga nominal empieza con el incremento inicial de la temperatura del aceite en la parte superior del tanque de 0 °C, horas
τ_W	Constante de tiempo del devanado en el punto caliente, horas

Considerando que A: Ambiente, R: Nominal, U: Ultima, i: inicial, H: punto más caliente del devanado, TO: Parte superior del tanque, W: Devanado, I: Sobre

Nota: Elaboración propia

2.7. Factores que influyen en la temperatura

La ecuación para determinar la temperatura en el punto de mayor calor está compuesta por tres elementos.

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

La siguiente fórmula representa la temperatura del aceite en la parte superior del tanque:

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

2.8. Relación entre la temperatura del aceite en la parte superior del tanque y la temperatura ambiente

El aumento de la temperatura del aceite en la parte superior del tanque, tras un cambio en el ajuste de carga, se describe mediante una expresión exponencial que incluye una constante de tiempo relacionada con el aceite.

$$\Delta\theta_{TO} = (\Delta\theta_{TO,U} - \Delta\theta_{TO,i}) \left(1 - e^{-\frac{1}{\tau_{TO}}}\right) + \Delta\theta_{TO,i}$$

En un ciclo de sobrecarga de dos fases, con una carga constante equivalente previa, el aumento máximo inicial de la temperatura del aceite se calcula utilizando la ecuación siguiente.

$$\Delta\theta_{TO,i} = \Delta\theta_{TO,R} \left[\frac{K_I^2 R + 1}{(R + 1)} \right]^n$$

En el análisis de un ciclo de carga que abarca varias fases, se considera cada etapa de carga de manera individual, utilizando intervalos de tiempo muy pequeños para asegurar una mayor precisión en los cálculos. El incremento en la temperatura del aceite en la parte superior del tanque se determina tomando como referencia el aumento de temperatura al final de la fase anterior, y este valor se usa como punto de partida para calcular el cambio de temperatura en la siguiente fase del ciclo. Para obtener el incremento final de la temperatura del aceite en esta área del tanque, se aplica la fórmula correspondiente.

$$\Delta\theta_{TO,U} = \Delta\theta_{TO,R} \left[\frac{K_U^2 R + 1}{(R + 1)} \right]^n$$

2.9. Constantes de tiempo del aceite

La norma IEEE (2019) establece que, para transformadores con tipos de enfriamiento OA (Oil Natural Air Natural) y FA (Air Forced), la capacidad térmica se calcula utilizando la siguiente fórmula:

$$C = 0.0272(\text{peso del conjunto de núcleo y bobina en kilogramos}) + 0.01814(\text{peso del tanque y de accesorios en kilogramos}) + 5.034 (\text{litros de aceite})$$

La ecuación exponencial para el calentamiento se deriva a partir del incremento promedio de temperatura en la masa concentrada, que en el caso del transformador corresponde a la temperatura media del aceite. Sin embargo, el aceite en la parte superior del tanque es el parámetro medido a través de indicadores de temperatura o termopares durante las pruebas térmicas. Para transformadores con enfriamiento FO (Oil Forced), dirigido o no dirigido, la capacidad térmica se calcula con la siguiente expresión:

$$C = 0.0272 (\text{peso del conjunto de núcleo y bobina en kilogramos}) + 0.0272 (\text{peso del tanque y de accesorios en kilogramos}) + 7.305 (\text{litros de aceite})$$

Para calcular la constante de tiempo, el peso del tanque y los accesorios se refiere a las partes que están en contacto con el aceite caliente. La constante de tiempo del aceite en la parte superior del tanque, a la capacidad nominal de KVA, se determina mediante la siguiente ecuación:

$$\tau_{TO,R} = \frac{C \Delta \theta_{TO,R}}{P_{T,R}}$$

Para la parte superior del tanque es:

$$\tau_{TO} = \tau_{TO,R} = \frac{\left(\frac{\Delta\theta_{TO,U}}{\Delta\theta_{TO,R}}\right) - \left(\frac{\Delta\theta_{TO,i}}{\Delta\theta_{TO,R}}\right)}{\left(\frac{\Delta\theta_{TO,U}}{\Delta\theta_{TO,R}}\right)^{\frac{1}{n}} - \left(\frac{\Delta\theta_{TO,i}}{\Delta\theta_{TO,R}}\right)^{\frac{1}{n}}}$$

Entonces el incremento de la temperatura del aceite para la parte superior del tanque $d\theta_{TO}$ es considerada en una proporción directa con la pérdida de calor q , o por lo cual podemos decir que la ecuación:

$$d\theta_{TO} = kq^n ; n = 1$$

2.10. Incremento de la temperatura del punto caliente del devanado

El aumento temporal de la temperatura en el punto más caliente del devanado, en comparación con la temperatura del aceite en la parte superior del tanque, se determina mediante la siguiente expresión:

$$\Delta\theta_H = (\Delta\theta_{H,U} - \Delta\theta_{H,i}) \left(1 - e^{-\frac{1}{\tau_w}}\right) + \Delta\theta_{H,i}$$

El incremento inicial del punto caliente sobre el del aceite en la parte superior del tanque es:

$$\Delta\theta_{H,i} = \Delta\theta_{H,R} K_i^{2m}$$

El incremento final del punto caliente sobre el la parte superior del tanque es:

$$\Delta\theta_{H,U} = \Delta\theta_{H,R} K_u^{2m}$$

El valor nominal del incremento del punto caliente sobre la parte superior del tanque es:

$$\Delta\theta_{H,R} = \Delta\theta_{H/AR} - \Delta\theta_{TO,R}$$

El incremento de temperatura en el punto más caliente del devanado respecto al ambiente puede obtenerse de diversas formas:

- a. A través de pruebas directas utilizando sensores integrados en el transformador.
- b. Mediante los valores calculados y proporcionados por el fabricante en el informe correspondiente.
- c. Asumiendo un valor de $\Theta_{H/A,R} = 80 \text{ }^\circ\text{C}$ cuando el aumento promedio de temperatura en el devanado es de $65 \text{ }^\circ\text{C}$ y $65 \text{ }^\circ\text{C}$ para el incremento promedio del devanado de $55 \text{ }^\circ\text{C}$.

Por otro lado, el incremento de temperatura del aceite en la parte superior del tanque en relación con la temperatura ambiental se determina mediante:

- a. Prueba real por IEEE Std C57.12.90-1993.
- b. Los valores calculados por el fabricante, los cuales se encuentran reflejados en el informe de pruebas.

La constante de tiempo del devanado, que está relacionada con el comportamiento térmico del transformador, puede estimarse a partir de las curvas de enfriamiento obtenidas durante las pruebas térmicas, o también ser calculada por el fabricante basándose en la masa de los materiales conductores involucrados. Esta constante varía según la viscosidad del aceite y el exponente m , factores que influyen en el proceso de disipación térmica.

2.10.1. Exponentes para incremento de la temperatura del punto caliente del devanado

Tabla 3 Exponentes de calculo

TIPO DE ENFRIAMIENTO	m	n
OA	0.8	0.8
FA	0.8	0.9
FOA o FOW flujo no direconado	0.8	0.9
FOA o FOW flujo direconado	1	1

2.11. Vida útil del aislamiento

Según la IEEE (2019), el envejecimiento del aislamiento en los transformadores depende de la duración de la temperatura, el contenido de humedad y el contenido de oxígeno. Los sistemas de preservación de aceite reducen las contribuciones de humedad y oxígeno al deterioro del aislamiento, dejando la temperatura del aislamiento como el único parámetro de control. En los estudios sobre envejecimiento, es común considerar los efectos de temperaturas más altas (del punto más caliente). Debido a la influencia de múltiples factores en el deterioro del aislamiento del transformador, es difícil predecir con precisión la vida útil del aislamiento, incluso bajo condiciones constantes o controladas rigurosamente, y mucho menos en condiciones de servicio que varían ampliamente (IEEE, 2019).

2.12. Envejecimiento del transformador

La celulosa es el constituyente principal de la mayoría de los materiales de aislamiento de conductores en los transformadores.

En un transformador los tres agentes responsables de la degradación de la celulosa son el agua, el oxígeno y el calor. Cada uno de estos agentes tiene un efecto sobre la tasa de degradación por lo que deben ser controlados individualmente. El contenido de agua y el oxígeno en el aislamiento puede ser controlado por el sistema de conservación de aceite del transformador, pero el control de calor se deja al personal operativo del transformador.

El envejecimiento de la celulosa es el resultado de una reacción química, por lo que la tasa de cambio de una propiedad medida se puede expresar en la forma de una velocidad de reacción K_0 constante. Esto se puede aplicar multiplicando la constante de velocidad, una función de la temperatura, por el intervalo de tiempo durante el cual el envejecimiento se lleva a cabo para encontrar el porcentaje de cambio en una propiedad. Matemáticamente, la constante de velocidad se puede expresar por

$$K_0 = A'e^{\left[\frac{B}{\theta+273}\right]}$$

Donde: A' y B': son constantes empíricas y θ es la temperatura en °C

Los estudios experimentales realizados a lo largo de los años han demostrado que el vínculo entre el desgaste del aislamiento, el tiempo y la temperatura sigue el principio de la velocidad de reacción propuesto por Arrhenius (1889). Para utilizar este modelo en la estimación de la vida útil de un transformador, es crucial tener en cuenta dos factores fundamentales: la velocidad de envejecimiento y el criterio para definir el término de su vida útil. Estos factores pueden ser abordados de manera independiente al tratar la vida útil como una magnitud por unidad (Arrhenius, 1889).

$$Vida \text{ en } p.u = Ae^{\left[\frac{B}{\theta_H+273}\right]}$$

Hecho: A es una constante ajustada a la unidad, obtenida al tomar 110 °C como temperatura de referencia (uno por unidad), y B representa la constante de envejecimiento, que permanece inalterada en este contexto.

La vida útil del aislamiento en un transformador, cuando se expresa en términos de unidad, ofrece diversas aplicaciones. Una de las principales es su utilización para calcular el factor de aceleración del envejecimiento (FAA) en función de una carga y

temperatura específicas, o bien para un perfil variable de carga y temperatura a lo largo de un período de 24 horas, tal como se aborda en este proyecto. Para este cálculo, se toma como referencia una temperatura de 110 °C, y la constante B, según la norma IEEE Std C57.91-1995, se fija en 15,000. El FAA será superior a uno cuando las temperaturas superen el valor de referencia en el punto más caliente del devanado, y por debajo de uno cuando las temperaturas sean inferiores a esta referencia. La fórmula para determinar el FAA es la siguiente:

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

En la temperatura de referencia, la vida útil equivalente (ya sea en horas o días) que se consumirá durante un intervalo de tiempo específico, considerando el ciclo de temperatura correspondiente, se expresa de la siguiente manera:

$$F_{EQA} = \frac{\sum_{n=1}^N F_{AA} \Delta t_n}{\sum_{n=1}^N \Delta t_n}$$

Donde FEQA representa el factor de aceleración del envejecimiento equivalente para el periodo total de tiempo, n: es el índice correspondiente a cada intervalo de tiempo, t es el número total de intervalos, $F_{AA,n}$ es el factor de aceleración del envejecimiento para la temperatura presente durante el intervalo t_n , y t_n se refiere a la duración de ese intervalo, medida en horas.

2.13. Índice de confiabilidad de una subestación en base a la capacidad de sobrecarga de sus transformadores.

Los índices de confiabilidad en los sistemas de generación consideran tanto la carga como la capacidad disponible del sistema, que se basa en la potencia nominal total de todas las unidades generadoras disponibles. Los modelos analíticos para calcular estos índices son relativamente sencillos. Sin embargo, la situación se complica cuando se

incluyen transformadores. La capacidad de carga de los transformadores está determinada por la temperatura en el punto más caliente del aislamiento, la cual depende principalmente de la curva de carga diaria del transformador. La temperatura tiene un impacto significativo en la vida útil del transformador (Elmakias, 2008). Se pueden definir dos condiciones operativas posibles:

- 1) Funcionamiento normal del transformador, donde el nivel de carga permitido asegura que la vida útil del transformador coincide con su período nominal de uso, es decir, cuando la temperatura es menor a 110 °C.
- 2) Funcionamiento en condiciones anormales, como un corte forzado de uno de los transformadores, donde los transformadores restantes pueden ser sobrecargados y operar a temperaturas superiores a 110 °C.

En cualquier caso, la capacidad de carga del transformador debe ser gestionada para que la temperatura del aceite no exceda los 110 °C. Esto implica que los índices de confiabilidad deben calcularse utilizando un enfoque probabilístico y en relación con la temperatura del punto más caliente del aislamiento. En condiciones normales, la temperatura del punto más caliente y la determinación de la vida útil del transformador dependen de la curva de carga y la temperatura ambiente. En caso de un corte forzado de un transformador, la carga se redistribuye entre los transformadores restantes, y a veces, se transfiere a subestaciones cercanas ajustando los procedimientos en la estación y la red de transmisión. La temperatura de los transformadores restantes se ve afectada por variables estocásticas como las curvas de carga, el momento y la duración de la falla, la frecuencia de fallas y la temperatura ambiente. Es importante incluir en el cálculo estadístico la frecuencia de fallas en otros elementos de la subestación, ya que estas también pueden provocar interrupciones forzadas del transformador. Al estudiar

las estadísticas de interrupciones forzadas, se pueden distinguir dos casos extremos: uno con largos tiempos de reparación y baja frecuencia de ocurrencia, y otro con tiempos de reparación cortos a medianos y una frecuencia más alta. Para el primer caso, se suelen disponer transformadores de reserva, mientras que para el segundo, es común sobrecargar los transformadores restantes o transferir la carga a subestaciones adyacentes. Las estadísticas también deben considerar la frecuencia de fallas del primer tipo, pero sólo con el tiempo requerido para sustituir el transformador (Elmakias, 2008).

2.13.1. Índices en sistema de transformación.

Los principales índices de confiabilidad empleados en los sistemas de transformación son los siguientes:

- a. Frecuencia de fallo (interrupción), FD [1/año]
- b. Duración del fallo, TD [h]
- c. Probabilidad de fallo, PD

La simulación de Monte Carlo se emplea frecuentemente en estudios de confiabilidad cuando el análisis teórico resulta complejo (Smith, 2020). Una desventaja principal de este método es el tiempo relativamente largo que se requiere para completar el procedimiento de simulación (Johnson, 2019). Es crucial que el procedimiento de simulación se ajuste lo más posible a la realidad. Una vez que se ha ejecutado el procedimiento durante un período determinado, se analizan y evalúan los índices de confiabilidad. La simulación se conceptualiza como un conjunto de experimentos prácticos que se desarrollan en un entorno controlado, definidos por incertidumbres estocásticas que ocurren a lo largo de un intervalo de tiempo determinado. Estos experimentos están regidos por una función de distribución específica que determina la probabilidad de los diferentes eventos que ocurren dentro del sistema simulado (Doe, 2021). En el ámbito de los sistemas eléctricos de

potencia, esta técnica se aplica para modelar comportamientos complejos, como el funcionamiento de una subestación eléctrica. En este caso particular, la simulación se centra en una subestación que está equipada con m transformadores conectados en paralelo. Cada uno de estos transformadores tiene una potencia nominal individual, expresada en unidades de VA como S_n [VA]. La potencia total de la subestación, que resulta de la combinación de los transformadores, se calcula sumando las potencias nominales de cada uno de los transformadores y se representa como S_T [VA] (Smith, 2020). Este enfoque permite evaluar de manera precisa cómo se comporta la subestación bajo diferentes condiciones operativas y de carga, proporcionando datos valiosos para la toma de decisiones en la operación y mantenimiento de la infraestructura.

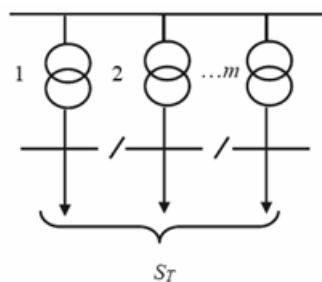


Figura 6 Subestacion con m transformadores conectados en paralelo

Nota: Adaptado de Subestacion M transformadores, de Falcon, 2017, Quito.

Como se ha señalado anteriormente, en el caso de un corte forzado de un transformador, la carga puede ser redistribuida ya sea entre los transformadores restantes de la misma subestación o hacia una subestación adyacente (Brown & Green, 2022). En el proyecto actual, se explora la redistribución de la carga a los transformadores restantes dentro de la misma subestación. La cantidad de carga transferida está determinada por la temperatura en el punto más caliente del aislamiento de los transformadores restantes,

lo que afecta su capacidad de carga (White, 2021). Si la capacidad de carga disponible no es adecuada, la carga adicional no podrá ser suministrada. Este procedimiento se ilustra esquemáticamente en la Figura (Brown & Green, 2022).

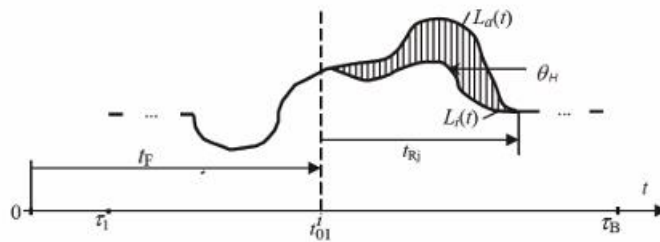


Figura 7 Procedimiento de un solo corte de transformador

Nota: Adaptado de Corte de suministro, de Falcon, 2017, Quito.

En este contexto, se utilizan diferentes variables para describir el comportamiento de una subestación durante una falla y su posterior recuperación. $L_a(t)$ representa la carga total de la subestación justo antes de que ocurra la falla, mientras que $L_i(t)$ indica la carga que sigue disponible después de la interrupción del servicio. t_{01} es el instante en que se produce la falla, y t_{Rj} es el tiempo que toma para reparar y restaurar el funcionamiento normal de la subestación.

La capacidad de los transformadores restantes para soportar carga tras la falla depende en gran medida de la temperatura de su aislamiento. Dado que esta temperatura afecta directamente el rendimiento y la capacidad operativa de los transformadores, resulta crucial para determinar cuánta carga puede ser gestionada por los transformadores restantes durante el período posterior a la interrupción (Smith, 2023). Para evaluar el impacto de las fallas en la confiabilidad de la subestación, se emplean simulaciones de Monte Carlo. Este método probabilístico permite calcular diversos índices de confiabilidad, como la frecuencia y la duración de las fallas, considerando una variedad

de escenarios y factores inciertos (Johnson & Lee, 2022). Es fundamental tener en cuenta ciertos parámetros clave al realizar estos cálculos, los cuales influyen directamente en la precisión de los resultados obtenidos en las simulaciones.

1. La disponibilidad de los transformadores es prácticamente del 100% (IEEE Std C57.91-1995).
2. La cantidad de transformadores instalados es muy reducida (IEEE Std C57.91-1995).
3. El tiempo promedio de interrupción no planificada de los transformadores es breve (IEEE Std C57.91-1995).
4. El período crítico para la capacidad de carga de los transformadores es de aproximadamente unas pocas horas, que coincide con el tiempo durante el cual se mantiene la carga máxima (IEEE Std C57.91-1995).

2.14. Predicción del tiempo hasta la falla.

La ocurrencia de una falla es un evento aleatorio, por lo tanto es necesario implementar un proceso no determinístico para la determinación del tiempo previo a la falla. Los números aleatorios u_0, u_1, \dots se generan de manera uniforme entre 1 y 0. El tiempo de interrupción es determinado por:

$$t_{01}^i = F_{t_0}^{-1}(u_i)$$

Donde $F_{t_0}(t)$ es una función de distribución de t_0 , definido como:

$$F_{t_0}(t) = P(t_0 \leq t)$$

$F_{t_0}(t)$ debe determinarse como la función que describe el tiempo hasta el momento de la falla, considerando que la falla puede ocurrir en algún instante entre τ_1 y τ_B , donde τ_B normalmente se establece en un período de un año, como se muestra en la Figura 7.

La función que describe el tiempo hasta la falla es:

$$F_{t_0}(t) = P(t_0 \leq t) = P \left[\frac{t_F \leq t}{\tau_1 < t_F < \tau_B} \right]$$

donde t_F es la variable estocástica de tiempo hasta la falla, se utiliza la distribución exponencial teniendo la expresión:

$$f_{t_0}(t) = \lambda_T e^{-\lambda_T t}$$

La expresión dada se puede desarrollar utilizando el problema de probabilidad condicional, con ello tenemos:

$$F_{t_0}(t) = \frac{t_F \leq T \cap \tau_1 < t_F < \tau_B}{P(\tau_1 < t_F < \tau_B)}$$

Por lo tanto:

$$F_{t_0}(t) = \frac{(\tau_1 \leq t_F \leq t)}{P(\tau_1 \leq t_F \leq \tau_B)}$$

Como se asumió en t tiene una distribución exponencial, y en consecuencia se tiene:

$$F_{t_0}(t) = \frac{\int_{\tau_1}^t \lambda_T e^{-\lambda_T t'} dt'}{\int_{\tau_1}^{\tau_B} \lambda_T e^{-\lambda_T t'} dt'}$$

Se obtiene:

$$F_{t_0}(t) = \frac{1}{1 - e^{-\lambda_T(\tau_B - \tau_1)}} [1 - e^{-\lambda_T(t - \tau_1)}]$$

τ_1 es el límite inferior del período de cálculo y, por lo tanto, puede ser igual a cero. Esto significa que:

$$F_{t_0}(t) = \frac{1 - e^{-\lambda_T t}}{1 - e^{-\lambda_T \tau_B}}$$

De acuerdo el tiempo de fallo t_{i01} para cualquier número aleatorio u_1 es obtenido por el RNG.

$$t_{i01}^i = F_{t0}^{-1}(u_1) = -\frac{1}{\lambda_T} \ln[1 - u_i(1 - e^{-\lambda_T \tau_B})]$$

2.15. Duración de la Inoperatividad

La duración de la inoperatividad de un componente no puede preverse con certeza. Al igual que con el cálculo del tiempo hasta la falla, se requiere aplicar un enfoque probabilístico para estimar el tiempo de inactividad.

Este proceso sigue el mismo procedimiento descrito en el capítulo anterior, en el que se utilizan números aleatorios u_0, u_1 , distribuidos uniformemente entre 0 y 1, y se asume una distribución exponencial para modelar el tiempo de inoperatividad.

$$t_{i02}^i = F_{t02}^{-1}(u_i)$$

La función $F_{t0}(t)$ debe determinarse como la distribución del tiempo hasta el momento de la falla, considerando que la falla ocurre entre τ_1 y τ_B , donde τ_B , en este contexto, corresponde a un intervalo de 24 horas. La distribución de tiempo hasta la falla se expresa de la siguiente manera:

$$F_{t02}(t) = P(t_{02} \leq t) = P\left\{\frac{t_F \leq t}{\tau_1 < t_F < \tau_B}\right\}$$

“donde t_F , al igual que el caso anterior, es una variable estocástica de tiempo hasta la falla y se utiliza la distribución exponencial teniendo la expresión:

$$f_{t02}(t) = \frac{1}{t_r} e^{-\frac{1}{t_r} t}$$

Con los respectivos procesos llegamos a la expresión:

$$F_{t02}(t) = \frac{1}{1 - e^{-\frac{1}{tr'}(\tau_B - \tau_1)}} \left[1 - e^{-\frac{1}{tr'}(t - \tau_1)} \right]$$

Al igual que el caso anterior, τ_1 es el límite inferior del período de cálculo y, por lo tanto, puede ser igual a cero.

Esto significa que:

$$F_{t02}(t) = \frac{1 - e^{-\frac{1}{tr'}t}}{1 - e^{-\lambda_T \tau_B}}$$

Como resultado se obtiene la siguiente expresión.

$$t_{02}^i = F_{t02}^{-1}(u_2) = -t_r' \ln \left[1 - u_i \left(1 - e^{-\frac{\tau_B}{t_r'}} \right) \right]$$

Donde t_r es el tiempo de reposición o tiempo de indisponibilidad del elemento [días/reposición]

2.16. Definición conceptual de la terminología empleada.

Subestaciones de potencia

Una subestación de potencia es una instalación en un sistema eléctrico de transmisión o distribución que tiene como objetivo principal modificar el voltaje de la electricidad. Estas subestaciones desempeñan un papel fundamental en la transmisión eficiente de la energía eléctrica desde las centrales generadoras hasta los usuarios finales.

Transformadores de Potencia

Las subestaciones de potencia están equipadas con transformadores que permiten cambiar los niveles de voltaje, facilitando así la transmisión eficiente de la electricidad. Se utilizan transformadores elevadores para aumentar el voltaje en la salida de la central generadora y transformadores reductores para disminuir el voltaje antes de la distribución a los consumidores.

Interruptores y Conmutadores

Estos dispositivos se utilizan para controlar y dirigir el flujo de la electricidad. Los interruptores permiten conectar o desconectar secciones específicas de la red eléctrica, mientras que los conmutadores permiten cambiar la configuración de la red para mantener la continuidad del suministro.

Equipos de Protección

Las subestaciones están equipadas con dispositivos de protección, como relés y fusibles, que detectan y responden a condiciones anormales en la red eléctrica, como cortocircuitos o sobrecargas. Estos dispositivos garantizan la seguridad del sistema y la integridad de los equipos

El factor de aceleración de envejecimiento

Este concepto hace referencia a la tasa a la que se incrementa el deterioro del aislamiento de un transformador en relación con la velocidad de envejecimiento a una temperatura de referencia en el punto más caliente. Para transformadores sin aislamiento térmico avanzado, esta temperatura de referencia se establece en 110 °C para un aumento promedio de 65 °C en la temperatura del bobinado, y en 95 °C para un aumento promedio de 55 °C. Cuando la temperatura en el punto más caliente supera la temperatura de referencia, el factor de aceleración del envejecimiento será superior a 1; por el contrario, si la temperatura del punto más caliente es inferior a la de referencia, el factor de aceleración será menor a 1 (IEC, 2011; IEEE, 2019).

CAPITULO III: MARCO METODOLÓGICO

3.1. Tipo y diseño de investigación

Tipo de investigación: **Aplicada**, porque va a dar solución a un problema de la vida real.

Diseño de investigación: **No experimental**, porque no se van a manipular las variables de estudio.

3.2. Población y muestra

La población en este contexto sería el conjunto completo de transformadores de la subestación de potencia Moyobamba.

La muestra sería un subconjunto representativo de esa población. Dado que realizar la simulación y estimación para encontrar el tiempo de reemplazo económico de todos los transformadores podría ser impracticable o costoso, se seleccionaría una muestra de transformadores de la subestación para llevar a cabo la simulación

3.3. Técnicas de muestreo

Por conveniencia, no probabilístico. Según la página web: questionpro.com (2019) indica que esta técnica es “utilizada para crear muestras de acuerdo a la facilidad de acceso, la disponibilidad de las personas de formar parte de la muestra, en un intervalo de tiempo dado o cualquier otra especificación práctica de un elemento particular”.

3.4. Hipótesis

Dado que el desempeño y la vida útil de un transformador de subestación de potencia están influenciados por diversos factores, se plantea la hipótesis de que la aplicación del algoritmo Monte Carlo para la simulación y estimación del tiempo de reemplazo económico proporcionará una evaluación más precisa y confiable de la vida útil restante del transformador en la subestación de potencia Moyobamba.

3.5. Variables - Operacionalización

V.I. (VARIABLE INDEPENDIENTE) y **V.D.** (VARIABLE DEPENDIENTE)

V.I: Tiempo de operación de la subestación Moyobamba.

El número de años que ha estado en funcionamiento desde su instalación inicial. Esta variable se considera independiente porque no está directamente influenciada por otras variables en el modelo y se puede manipular en el contexto de la simulación.

VARIABLE	INDICADOR	TECNICA	INDICE
Tiempo de operación	Horas de trabajo	Análisis de documentos y datos estadísticos	Medio/Alto
Tiempo de mantenimiento	Horas de reposición	Entrevista, encuesta, datos y cálculos	Elevado/Medio

VD: Confiabilidad del sistema eléctrico

El tiempo de reemplazo del transformador afecta directamente la confiabilidad del sistema, ya que un transformador que ha alcanzado el final de su vida útil puede volverse menos confiable y estar más propenso a fallas. Por lo tanto, la confiabilidad del sistema eléctrico es una variable dependiente en este contexto, ya que está influenciada por el momento en que se decide realizar el reemplazo del transformador.

VARIABLE	INDICADOR	TECNICA	INDICE
Confiabilidad del sistema	Índice de confiabilidad	Análisis y cálculos de acuerdo con los datos obtenidos	Adecuado / Inadecuado

		Comparación de datos de los equipos y selección, basándonos en los cálculos obtenidos	Adecuado / Inadecuado

Fuente: Elaboración propia

3.6. Métodos y Técnicas de investigación

Análisis de contenido

Para Bisquerra citado por Revilla (2018) indica que: “es considerada una técnica de recojo de información cualitativa, que permite mediante la sistematización y planificación de la examinación de documentos, obtener información fidedigna, práctica y perspectivas de quienes los han escrito” (pág. 36).

Observación científica

Según Díaz (2011) “Observar científicamente. Significa observar un objetivo claro, definido y preciso: el investigador sabe que es lo que desea observar y para que quiere hacerlo, lo cual implica que debe preparar cuidadosamente la observación” (pág. 7). Para la aplicación de esta técnica se realizarán visitas para ubicar los equipos electromecánicos cuyo, realizar mediciones de caudal, todo ello quedara registrado en el fotográfico.

3.7. Descripción de los instrumentos utilizados

En el análisis de fuentes documentales: la información utilizada para la elaboración del marco teórico se recopiló de libros, artículos científicos y sitios web especializados.

En cuanto a la técnica de observación: se emplearon materiales como papel, bolígrafo y cámara fotográfica para registrar los datos relevantes.

3.8. Análisis Estadístico e interpretación de los datos

Los datos relacionados con el flujo serán gestionados mediante hojas de cálculo en Excel. La información sobre los equipos utilizados por las familias y el cálculo de la demanda energética con proyección se llevará a cabo utilizando herramientas de Office. Se aplicará un enfoque de estadística descriptiva para el análisis.

CAPITULO IV: PROPUESTA DE INVESTIGACIÓN

4.1. Propuesta de estudio

Para la implementación práctica del proyecto, se ha desarrollado un algoritmo que aplica la teoría presentada en los capítulos anteriores, permitiendo evaluar la disminución de la vida útil de los transformadores de una subestación a causa de la falla o desconexión de uno de ellos.

4.2. Descripción del sistema propuesto

4.2.1. Algoritmo para índices de confiabilidad

El tiempo previo a la falla y el tiempo de indisponibilidad se calculan utilizando el proceso no determinístico de Montecarlo. Para este proceso, se emplean los índices de confiabilidad de cada elemento, una función de probabilidad y números aleatorios.

1. Los pasos considerados para desarrollar el algoritmo son los siguientes:
2. Obtener los índices de confiabilidad iniciales, ya sea a partir de datos históricos de la operación de los transformadores e interruptores de la subestación, siguiendo las ecuaciones del anterior capítulo, o utilizando la información proporcionada por el fabricante.
3. Establecer un período de estudio que se usará para calcular los índices de confiabilidad.
4. Generar dos números aleatorios para cada transformador y para cada interruptor de la subestación.
5. El tiempo del sistema = al tiempo del sistema + tiempo previo a la falla + tiempo de indisponibilidad.

6. Mientras el tiempo acumulado del sistema sea menor al tiempo de estudio, repetir el algoritmo desde el paso dos
7. Para finalizar se realiza el cálculo de los nuevos índices para cada elemento.

$$\lambda_T = \frac{\text{Numero de fallas}}{T}$$

$$t_r = \frac{\text{Tiempo de indisponibilidad total}}{\text{Numero de fallas}}$$

4.2.2. Algoritmo para la ubicación del punto caliente

El aumento de la temperatura en el punto más caliente de un transformador está directamente relacionado con su capacidad de carga, siendo un factor clave para evaluar la disminución de su vida útil. Para calcular esta temperatura se requieren los siguientes parámetros:

- a. El incremento de la temperatura del aceite en la parte superior del tanque respecto a la temperatura ambiente a carga nominal ($\Delta\Theta_{bc,n}$), que se obtiene mediante la diferencia entre la temperatura medida del aceite en la parte superior del tanque y la temperatura del entorno durante el funcionamiento normal del transformador.
- b. El incremento de la temperatura del punto más caliente sobre la temperatura del aceite en la parte superior del tanque a carga nominal ($\Delta\Theta_{H/A,R}$), que se calcula restando la temperatura del aceite en la parte superior del tanque de la temperatura del punto más caliente del transformador.
- c. La relación entre las pérdidas a carga nominal y las pérdidas sin carga (q), que se define como el cociente entre la pérdida total bajo carga nominal y la pérdida

que ocurre cuando no hay carga, representando el impacto de la corriente de carga en las pérdidas adicionales.

d. La constante de tiempo térmica del aceite a carga nominal ($\tau_{TO,R}$), que indica el tiempo necesario para que la temperatura del aceite alcance un valor estable cuando se aplica una carga, basada en el aumento progresivo de las temperaturas del aceite y el devanado.

e. El exponente de la función de pérdidas en relación con el incremento de temperatura del aceite en la parte superior del tanque (n), que varía según el sistema de enfriamiento del transformador y refleja la sensibilidad de las pérdidas térmicas al incremento de temperatura.

La temperatura del punto más caliente de un transformador se determina utilizando información obtenida de los datos de placa, pruebas y su capacidad de carga. Para desarrollar el algoritmo necesario, se siguen estos pasos:

- 1) Generar un número aleatorio para cada transformador y cada interruptor.
- 2) Calcular el tiempo antes de la falla de cada componente, basándose en los índices de confiabilidad previamente determinados.
- 3) Identificar el dispositivo con el menor tiempo antes de falla.
- 4) Generar un segundo número aleatorio para establecer el tiempo de indisponibilidad del componente seleccionado.
- 5) Dado que el primer aumento de temperatura en la parte superior del tanque no puede medirse directamente, se asume un valor basándose en el valor eficaz

de la curva de carga, utilizando datos de las seis horas previas a la medianoche (de 18:00 a 23:00).

$$T = \sqrt{\frac{T_{18:00}^2 + T_{19:00}^2 + T_{20:00}^2 + T_{21:00}^2 + T_{22:00}^2 + T_{23:00}^2}{6}}$$

6) A partir del valor eficaz de la carga, se deduce el incremento inicial en el primer paso de carga.

7) Se calcula el aumento de temperatura en cada paso de carga sucesivo hasta las 23:00 horas.

8) Se realiza una segunda iteración para ajustar el valor del incremento de temperatura inicial del primer paso de carga, usando el incremento de las 23:00 horas de la primera iteración como punto de partida para las 0:00 horas de la segunda iteración.

9) Se calcula el incremento de temperatura en el punto más caliente del transformador para cada paso de carga, asumiendo que dicho aumento ocurre de manera instantánea.

10) Utilizando el incremento de temperatura del punto más caliente, el incremento en la parte superior del tanque y la temperatura ambiente, se determina la temperatura final del punto más caliente del transformador.

4.2.3. Algoritmo para la evaluación de vida útil

La disminución de la vida útil se estima considerando una temperatura máxima de operación normal de 110 °C, como se estableció previamente. Utilizando los resultados obtenidos en los algoritmos anteriores, se evalúa la reducción de la

vida útil de los transformadores de potencia en paralelo cuando uno de ellos sufre una sobrecarga debido a la falla de otro, siguiendo estos pasos:

- 1) Se determina el factor de aceleración del envejecimiento en cada etapa de carga, utilizando la temperatura del punto más caliente calculada previamente.
- 2) Se calcula el envejecimiento equivalente de cada etapa, considerando la duración de cada periodo de carga.
- 3) Finalmente, se determina el envejecimiento total sumando los valores equivalentes de cada intervalo.

$$F_{EQAT} = \sum_{i=0}^{23} F_{EQA_i}$$

4.3. APLICACIÓN AL CASO DE ESTUDIO

Para el desarrollo del proyecto titulado "Simulación y Estimación para Encontrar el Tiempo de Reemplazo Económico del Transformador de la Subestación de Potencia Moyobamba, Utilizando el Algoritmo Monte Carlo", se dispone de datos específicos de los transformadores, el flujo de carga de la subestación y un historial detallado sobre la operación y disponibilidad de los equipos. Estos datos han sido extraídos de la base de Electroriente S.A y se utilizan como base para las simulaciones.

Además, se comparan con información de subestaciones cercanas que operan bajo condiciones similares, lo que permite validar y ajustar las estimaciones realizadas. Esta comparación es crucial para establecer un marco de referencia sólido y garantizar que las simulaciones reflejen de manera precisa la realidad

del sistema eléctrico peruano, facilitando así la determinación del tiempo óptimo para el reemplazo económico del transformador de la subestación Moyobamba.

Table 1 Índices de confiabilidad de Electroriente SA

COMPONENTE	FRECUENCIA DE FALLA	TIEMPO MEDIO DE REPARACION
INTERRUPTORES	0.0034 FALLA/AÑOS	5.2 HORAS
TRANSFORMADORES	0.013 FALLA /AÑOS	7 HORAS

Table 2 Características de los transformadores elegidos

CARACTERÍSTICA	VALOR
Incremento de la temperatura del aceite de la parte superior del tanque sobre la temperatura del ambiente a carga nominal, $\Delta\theta_{T,O,R}$	36.0 °C
Incremento de la temperatura del punto más caliente sobre la temperatura del aceite en la parte superior del tanque a carga nominal, $\Delta\theta_{H/A,R}$	28.6 °C
La relación entre la pérdida de carga a carga nominal y la pérdida sin carga, R .	4.87
La constante térmica de tiempo del aceite a carga nominal $\tau_{T,O,R}$	3.5 h

Para la simulación del proyecto de la subestación de potencia Moyobamba, se han utilizado las cargas correspondientes a los días lunes, miércoles, viernes y domingo del mes de diciembre de 2023, obtenidas de los transformadores de Electroriente S.A. La aplicación del método de Monte Carlo, junto con los parámetros relacionados con la reducción de la vida útil del transformador debido al aumento de temperatura, permite obtener los siguientes resultados:

- El momento preciso en que falla cualquier componente del sistema.
- El tiempo en que se debe realizar la reposición del componente.
- Las variaciones en la carga del transformador proyectado.
- El incremento o disminución de la temperatura en el punto más caliente del transformador.

- La reducción de la vida útil en el día en que se produce el evento.
- La disminución de la vida útil a lo largo de un intervalo de tiempo específico.

4.3.1. Subestación Moyobamba proyectada

La subestación Moyobamba está siendo proyectada para cubrir la demanda, para lo cual se ha considerado como base la subestación Nueva Jaen y Bagua Grande que cuentan con transformadores de la capacidad proyectada a instalar en Moyobamba.

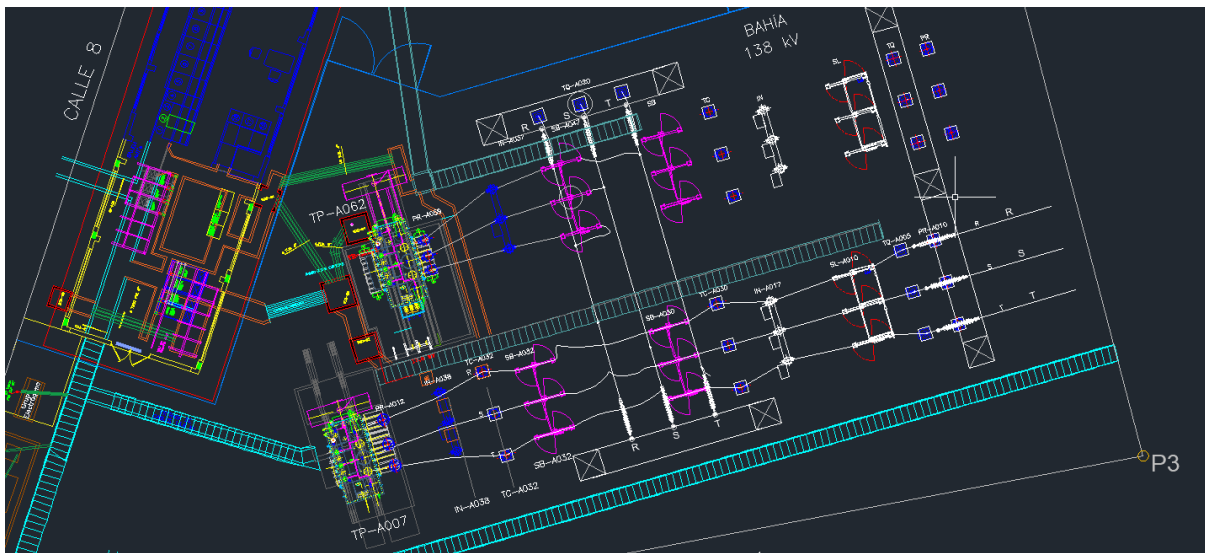


Figura 8 Subestacion proyectada

Se cuenta con dos autotransformadores trifásicos, denominados ATU (transformador 1) y ATT (transformador 2), cada uno con una capacidad de 300 MVA. Ambos autotransformadores utilizan el sistema de enfriamiento ONAF, con un valor de $n=0.9$ y $m=0.8$.

La carga se mide diariamente con intervalos de toma de carga de 10 minutos, y la evaluación de la reducción de la vida útil se realiza con diferentes cargas correspondientes a días de la semana.

Para el **15 de diciembre de 2023**, el programa solicita al usuario que ingrese los datos del autotransformador y del interruptor. La carga utilizada está disponible en la Tabla 4.

Tabla 4 S/E Base Modelo

HORA	CARGA PROMEDIO [MVA]	CARGA P.U.
00:00	79,23	0,26
01:00	73,20	0,24
02:00	65,97	0,22
03:00	64,46	0,21
04:00	65,70	0,22
05:00	71,03	0,24
06:00	81,73	0,27
07:00	97,22	0,32
08:00	107,68	0,36
09:00	121,75	0,41
10:00	121,29	0,40
11:00	129,35	0,43
12:00	136,57	0,46
13:00	133,99	0,45
14:00	131,16	0,44
15:00	133,25	0,44
16:00	132,25	0,44
17:00	122,04	0,41
18:00	115,21	0,38
19:00	132,92	0,44
20:00	132,21	0,44
21:00	123,64	0,41
22:00	104,53	0,35
23:00	99,28	0,33

La falla y el reemplazo de un interruptor asociado al autotransformador ATT, junto con la variación de carga en los autotransformadores ATU y ATT, así como la pérdida de vida útil en estos equipos durante el día en que se presenta la falla, se pueden observar en la Figura 9.

RESULTADOS

MONTECARLO

Interruptores:
[229.70218611876146, 181.1613326220903, 294.2044761195986, 41.21859001879335]

Transformadores:
[354.3123844451822, 221.94773235405393]

-- falla interruptor --
TRANSFORMADOR 2 FUERA DE SERVICIO

OCURRENCIA DE LA FALLA:
mes : 02
día : 10
hora : 05

Horas de la interrupcion:
5

RECUPERACIÓN:
mes : 02
día : 10
hora : 10

CARGA DEL TRANSFORMADOR FUERA DE SERVICIO:
[0.26, 0.24, 0.22, 0.21, 0.22, 0, 0, 0, 0, 0, 0.4, 0.43, 0.46, 0.45, 0.44, 0.44, 0.44,
0.41, 0.38, 0.44, 0.44, 0.41, 0.35, 0.33]

CARGA DEL TRANSFORMADOR EN OPERACIÓN:
[0.26, 0.24, 0.22, 0.21, 0.22, 0.48, 0.54, 0.64, 0.72, 0.82, 0.4, 0.43, 0.46, 0.45,
0.44, 0.44, 0.44, 0.41, 0.38, 0.44, 0.44, 0.41, 0.35, 0.33]

Transformador fuera de servicio:
Envejecimiento en un día de indisponibilidad: 0.010126541543173656 horas =
0.000421939230965569 días

Transformador en operación:
Envejecimiento en un día de indisponibilidad: 0.02776452375306714 horas =
0.0011568551563777975 días

Figura 9 Resultado Análisis

Nota: Elaboración Propia

La Figura 10 muestra la temperatura, en grados centígrados, de los autotransformadores en cada etapa de carga durante el día en que ocurrió la falla.

TEMPERATURA DEL PUNTO MÁS CALIENTE TRANSFORMADOR EN OPERACIÓN [°C]

0: 45.45341215301116
 1: 44.38843039359274
 2: 43.43092246560748
 3: 42.74246957985276
 4: 42.51018714074335
 5: 48.53391878343619
 6: 51.53781999544424
 7: 56.20074884823518
 8: 60.955986752913
 9: 67.029177849353
 10: 55.50818099264376
 11: 54.67498173589898
 12: 54.471570889820185
 13: 53.59778476468081
 14: 52.806357056845926
 15: 52.35683512526616
 16: 52.01902960094462
 17: 50.943654825250285
 18: 49.77578709938563
 19: 50.9181312732979
 20: 50.937876324730524
 21: 50.13119268784144
 22: 48.415426085653024
 23: 47.45661065611448

TEMPERATURA DEL PUNTO MÁS CALIENTE TRANSFORMADOR FUERA DE SERVICIO [°C]

0: 45.251633052026364
 1: 44.23679798098553
 2: 43.31697415063893
 3: 42.6568400085697
 4: 42.44583846230836
 5: 39.647602593580416
 6: 39.06921224654695
 7: 38.63456503421736
 8: 38.3079375236532
 9: 38.06248436617053
 10: 44.47982666124008
 11: 46.38742387586064
 12: 48.24365934295376
 13: 48.917650653929314
 14: 49.28934254406908
 15: 49.713878579498115
 16: 50.032907770215246
 17: 49.45112936817604
 18: 48.65418810905753
 19: 50.07527510013017
 20: 50.30448904926665
 21: 49.65521653260751
 22: 48.05774081294945
 23: 47.1878182956103

Figura 10 Punto Caliente

Nota: Elaboración Propia

Las curvas que representan la carga y la temperatura de los autotransformadores de la subestación se presentan en las Figuras 11 y 12, mientras que la pérdida de vida útil de los autotransformadores a lo largo de un periodo de 30 años se ilustra en la Figura 13.

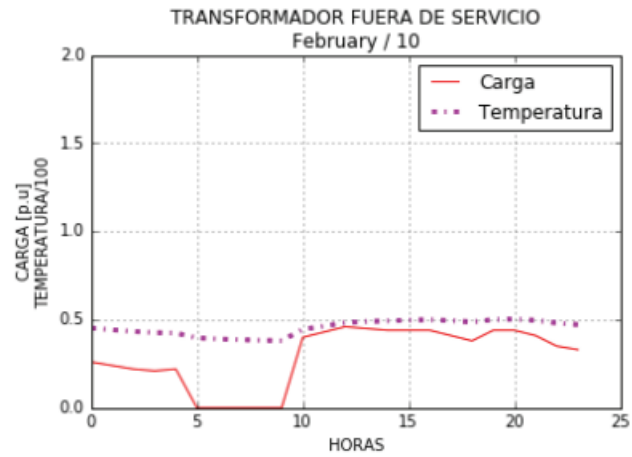


Figura 11 Resultados de fuera de servicio

Nota: Elaboración Propia

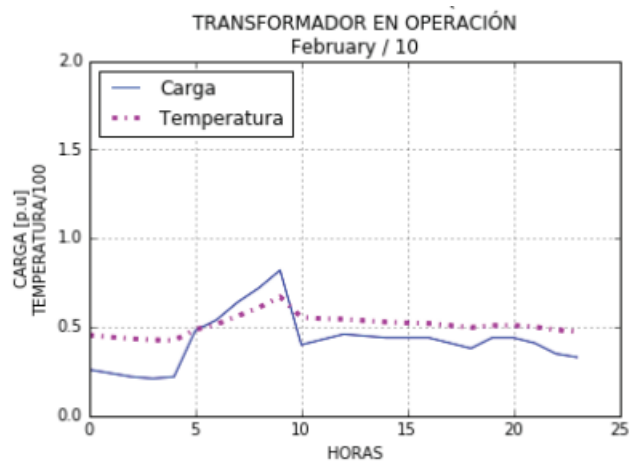


Figura 12 Resultado de operacion

Nota: Elaboración Propia

EN 30.0 AÑOS DE OPERACIÓN:
 Número de fallas: 4
 Pérdida de vida del transformador uno es: 5.464844055509133 días = 0.014972175494545568 años
 Pérdida de vida del transformador dos es: 5.468848256367986 días = 0.014983145907857496 años
 Pérdida de vida normal de los transformadores (sin fallas): 5.465788390842946 días = 0.014974762714638209 años

FIN DEL PROGRAMA

Figura 13 Fallas en 30 años

Nota: Elaboración Propia

Para el **17 de diciembre de 2023**, el programa solicita al usuario que ingrese los datos del autotransformador y del interruptor. La carga utilizada está disponible en la Tabla 5.

Tabla 5 Datos Subestacion modelo dia 2

HORA	CARGA PROMEDIO [MVA]	CARGA P.U.
00:00	100,89	0,34
01:00	94,43	0,31
02:00	92,16	0,31
03:00	89,56	0,30
04:00	90,49	0,30
05:00	95,69	0,32
06:00	105,53	0,35
07:00	114,93	0,38
08:00	119,54	0,40
09:00	127,31	0,42
10:00	132,28	0,44
11:00	131,94	0,44
12:00	130,18	0,43
13:00	124,20	0,41
14:00	122,74	0,41
15:00	120,54	0,40
16:00	117,34	0,39
17:00	120,20	0,40
18:00	128,63	0,43
19:00	153,75	0,51
20:00	140,35	0,47
21:00	136,33	0,45
22:00	124,02	0,41
23:00	113,01	0,38

La Figura 14 ilustra la falla y el reemplazo del autotransformador ATT, así como la fluctuación de carga y la disminución de la vida útil de los autotransformadores en el día en que se produjo la falla.

```

RESULTADOS

MONTECARLO

Interruptores:
[114.64690045634983, 115.65864754108652, 216.21829683900918, 159.5425921314566]

Transformadores:
[342.63709846330516, 33.578716525940244]

-- falla transformador --
TRANSFORMADOR 2 FUERA DE SERVICIO

OCURRENCIA DE LA FALLA:
mes : 02
día : 02
hora: 14

Horas de la interrupcion:
5

RECUPERACIÓN:
mes : 02
día : 02
hora: 19

CARGA DEL TRANSFORMADOR FUERA DE SERVICIO:
[0.34, 0.31, 0.31, 0.3, 0.3, 0.32, 0.35, 0.38, 0.4, 0.42, 0.44, 0.44, 0.43, 0.41, 0, 0, 0, 0, 0,
0.51, 0.47, 0.45, 0.41, 0.38]

CARGA DEL TRANSFORMADOR EN OPERACIÓN:
[0.34, 0.31, 0.31, 0.3, 0.3, 0.32, 0.35, 0.38, 0.4, 0.42, 0.44, 0.44, 0.43, 0.41, 0.82, 0.8, 0.78,
0.8, 0.86, 0.51, 0.47, 0.45, 0.41, 0.38]

Transformador fuera de servicio:
Envejecimiento en un día de indisponibilidad: 0.010440956185177529 horas = 0.0004350398410490637 días

Transformador en operación:
Envejecimiento en un día de indisponibilidad: 0.06665934809954241 horas = 0.0027774728374809336 días

```

Figura 14 Falla T2

Nota: Elaboración Propia

Por su parte, la Figura 15 muestra la temperatura, expresada en grados centígrados, de los autotransformadores en cada etapa de carga durante el día de la falla.

TEMPERATURA DEL PUNTO MÁS CALIENTE TRANSFORMADOR EN OPERACIÓN [°C]

0: 50.61802050175496
 1: 48.77889561718201
 2: 47.77322737769256
 3: 46.79307069022453
 4: 46.17829560393575
 5: 46.169532223544365
 6: 46.62970209515192
 7: 47.3435520504329
 8: 48.00279448340126
 9: 48.76100153488261
 10: 49.602704504158524
 11: 49.94936297701891
 12: 49.93216805580417
 13: 49.51912585489032
 14: 63.443058229269525
 15: 66.22439815992561
 16: 67.90224880496133
 17: 70.33551127654161
 18: 74.24120497997242
 19: 63.28706286976168
 20: 60.0413264290791
 21: 57.63513300800218
 22: 55.01881099124802
 23: 52.838174423868665

TEMPERATURA DEL PUNTO MÁS CALIENTE TRANSFORMADOR FUERA DE SERVICIO [°C]

0: 47.03341030611344
 1: 46.085142450631245
 2: 45.74893303988001
 3: 45.27185946085753
 4: 45.0351399070953
 5: 45.310476674919116
 6: 45.98414135686971
 7: 46.858427814312904
 8: 47.638234635636586
 9: 48.48704308732048
 10: 49.39683095156943
 11: 49.79465367700345
 12: 49.81590752981498
 13: 49.43175870952846
 14: 42.55800439589135
 15: 41.256313114709
 16: 40.27812167430639
 17: 39.54303301856322
 18: 38.990630585374994
 19: 48.31370429570309
 20: 48.78918745959993
 21: 49.17940607391103
 22: 48.664524203833416
 23: 48.06307218943829

Figura 15 Punto caliente T2

Nota: Elaboración Propia

Las curvas correspondientes a la carga y la temperatura de los autotransformadores de la subestación están reflejadas en las Figuras 16 y 17, mientras que la Figura 18 presenta la reducción de la vida útil de los autotransformadores a lo largo de un periodo de 30 años.

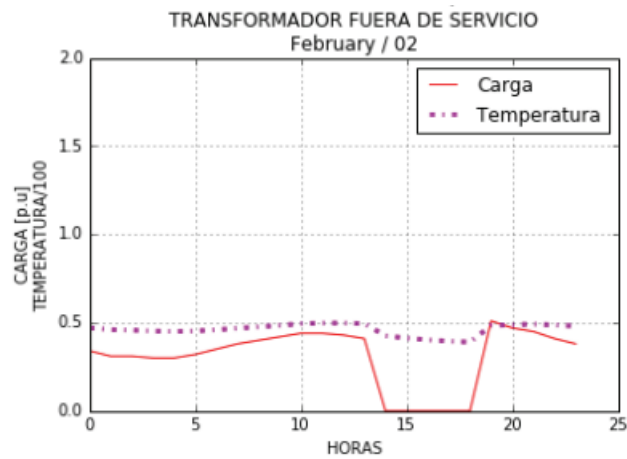


Figura 16 Fuera de servicio T2

Nota: Elaboración Propia

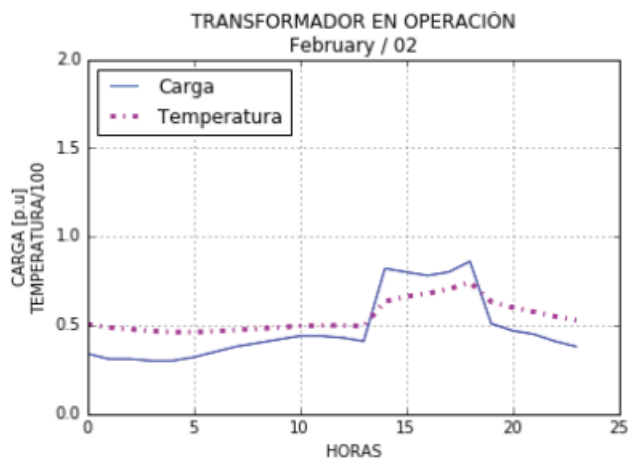


Figura 17 Fuera de operación T2

Nota: Elaboración Propia

EN 30.0 AÑOS DE OPERACIÓN:
 Número de fallas: 5
 Pérdida de vida del transformador uno es: 6.542316485686099 días = 0.01792415475530438 años
 Pérdida de vida del transformador dos es: 6.515099676704456 días = 0.017849588155354673 años
 Pérdida de vida normal de los transformadores (sin fallas): 6.449931739839829 días = 0.017671045862574872 años

FIN DEL PROGRAMA

Figura 18 Fallas en 30 años T2

Nota: Elaboración Propia

Para el **19 de diciembre de 2023**, el programa solicita al usuario que ingrese los datos del autotransformador y del interruptor. La carga utilizada está disponible en la Tabla 6.

Tabla 6 Flujo en el día 3

HORA	CARGA PROMEDIO [MVA]	CARGA P.U.
00:00	97,89	0,33
01:00	86,19	0,29
02:00	86,10	0,29
03:00	82,44	0,27
04:00	83,01	0,28
05:00	87,38	0,29
06:00	97,75	0,33
07:00	109,91	0,37
08:00	119,03	0,40
09:00	131,77	0,44
10:00	137,50	0,46
11:00	139,28	0,46
12:00	140,96	0,47
13:00	138,20	0,46
14:00	133,48	0,44
15:00	132,78	0,44
16:00	129,20	0,43
17:00	125,54	0,42
18:00	118,98	0,40
19:00	135,00	0,45
20:00	132,50	0,44
21:00	126,85	0,42
22:00	109,55	0,37
23:00	110,95	0,37

La Figura 19 ilustra la falla y el reemplazo del autotransformador ATT, así como la fluctuación de carga y la disminución de la vida útil de los autotransformadores en el día en que se produjo la falla.

```

                                RESULTADOS

MONTECARLO

Interruptores:
[318.95628664283396, 357.2202503756659, 141.14794992624448, 343.359479307332]

Transformadores:
[36.94049337565099, 153.96955989862496]

-- falla transformador --
TRANSFORMADOR 1 FUERA DE SERVICIO

OCURRENCIA DE LA FALLA:
mes : 02
día : 05
hora: 23

Horas de la interrupcion:
12

RECUPERACIÓN:
mes : 02
día : 06
hora: 11

CARGA DEL TRANSFORMADOR FUERA DE SERVICIO:
[0.33, 0.29, 0.29, 0.27, 0.28, 0.29, 0.33, 0.37, 0.4, 0.44, 0.46, 0.46, 0.47, 0.46, 0.44, 0.44, 0.42,
0.42, 0.4, 0.45, 0.44, 0.42, 0.37, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0.46, 0.47, 0.46, 0.44, 0.44,
0.42, 0.42, 0.4, 0.45, 0.44, 0.42, 0.37, 0.37]

CARGA DEL TRANSFORMADOR EN OPERACIÓN:
[0.33, 0.29, 0.29, 0.27, 0.28, 0.29, 0.33, 0.37, 0.4, 0.44, 0.46, 0.46, 0.47, 0.46, 0.44, 0.44, 0.42,
0.42, 0.4, 0.45, 0.44, 0.42, 0.37, 0.74, 0.66, 0.58, 0.58, 0.54, 0.56, 0.58, 0.66, 0.74, 0.8, 0.88,
0.92, 0.46, 0.47, 0.46, 0.44, 0.44, 0.42, 0.42, 0.4, 0.45, 0.44, 0.42, 0.37, 0.37]

Transformador fuera de servicio:
Envejecimiento total en dos días de indisponibilidad: 0.022986772347766707 horas =
0.0009577821811569461 días

Transformador en operación:
Envejecimiento total en dos días de indisponibilidad: 0.11625482417229431 horas =
0.004843951007178929 días

```

Figura 19 Simulación 3

Nota: Elaboración Propia

Por su parte, la Figura 20 muestra la temperatura, expresada en grados centígrados, de los autotransformadores en cada etapa de carga durante el día de la falla.

```

TEMPERATURA DEL PUNTO MÁS CALIENTE TRANSFORMADOR FUERA DE SERVICIO [°C]
0: 47.141126247166326
1: 45.848960710368544
2: 45.36873760199995
3: 44.58148884990132
4: 44.4347374610192
5: 44.423941547728795
6: 45.20420704124784
7: 46.27458155902454
8: 47.33362908167071
9: 48.809692485759015
10: 49.92023910641634
11: 50.46285503976759
12: 51.15965714858165
13: 51.24605298267065
14: 50.89236740825637
15: 50.91851536516996
16: 50.38661140546232
17: 50.27275985370972
18: 49.65118917418796
19: 50.83280016141704
20: 50.72853391179042
21: 50.243844657142155
22: 48.85525263752838
23: 42.67115002863105
24: 41.341339488523516
25: 40.34201706354053
26: 39.59104895270488
27: 39.02671346958825
28: 38.602628168349426
29: 38.283937694141464
30: 38.04444903925478
31: 37.864478753158295
32: 37.729235169728526
33: 37.627602687746915
34: 37.55122818529886
35: 45.750003283917906
36: 47.61805606843062
37: 48.584620189806245
38: 48.89236109737283
39: 49.41555603653371
40: 49.2571715975765
41: 49.42401148418821
42: 49.01337404695788
43: 50.3534965761237
44: 50.36834815095291
45: 49.97317323658372
46: 48.65184921109429
47: 48.34588431874928

```

Figura 20 Punto caliente simulacion 3

Nota: Elaboración Propia

Las curvas correspondientes a la carga y la temperatura de los autotransformadores de la subestación están reflejadas en las Figuras 20 y 21, mientras que la Figura 22 presenta la reducción de la vida útil de los autotransformadores a lo largo de un periodo de 30 años.



Figura 21 Fuera de servicio dia 3

Nota: Elaboración Propia

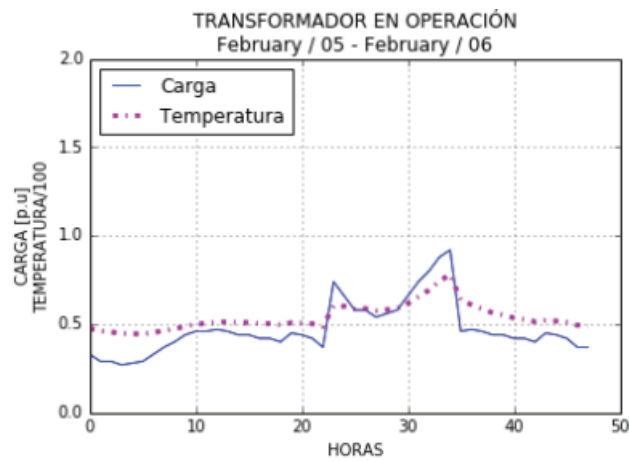


Figura 22 Fuera de operacion dia 3

Nota: Elaboración Propia

EN 30.0 AÑOS DE OPERACIÓN:
 Número de fallas: 7
 Pérdida de vida del transformador uno es: 6.4423331644330695 días = 0.017650227847761834 años
 Pérdida de vida del transformador dos es: 6.459421845139025 días = 0.017697046151065824 años
 Pérdida de vida normal de los transformadores (sin fallas): 6.438814550593518 días = 0.017640587809845256 años

FIN DEL PROGRAMA

Figura 23 Fallas en 30 años

Nota: Elaboración Propia

Para el 21 de diciembre de 2023, el programa solicita al usuario que ingrese los datos del autotransformador y del interruptor. La carga utilizada está disponible en la Tabla 7.

Tabla 7 Datos día 4

HORA	CARGA PROMEDIO [MVA]	CARGA P.U.
00:00	92,83	0,31
01:00	73,17	0,24
02:00	82,95	0,28
03:00	81,11	0,27
04:00	78,84	0,26
05:00	79,75	0,27
06:00	84,21	0,28
07:00	76,18	0,25
08:00	85,19	0,28
09:00	95,54	0,32
10:00	100,09	0,33
11:00	94,76	0,32
12:00	93,84	0,31
13:00	92,72	0,31
14:00	90,72	0,30
15:00	97,79	0,33
16:00	97,35	0,32
17:00	95,92	0,32
18:00	99,89	0,33
19:00	123,26	0,41
20:00	124,42	0,41
21:00	122,01	0,41
22:00	100,58	0,34
23:00	86,12	0,29

La Figura 24 muestra la falla y el reemplazo de un interruptor vinculado al autotransformador ATU, así como la variación en la carga y la reducción de la vida útil de los autotransformadores durante el día en que se produjo la falla.

RESULTADOS

MONTECARLO

Interruptores:

[35.69282420051291, 288.8397761619286, 192.655258596516, 117.48593476745852]

Transformadores:

[291.0028401574102, 310.99301277674954]

-- falla interruptor --

TRANSFORMADOR 1 FUERA DE SERVICIO

OCURRENCIA DE LA FALLA:

mes : 02

día : 04

hora: 17

Horas de la interrupcion:

3

RECUPERACIÓN:

mes : 02

día : 04

hora: 20

CARGA DEL TRANSFORMADOR FUERA DE SERVICIO:

[0.31, 0.24, 0.28, 0.27, 0.26, 0.27, 0.28, 0.25, 0.28, 0.32, 0.33, 0.32, 0.31, 0.31, 0.3, 0.33, 0.32, 0, 0, 0, 0.41, 0.41, 0.34, 0.29]

CARGA DEL TRANSFORMADOR EN OPERACIÓN:

[0.31, 0.24, 0.28, 0.27, 0.26, 0.27, 0.28, 0.25, 0.28, 0.32, 0.33, 0.32, 0.31, 0.31, 0.3, 0.33, 0.32, 0.64, 0.66, 0.82, 0.41, 0.41, 0.34, 0.29]

Transformador fuera de servicio:

Envejecimiento en un día de indisponibilidad: 0.006848051398083117 horas = 0.00028533547492012987 días

Transformador en operación:

Envejecimiento en un día de indisponibilidad: 0.018268003084298316 horas = 0.0007611667951790965 días

*Figura 24 Resultado dia 4**Nota: Elaboración Propia*

En la Figura 25 se presenta la temperatura, en grados centígrados, de los autotransformadores en cada etapa de carga en el día de la falla.

TEMPERATURA DEL PUNTO MÁS CALIENTE TRANSFORMADOR EN OPERACIÓN [°C]

0: 47.64250372989614
 1: 45.443883089341774
 2: 45.41847296687361
 3: 44.7368244522207
 4: 44.13430117026053
 5: 44.001752740304454
 6: 43.99907893868135
 7: 43.262356628448806
 8: 43.669312666579145
 9: 44.52194379250445
 10: 44.91251854199855
 11: 44.84741422211652
 12: 44.695158498426515
 13: 44.70439166205911
 14: 44.48691033374755
 15: 45.131631983970564
 16: 45.01207299836605
 17: 54.43214575764122
 18: 57.42950957929458
 19: 65.44485410749166
 20: 54.58364346025039
 21: 53.29736935652662
 22: 50.5530931777822
 23: 48.28570890634049

TEMPERATURA DEL PUNTO MÁS CALIENTE TRANSFORMADOR FUERA DE SERVICIO [°C]

0: 44.747900553835926
 1: 43.26865453006892
 2: 43.783838097331184
 3: 43.508433465290494
 4: 43.211193236564135
 5: 43.30805808907397
 6: 43.47778315995386
 7: 42.8706146877591
 8: 43.37492749340558
 9: 44.30072001944649
 10: 44.74627389985705
 11: 44.72248514845175
 12: 44.601277136322516
 13: 44.63384195019498
 14: 44.43389382724865
 15: 45.09179128317845
 16: 44.98213361638058
 17: 40.40558606698496
 18: 39.6388196153368
 19: 39.06261203783129
 20: 45.4974456811649
 21: 46.46929804515278
 22: 45.42195263178596
 23: 44.42977329844639

Figura 25 Puntos caliente en operacion y fuera de servicio

Nota: Elaboración Propia

Las curvas que ilustran la carga y la temperatura de los autotransformadores de la subestación se encuentran en las Figura 25 y 26, mientras que la Figura 27 muestra la disminución de la vida útil de los autotransformadores a lo largo de un periodo de 30 años.



Figura 26 Simulacion dia 4 fuera de servicio

Nota: Elaboración Propia

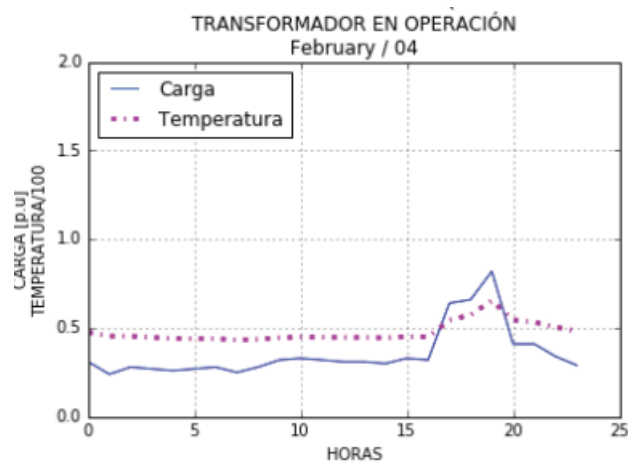


Figura 27 Simulacion dia 4 fuera de operación

Nota: Elaboración Propia

EN 30.0 AÑOS DE OPERACIÓN:
 Número de fallas: 3
 Pérdida de vida del transformador uno es: 3.690155716095193 días = 0.010110015660534776 años
 Pérdida de vida del transformador dos es: 3.6906257540220855 días = 0.010111303435676946 años
 Pérdida de vida normal de los transformadores (sin fallas): 3.690652300255123 días = 0.01011137616508253 años

FIN DEL PROGRAMA

Figura 28 Fallas en 30 años dia 4

Nota: Elaboración Propia

4.1.1. Simulación acorde para Electro Oriente S.A

Para facilitar el análisis del programa de reducción de la vida útil, se llevará a cabo un caso hipotético en la subestación Moyobamba, el cual contempla valores de carga superiores a los utilizados en casos anteriores. En este escenario, se emplearán los datos de la subestación Moyobamba, pero con la particularidad de que la carga será el doble de la registrada el 21 de diciembre de 2023.

Los datos correspondientes a los transformadores y a los interruptores serán introducidos por el usuario y la carga específica está detallada en la Tabla 8.

Tabla 8 Subestacion Moyobamba

HORA	CARGA PROMEDIO [MVA]	CARGA P.U.
00:00	68,10	0,91
01:00	68,02	0,91
02:00	65,81	0,88
03:00	64,72	0,86
04:00	61,60	0,82
05:00	61,41	0,82
06:00	56,68	0,76
07:00	57,05	0,76
08:00	59,83	0,80
09:00	61,70	0,82
10:00	59,86	0,80
11:00	62,01	0,83
12:00	63,17	0,84
13:00	61,38	0,82
14:00	62,29	0,83
15:00	63,89	0,85
16:00	64,04	0,85
17:00	65,17	0,87
18:00	78,02	1,04
19:00	82,58	1,10
20:00	78,97	1,05
21:00	74,79	1,00
22:00	69,14	0,92
23:00	65,21	0,87

La Figura 29 ilustra la falla y el reemplazo de un interruptor relacionado con el autotransformador 2, así como las variaciones en la carga y la disminución de la vida útil de los autotransformadores en el día que ocurrió la falla.

```

RESULTADOS

MONTECARLO

Interruptores:
[44.978170175308335, 164.84459953640965, 4.350100662297473, 160.97570330578316]

Transformadores:
[56.96745150979513, 54.295002267725046]

-- falla interruptor --
TRANSFORMADOR 2 FUERA DE SERVICIO

OCURENCIA DE LA FALLA:
mes : 01
dia  : 04
hora: 08

Horas de la interrupcion:
6

RECUPERACIÓN:
mes : 01
dia  : 04
hora: 14

CARGA DEL TRANSFORMADOR FUERA DE SERVICIO:
[0.91, 0.91, 0.88, 0.86, 0.82, 0.82, 0.76, 0.76, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0.83, 0.85, 0.85, 0.87,
1.04, 1.1, 1.05, 1.0, 0.92, 0.87]

CARGA DEL TRANSFORMADOR EN OPERACIÓN:
[0.91, 0.91, 0.88, 0.86, 0.82, 0.82, 0.76, 0.76, 1.6, 1.64, 1.6, 1.66, 1.68, 1.64, 0.83,
0.85, 0.85, 0.87, 1.04, 1.1, 1.05, 1.0, 0.92, 0.87]

Transformador fuera de servicio:
Envejecimiento en un día de indisponibilidad: 0.9632340851176048 horas = 0.04013475354656686
días

Transformador en operación:
Envejecimiento en un día de indisponibilidad: 1053.845292109945 horas = 43.91022050458104
días

```

Figura 29 Simulación hipotética

Nota: Elaboración Propia

En la Figura 30 se muestra la temperatura, en grados centígrados, de los autotransformadores en cada fase de carga durante ese mismo día.

TEMPERATURA DEL PUNTO MÁS CALIENTE TRANSFORMADOR EN OPERACIÓN [°C]

0: 89.2995315791431
 1: 88.1190413472996
 2: 85.69610974337203
 3: 83.63558879555414
 4: 80.65485592200072
 5: 79.36037948927506
 6: 75.67632984366062
 7: 74.24164758912201
 8: 129.8601564520582
 9: 147.47120210231415
 10: 155.17552378445347
 11: 168.38272581846908
 12: 177.4661058936777
 13: 179.55413096323048
 14: 125.77165631878181
 15: 114.46534224189824
 16: 105.49616562550636
 17: 99.73987306070606
 18: 104.2165759124566
 19: 106.68455966005752
 20: 103.65815768611938
 21: 99.9648665526864
 22: 94.23861539472293
 23: 89.53685713443366

TEMPERATURA DEL PUNTO MÁS CALIENTE TRANSFORMADOR FUERA DE SERVICIO [°C]

0: 85.49506198554026
 1: 85.2600688355117
 2: 83.54765681923702
 3: 82.02107520782548
 4: 79.44158562146112
 5: 78.44863440805692
 6: 74.99117411805211
 7: 73.72676861910668
 8: 56.257236597409666
 9: 51.25587678361168
 10: 47.497468449043254
 11: 44.673109927510176
 12: 42.55066863107439
 13: 40.95570219091761
 14: 59.45966112792268
 15: 64.63338359745003
 16: 68.04858023473683
 17: 71.59886295904494
 18: 83.06924581685604
 19: 90.79282128404607
 20: 91.71587714905365
 21: 90.99051390154656
 22: 87.49459315734134
 23: 84.4688775590466

Figura 30 Resultados puntos caliente

Nota: Elaboración Propia

Las curvas que representan la carga y la temperatura de los autotransformadores en la subestación se pueden ver en las Figuras 31 y 32, mientras que la Figura 33 refleja la reducción de la vida útil de los autotransformadores a lo largo de un periodo de 30 años.



Figura 31 Simulación fuera de servicio hipotética

Nota: Elaboración Propia



Figura 32 Simulación en operación hipotética

Nota: Elaboración Propia

EN 30.0 AÑOS DE OPERACIÓN:
 Número de fallas: 6
 Pérdida de vida del transformador uno es: 22956.532195204654 días = 62.89460875398535 años
 Pérdida de vida del transformador dos es: 3319.26712333816 días = 9.09388252969359 años
 Pérdida de vida normal de los transformadores (sin fallas): 645.6552706817378 días = 1.7689185498129802 años

Figura 33 Fallas en 30 años

Nota: Elaboración Propia

CAPITULO V: ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE LOS RESULTADOS

5.1. Estudio

En este capítulo se analizarán e interpretarán los resultados obtenidos de las simulaciones realizadas para evaluar el tiempo de reemplazo económico del transformador de la subestación de potencia Moyobamba, utilizando el algoritmo Monte Carlo. Las simulaciones abarcaron tres escenarios diferentes, cada uno de los cuales reflejó diversas condiciones operativas y potenciales fallas en el transformador.

La importancia de este análisis radica en la capacidad del algoritmo Monte Carlo para modelar la incertidumbre y variabilidad inherentes a los sistemas eléctricos. Esto permite obtener una estimación más realista del tiempo de reemplazo económico, considerando no solo la vida útil del transformador, sino también los costos asociados a las fallas y su impacto en la operación de la subestación.

5.1.1. Resultados de la simulación

Los resultados de las simulaciones se detallan a continuación:

- **Caso 1:** La primera simulación mostró un intervalo de 5 fallas en 30 años. En este escenario, se pueden identificar costos de mantenimiento y reparaciones acumulativos que impactaron significativamente el presupuesto operativo. Se puede contemplar que el reemplazo del transformador en este punto llega a ser financieramente viable.
- **Caso 2:** La segunda simulación reflejó 6 fallas en 30 años. Este escenario se puede dar a entender un costo total de operación más bajo en comparación con el primer caso, aunque se evidenció la necesidad de un monitoreo continuo para garantizar la eficiencia

del transformador. Los datos mostraron que, si bien los costos eran controlables, el riesgo de fallas no planificadas aumentaba con el tiempo.

- **Caso 3:** En la tercera simulación, solo se dieron 3 fallas en 30 años, lo que dar a entender una alta frecuencia de mantenimiento y mayores costos asociados. Los resultados destacaron la importancia de programar un reemplazo anticipado para evitar interrupciones significativas en el servicio.
- **Caso 4:** La última simulación mostró 7 fallas en 30 años, lo que resultó en los menores costos de mantenimiento y una operación más estable del transformador. Sin embargo, se planteó el riesgo de que, al extender la vida útil más allá de este período, se podrían generar costos más altos debido a fallas catastróficas.

CAPITULO VI: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1. Conclusiones

a) La recopilación de datos detallados sobre el transformador de potencia, su historial de mantenimiento y sus condiciones operativas ha sido fundamental para comprender su desempeño y predecir su comportamiento futuro. Esta información permite identificar patrones de falla, determinar factores que afectan su vida útil y optimizar las decisiones de mantenimiento preventivo. La recopilación precisa de estos datos es crucial para la gestión eficiente de los activos y para garantizar la operación segura y confiable del transformador.

b) El desarrollo de un modelo detallado del sistema ha proporcionado una representación precisa del transformador, teniendo en cuenta los parámetros clave, como la potencia nominal, la carga operativa, y las condiciones ambientales. Este modelo ha sido esencial para simular diferentes escenarios y prever el comportamiento del transformador bajo diversas condiciones de operación. Los factores de carga y las condiciones ambientales son determinantes para la predicción de su vida útil, lo que permite realizar ajustes en la operación para maximizar su rendimiento y longevidad.

c) Las simulaciones realizadas han permitido obtener resultados clave sobre la vida útil del transformador, considerando los diferentes factores operativos y ambientales. A través de las simulaciones, se ha logrado estimar con precisión la degradación del aislamiento y el impacto de las cargas variables en la vida útil del equipo. Los resultados proporcionan una base sólida para la planificación de mantenimientos, la optimización de los ciclos de carga y la toma de decisiones informadas sobre reemplazos o actualizaciones de equipos, lo que contribuye a la eficiencia y reducción de costos operativos.

6.2. Recomendaciones

a) Para Identificar y recopilar datos relevantes sobre el transformador de potencia, su historial de mantenimiento, y condiciones operativas.

- Recomendación 1: Implementar un sistema de gestión de mantenimiento predictivo que actualice periódicamente los datos operativos y de mantenimiento, permitiendo así una monitorización continua del estado del transformador.

- Recomendación 2: Establecer protocolos claros para la recopilación de datos operativos, asegurando que se registre información detallada sobre las condiciones de carga, la temperatura y los intervalos de mantenimiento, para facilitar el análisis a largo plazo.

- Recomendación 3: Integrar tecnologías avanzadas, como sensores inteligentes y monitoreo remoto, para obtener datos en tiempo real, mejorando la precisión del diagnóstico y la predicción de fallas.

b) Para desarrollar un modelo detallado del sistema que incluya parámetros clave del transformador, factores de carga, y condiciones ambientales.

- Recomendación 1: Continuar refinando y validando el modelo con datos empíricos de campo para mejorar la precisión de las simulaciones y garantizar que los resultados sean representativos de las condiciones reales de operación.

- Recomendación 2: Realizar análisis de sensibilidad en el modelo para identificar los factores más críticos que afectan la vida útil del transformador, permitiendo así priorizar intervenciones en áreas clave.

- Recomendación 3: Considerar la incorporación de modelos predictivos basados en inteligencia artificial que mejoren la capacidad de pronóstico y la toma de decisiones operativas, utilizando patrones históricos y condiciones actuales.

c) Para presentar los resultados de las simulaciones donde se exponga la vida útil del transformador.

- Recomendación 1: Utilizar los resultados de las simulaciones para establecer un plan de mantenimiento preventivo basado en la vida útil estimada del transformador, lo que puede ayudar a reducir costos y evitar tiempos de inactividad no planificados.

- Recomendación 2: Compartir los resultados de las simulaciones con el personal técnico y de mantenimiento para garantizar que todos los actores clave comprendan los riesgos y puedan tomar decisiones informadas sobre la operación y mantenimiento del transformador.

- Recomendación 3: Considerar la posibilidad de actualizar regularmente las simulaciones a medida que se recopilan más datos de funcionamiento y mantenimiento, adaptando el modelo a las condiciones cambiantes y mejorando la fiabilidad del pronóstico de vida útil.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Abdallah, M., & Zobaa, A. F. (2018). **Monte Carlo simulation for assessing transformer reliability and replacement strategies.** *Energy Reports*, 4, 57-62. <https://doi.org/10.1016/j.egy.2018.04.001>
- Goia, G. M., Mayrand, P. E., & Villeneuve, A. (2019). **Monte Carlo simulation for life cycle cost analysis of power transformers.** *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 105, 362-370. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2018.09.016>
- Duval, M. (2017). **Practical applications of Monte Carlo methods in transformer lifetime estimation.** *IEEE Transactions on Power Delivery*, 32(3), 1362-1369. <https://doi.org/10.1109/TPWRD.2016.2635630>
- Parra, D., & Gómez, D. (2020). **Optimization of transformer replacement time using Monte Carlo simulations and economic evaluation.** *Electric Power Systems Research*, 184, 106281. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2020.106281>
- IEEE Std C57.91-1995. (1995). **IEEE Guide for Loading Mineral-Oil-Immersed Transformers.** IEEE Standards Association.
- Elmakias, D. (2008). *New computational methods in power system reliability.* Springer.
- IEEE. (1995). *IEEE Guide for loading mineral-oil-immersed transformers (Std C57.91-1995).*
- International Electrotechnical Commission. (1994). *Electrical insulation thermal classification (IEC 60085).*
- Hernández Gavilanes, R. D. (2015). *Modelamiento de los transformadores de distribución para estudios armónicos, comportamiento de las protecciones de sobrecorriente, pérdidas de energía y disminución del tiempo de vida, aplicado en la Empresa Eléctrica Ambato S.A.* Quito: Escuela Politécnica Nacional.
- American National Standards Institute. (1948). *American standards for transformer, regulators, and reactors (ANSI ASA C57.10-1948).*
- Chusin Cayo, L. A., & Escobar Guanoluisa, B. S. (2015). *Análisis de confiabilidad de sistemas de distribución eléctrica con penetración de generación distribuida.* Escuela Politécnica Nacional.
- Devore, J. L. (2008). *Probabilidad y estadística para ingeniería y ciencias.*
- CELEC EP. (2016). *TRANSELECTRIC.* Retrieved from <https://www.celec.gob.ec/transelectric/>.

- Retzignac Morales, J. D. (2008). *Estudio comparativo de esquemas de distribución por cortocircuito, confiabilidad y costos* (Venezuela).
- Peña Paredes, H. N., & Prentice Jarrin, J. J. (2010). *Normas de transformadores de distribución*. Guayaquil: Universidad Politécnica Salesiana.
- Fitzgerald, A. E., Kingsley, C., & Umans, S. D. (2004). *Máquinas eléctricas*. McGraw-Hill.
- Reinoso Tigre, O. A. (2011). *Protección contra sobrecarga y determinación de pérdida de tiempo de vida en transformadores de distribución debido a sobrecargas*. Guayaquil: Escuela Superior Politécnica del Litoral.
- Ramírez, C. F. (1991). *Subestaciones de alta y extra alta tensión*.
- International Union of Pure and Applied Chemistry. (1997). *Compendium of chemical terminology*.
- IMEFY GROUP. (2016). *imefy*. Retrieved from <http://imefy.com/es/transformadores-de-potencia/>.
- Concha, P. (2001). *Universidad del Bio-Bio*. Retrieved from <http://patricioconcha.ubb.cl/transformadores/default.htm>.
- Ingeniería y Servicios Electrónicos, S.R.L. (2016). *insel*. Retrieved from http://www.insel.com.do/index.php?option=com_k2&view=item&layout=item&id=253&Itemid=620.
- Transformadores Asesoría y Mantenimiento. (2016). *tamsa*. Retrieved from <http://www.tamsagt.com/subestaciones/#>.
- CH Transformadores. (2016). *transformadores*. Retrieved from <http://www.transformadores.cl/category/productos/equipos-compactos-de-medida/>.
- Grupo TEI México. (2016). *grupoteimexico*. Retrieved from http://grupoteimexico.com.mx/transformadores_de_corriente.php.

ANEXO: Instrucciones de Uso del Programa: Reducción de la Durabilidad de Transformadores de Potencia en Operación Paralela

El programa fue diseñado para evaluar la vida útil de los transformadores de potencia que operan en paralelo, mediante un análisis de confiabilidad basado en el método de Monte Carlo. Aunque inicialmente se desarrolló para proponer una subestación en la zona de Moyobamba su estructura permite que pueda ser utilizado en cualquier subestación eléctrica, incluyendo aquellas ubicadas en la región San Martín, específicamente en la ciudad de Moyobamba, donde se proyecta su uso en el futuro.

Este software fue desarrollado utilizando el lenguaje de programación Python, que es de código abierto, lo que permite su modificación y distribución sin restricciones de licencia. De esta manera, cualquier usuario tiene la libertad de adaptar y mejorar el programa según sus necesidades.

El programa ha sido denominado MVVUT, que corresponde a "Montecarlo Validacion de Vida Útil de Transformadores". A continuación, se describirá el procedimiento adecuado para utilizar este software en diversas subestaciones eléctricas, con un enfoque particular en las de la región San Martín, asegurando así una evaluación precisa y eficiente de la vida útil de los transformadores en la zona.

6.2.1.1. INICIO DEL SOFTWARE

El programa MVVUT puede llevarse a cabo utilizando herramientas para editar y ejecutar scripts en Python, o a través del intérprete de comandos de Windows. A continuación se detallan los procedimientos para cada uno de estos métodos:

(a) Uso del Entorno Spyder

Spyder es una plataforma abierta y multiplataforma que se utiliza comúnmente para programación científica en Python. El proceso para iniciar el programa desde Spyder es el siguiente:

- Iniciar el entorno Spyder.
- Cargar el archivo correspondiente al programa MVVUT.
- Ejecutar el archivo pulsando la tecla F5.

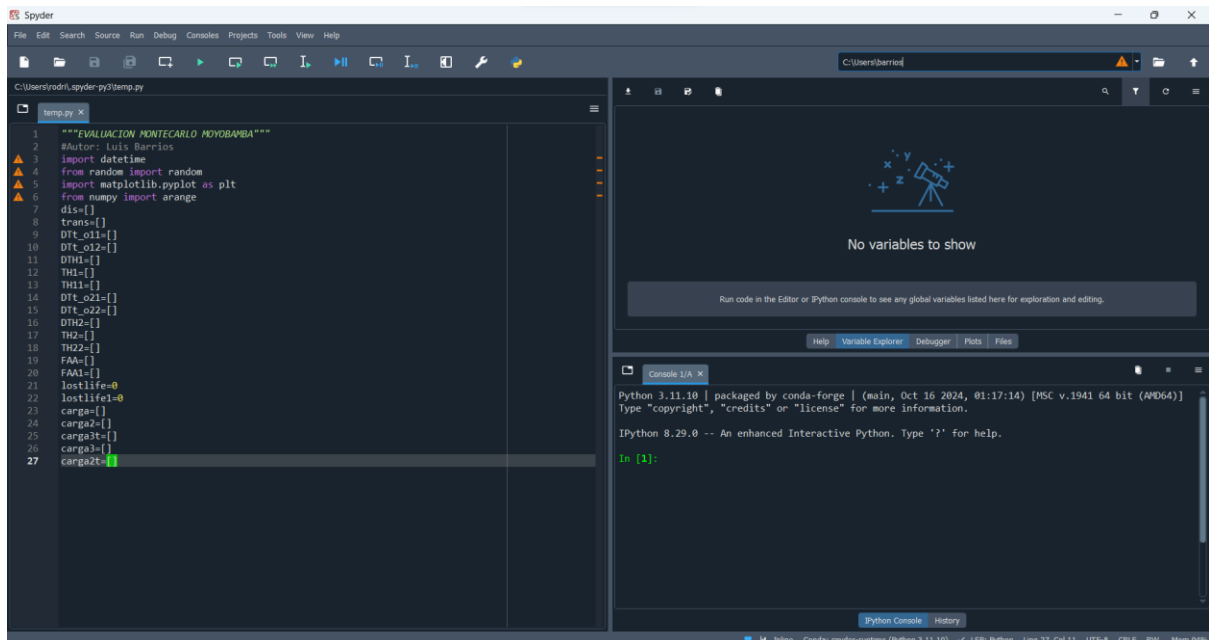


Figura 34 Software Spyder

Nota: elaboración Propia