



UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI

DIRECCIÓN DE POSGRADO

MAESTRÍA EN ELECTRICIDAD

MODALIDAD: INFORME DE INVESTIGACIÓN

Título:

“MANTENIMIENTO PREDICTIVO APLICANDO TÉCNICAS: VISUALES, TERMOGRÁFICAS, EFECTO CORONA Y ULTRASONIDO ACÚSTICO PARA DETECTAR ANOMALÍAS Y PREVER INTERRUPCIONES DE ENERGÍA ELÉCTRICA, NO PROGRAMADAS, DE LAS LÍNEAS DE SUBTRANSMISIÓN EN EL ECUADOR”

Trabajo de titulación previo a la obtención del título de Magister en Electricidad
mención sistemas eléctricos de potencia

Autores:

Ing. Cruz Loya Edwin Vinicio

Ing. Yugcha Quinatoa Victor Hugo

Tutor:

PhD. González Palau Iliana Antonia

LATACUNGA –ECUADOR

2019 - 2021

AVAL DEL TUTOR

En mi calidad de Tutor del Trabajo de Titulación **“MANTENIMIENTO PREDICTIVO APLICANDO TÉCNICAS: VISUALES, TERMOGRÁFICAS, EFECTO CORONA Y ULTRASONIDO ACÚSTICO PARA DETECTAR ANOMALÍAS Y PREVER INTERRUPCIONES DE ENERGÍA ELÉCTRICA, NO PROGRAMADAS, DE LAS LÍNEAS DE SUBTRANSMISIÓN EN EL ECUADOR.”** presentado por: Cruz Loya Edwin Vinicio y Yugcha Quinatoa Victor Hugo, para optar por el título de Magíster en Electricidad Mención Sistemas Eléctricos de Potencia

CERTIFICO

Que dicho trabajo de investigación ha sido revisado en todas sus partes y se considera que reúne los requisitos y méritos suficientes para ser sometido a la presentación para la valoración por parte del Tribunal de Lectores que se designe y su exposición y defensa pública.

Latacunga, 13 de septiembre del 2021



.....
PhD. Gonzalez Palau Iliana Antonia
C.C.: 175707065-9
Tutora Científica

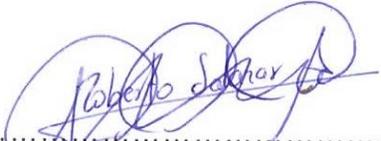
AVAL DEL TRIBUNAL

El trabajo de Titulación: **“MANTENIMIENTO PREDICTIVO APLICANDO TÉCNICAS: VISUALES, TERMOGRÁFICAS, EFECTO CORONA Y ULTRASONIDO ACÚSTICO PARA DETECTAR ANOMALÍAS Y PREVER INTERRUPCIONES DE ENERGÍA ELÉCTRICA, NO PROGRAMADAS, DE LAS LÍNEAS DE SUBTRANSMISIÓN EN EL ECUADOR”** ha sido revisado, aprobado y autorizado su impresión y empastado, previo a la obtención del título de Magíster en Electricidad Mención Sistemas Eléctricos de Potencia; el presente trabajo reúne los requisitos de fondo y forma para que los estudiantes pueda presentarse a la exposición y defensa.

Latacunga, 13 de septiembre del 2021



.....
MSc. Pesantez Palacios Gabriel Napoleón
C.C.: 030189388-9
Presidente del tribunal



.....
MSc. Salazar Achig Edgar Roberto
C.C.: 050284761-9
Lector 2



.....
PhD. Marrero Ramirez Secundino
C.C.: 175710790-7
Lector 3

DEDICATORIA

Esta tesis la dedico, a mi amada esposa Maritza, que siempre me ha permitido volar en mis sueños y me ha apoyado para cumplirlos.

A mis padres Miguel y Rosa, que siendo analfabetos inculcaron en mí el deseo de los estudios como una herramienta para el progreso.

A mis hermanos Luis, Olga, Fausto, Patricia, Miguel y Daniel, porque con su ejemplo silencioso, me han impulsado para seguir adelante.

A mis suegros Miguel y Gloria, porque siempre estuvieron junto a mi familia.

A mis hijos Wiki, Valeria, Doménica y Bianca, porque fueron el motor para alcanzar ésta metas.

A mi creador “Dios” que siempre ha guiado mi vida desde que lo conocí.

Edwin Vinicio Cruz Loya

AGRADECIMIENTO

A los mentalizadores de la creación de la Universidad Técnica de Cotopaxi que, con visión profética, vieron a un edificio generador de progreso y conocimiento, más allá que un edificio de una cárcel.

A todos aquellos funcionarios y docentes de la Universidad Técnica de Cotopaxi, que aportaron para la creación de la Maestría en Electricidad, Mención Sistemas Eléctricos de Potencia.

A mis compañeros y amigos que cursaron junto a mí esta hermosa travesía del saber.

A mis maestros por su profesionalismo y por su entrega, ya que sin egoísmo nos transmitieron su conocimiento, adquirido durante varios años de su experiencia.

A mi tutora PhD Iliana González, por su humildad y entrega, para el desarrollo de nuestra investigación.

A la empresa Inercruz Cia. Ltda. por aportar con sus equipos y herramientas para el desarrollo de la investigación.

Edwin Vinicio Cruz Loya

DEDICATORIA

Este trabajo de investigación lo dedico con mucho amor y cariño a mi hijo Israel Armando Yugcha Vilca, por ser mi inspiración en cumplir este objetivo tan anhelado y que cuando tenga la madurez necesaria en la vida tenga una meta que cumplir y superar

A mi esposa querida Ing. Miriam Patricia Vilca Almachi por ser mi apoyo constante y estar junto a mi lado en cada momento de mi vida, por ayudarme a cumplir cada objetivo que me propongo, gracias a sus consejos y enseñanzas de una mujer virtuosa y visionaria.

A mis padres Segundo Yugcha y Angelina Quinatoa por darme la dicha de venir a este mundo y apoyarme en cada momento de mi vida y enseñarme los valores morales de trabajo, respeto y superación.

Victor Hugo Yugcha Quinatoa

AGRADECIMIENTO

Un profundo agradecimiento a Dios por ser el todo poderoso por iluminarme y darme esa fuerza y energía para poder cumplir esta meta de profesionalizarme de magister en Electricidad Mención en Sistemas Eléctricos de Potencia

A mi familia que compartimos juntos mi suegra Rosita, mi esposa Paty y mi hijo Isra por darme la oportunidad de estar juntos y formar un hogar, también por concederme el tiempo de ellos para culminar mi maestría.

A mis compañeros y amigos de la maestría a Paul y a Edwin por compartir momentos de alegría, esfuerzo, y dedicación en la carrera y en especial a Edwin Cruz por trabajar juntos en esta tesis final que me ayuda a complementar mis conocimientos en la calidad del servicio de la energía eléctrica.

A mi tutora PhD. Iliana Gonzáles por brindarnos sus conocimientos en la parte técnica y metodológica, que fueron de gran ayuda en el desarrollo de esta tesis.

Victor Hugo Yugcha Quinatoa

RESPONSABILIDAD DE AUTORÍA

Quienes suscribimos, declaramos que asumimos la autoría de los contenidos y los resultados obtenidos en el presente trabajo de titulación.

Latacunga, 13 de septiembre del 2021



.....
Ing. Edwin Vinicio Cruz Loya
C.C.: 171081492-0

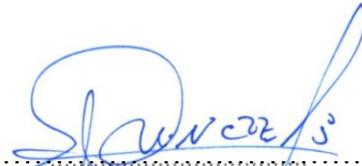


.....
Ing. Victor Hugo Yugcha Quinatoa
C.C.: 050306087-2

RENUNCIA DE DERECHOS

Quienes suscribimos, cedemos los derechos de autoría intelectual total y/o parcial del presente trabajo de titulación a la Universidad Técnica de Cotopaxi.

Latacunga, 13 de septiembre del 2021



.....
Ing. Edwin Vinicio Cruz Loya
C.C.: 171081492-0



.....
Ing. Victor Hugo Yugcha Quinatoa
C.C.: 050306087-2

AVAL DEL PRESIDENTE DEL TRIBUNAL

Quien suscribe, declara que el presente Trabajo de Titulación: **“MANTENIMIENTO PREDICTIVO APLICANDO TÉCNICAS: VISUALES, TERMOGRÁFICAS, EFECTO CORONA Y ULTRASONIDO ACÚSTICO PARA DETECTAR ANOMALÍAS Y PREVER INTERRUPCIONES DE ENERGÍA ELÉCTRICA, NO PROGRAMADAS, DE LAS LÍNEAS DE SUBTRANSMISIÓN EN EL ECUADOR”** contiene las correcciones a las observaciones realizadas por los lectores en sesión científica del tribunal.

Latacunga, 13 de septiembre del 2021


.....
PRESIDENTE DEL TRIBUNAL
MSc. Pesantez Palacios Gabriel Napoleón
C.C.: 030189388-9

UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI
DIRECCIÓN DE POSGRADO
MAESTRÍA EN ELECTRICIDAD
MENCIÓN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

Título: “Mantenimiento predictivo aplicando técnicas: visuales, termográficas, efecto corona y ultrasonido acústico para detectar anomalías y prever interrupciones de energía eléctrica, no programadas, de las líneas de subtransmisión en el Ecuador.”

Autores: Ing. Cruz Loya Edwin Vinicio
Ing. Yugcha Quinatoa Victor Hugo

Tutor: PhD. González Palau Iliana Antonia

RESUMEN

Las líneas eléctricas de subtransmisión son recorridos que unen las subestaciones de distribución. En el Ecuador existe varios kilómetros de estos recorridos, operados por 20 empresas eléctricas y en su gran mayoría son sistemas radiales, lo cual al tener una falla puede inhabilitar las subestaciones de distribución, las cuales pueden dejar sin servicio a varios usuarios, afectando a la distribuidora en los índices de calidad del servicio. Es importante mencionar que la mayoría de éstas líneas tienen una construcción superior a los 25 años, lo cual hace que sea más susceptible a fallas de los elementos mecánicos y eléctricos, que son propensos a corrosión y degradación; por factores climáticos, culminación de vida útil, esfuerzos mecánicos y eléctricos, afectación por flora y fauna, etc. Una falla puede dejar sin servicio eléctrico a una gran cantidad de clientes provocándoles grandes pérdidas económicas que nunca serán recuperadas e impidiendo el desarrollo comercial e industrial, al mismo tiempo se genera sanciones y multas a las empresas distribuidoras, existiendo tanto para el cliente como para el proveedor pérdidas irre recuperables.- Por lo tanto, debido a que resulta muy costoso realizar sistemas anillados, y por el momento no se tiene una solución al caso; y al no existir normas y procedimientos de mantenimiento predictivo en sistemas eléctricos de subtransmisión, se analizará procesos de mantenimiento predictivo que apoyen a la mantenibilidad de las líneas de subtransmisión con las técnicas de inspección visual, termografía infrarroja, efecto corona y ultrasonido acústico, con drones y a pie, para encontrar las posibles anomalías y evitar las desconexiones no programada de las líneas de subtransmisión en el Ecuador.

PALABRAS CLAVE: Líneas de subtransmisión; mantenimiento predictivo; mantenibilidad; inspección visual, termografía infrarroja, efecto corona, ultrasónico acústico.

UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI
DIRECCIÓN DE POSGRADO

MAESTRÍA EN ELECTRICIDAD
MENCIÓN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

Title: “Predictive maintenance applying techniques: visual, thermographic, corona effect and acoustic ultrasound to detect anomalies and foresee unscheduled electrical power interruptions of the subtransmission lines in Ecuador”

Authors: Ing. Cruz Loya Edwin Vinicio
Ing. Yugcha Quinatoa Victor Hugo

Tutor: PhD. González Palau Iliana Antonia

ABSTRACT

The Subtransmission power lines are routes that connect distribution substations. In Ecuador there are several kilometers of these routes, operated by 20 electricity companies and the vast majority are radial systems, which due to a failure can disable distribution substations, which can leave several users without service, affecting power supply. distributor in the service quality indexes. It is important to mention that most of these lines are older than 25 years of construction, which makes them more susceptible to failure of mechanical and electrical elements, which are prone to corrosion and degradation; due to climatic factors, end of useful life, mechanical and electrical stresses, affectation by flora and fauna, etc. A failure can leave a large number of customers without electricity service, causing them great economic losses that will never be recovered and preventing commercial and industrial development, at the same time, penalties and fines are generated for distribution companies, existing both for the customer and for the supplier irrecoverable losses.- Therefore, due to the fact that it is very expensive to make ringed systems, and at the moment there is no solution to the case; And since there are no rules and procedures for predictive maintenance in electrical sub-transmission systems, predictive maintenance processes that support the maintainability of sub-transmission lines will be analyzed with visual inspection techniques, infrared thermography, corona effect and acoustic ultrasound, with drones. and on foot, to find possible anomalies and avoid unscheduled disconnections of the subtransmission lines in Ecuador.

KEY WORDS: Subtransmission lines; Predictive Maintenance; maintainability; visual inspection, infrared thermography, corona effect, acoustic ultrasonic.

AVAL DE TRADUCCIÓN

Emma Jackeline Herrera Lasluisa con cédula de identidad número: 0502277031 Licenciada en: Ciencias de la Educación Mención Ingles con número de registro de la SENESCYT: 1010-05-570622; **CERTIFICO** haber revisado y aprobado la traducción al idioma inglés del resumen del trabajo de investigación con el título: **“MANTENIMIENTO PREDICTIVO APLICANDO TÉCNICAS: VISUALES, TERMOGRÁFICAS, EFECTO CORONA Y ULTRASONIDO ACÚSTICO PARA DETECTAR ANOMALÍAS Y PREVER INTERRUPCIONES DE ENERGÍA ELÉCTRICA, NO PROGRAMADAS, DE LAS LÍNEAS DE SUBTRANSMISIÓN EN EL ECUADOR”**. De los Ing. CRUZ LOYA EDWIN VINICIO e Ing. YUGCHA QUINATOA VICTOR HUGO, aspirante a magister en ELECTRICIDAD MENCION SISTEMAS ELECTRICOS DE POTENCIA.

Es todo cuanto puedo certificar en honor a la verdad y autorizo a los peticionarios hacer uso del presente certificado de la manera ética que estime conveniente.

Latacunga, septiembre 14 del 2021

Atentamente,



.....
MCs. Emma Jackeline Herrera Lasluisa
DOCENTE CENTRO DE IDIOMAS
C.C.: 0502277031



ÍNDICE DE CONTENIDOS

<i>PORTADA</i>	<i>I</i>
<i>AVAL DEL TUTOR</i>	<i>II</i>
<i>AVAL DEL TRIBUNAL</i>	<i>III</i>
<i>DEDICATORIA</i>	<i>IV</i>
<i>AGRADECIMIENTO</i>	<i>V</i>
<i>DEDICATORIA</i>	<i>VI</i>
<i>AGRADECIMIENTO</i>	<i>VII</i>
<i>RESPONSABILIDAD DE AUTORÍA</i>	<i>VIII</i>
<i>RENUNCIA DE DERECHOS</i>	<i>IX</i>
<i>AVAL DEL PRESIDENTE DEL TRIBUNAL</i>	<i>X</i>
<i>RESUMEN</i>	<i>XI</i>
<i>ABSTRACT</i>	<i>XII</i>
<i>AVAL DE TRADUCCCIÓN</i>	<i>XIII</i>
<i>ÍNDICE DE CONTENIDOS</i>	<i>XIV</i>
<i>INDICE DE TABLAS</i>	<i>XVII</i>
<i>INDICE DE FIGURAS</i>	<i>XVII</i>
<i>INTRODUCCIÓN</i>	<i>1</i>
<i>Antecedentes. -</i>	<i>2</i>
<i>Planteamiento del problema. -</i>	<i>3</i>
<i>Formulación del problema. -</i>	<i>5</i>
<i>Objetivo General. -</i>	<i>5</i>
<i>Objetivos Específicos:</i>	<i>5</i>
<i>Justificación. -</i>	<i>7</i>
<i>Hipótesis. -</i>	<i>8</i>
<i>Términos</i>	<i>9</i>
<i>CAPÍTULO I. FUNDAMENTACIÓN TEÓRICA - METODOLÓGICA</i>	<i>12</i>
1.1. Fundamentación del estado del arte	<i>12</i>

1.2. Fundamentación Teórica.....	20
1.2.1. Mantenimiento	20
1.2.2. Mantenimiento Predictivo	24
1.2.3. Líneas de Subtransmisión	26
1.2.4. Elementos Constitutivos de Líneas de Subtransmisión	28
1.2.5. Inspecciones de Mantenimiento Predictivo	34
1.3. Fundamentación Metodológica	40
1.3.1. Enfoque.	40
1.3.2. Tipo de investigación.	41
1.3.3. Técnica de recolección de información, inspección.	42
1.3.4. Qué son las hipótesis.	43
1.3.5. Procedimiento de obtención y análisis de la información.	43
1.3.6. Diagrama de Pareto.	44
1.4. Conclusiones Capítulo I	45
<i>CAPITULO II. PROPUESTA.....</i>	<i>46</i>
2.1. Título de la propuesta.	46
2.2. Objetivo de la propuesta.....	46
2.3. Justificación de la propuesta.....	46
2.4. Fundamentación de la propuesta.	47
2.5. Desarrollo de la metodología.....	48
2.5.1. FASE 1	50
2.5.1.1. Calificación y certificación de personal.	50
2.5.1.2. Especificaciones técnicas mínimas de los equipos a ser utilizados en la inspección de líneas de subtransmisión.....	51
2.5.1.3. Procedimientos para la ejecución de las inspecciones del mantenimiento predictivo en líneas de subtransmisión	56
2.5.2. FASE 2	60
2.5.2.1. Evaluación de los resultados obtenidos.....	60
2.6. Conclusiones	72
<i>CAPÍTULO III. APLICACIÓN Y/O VALIDACIÓN DE LA PROPUESTA.....</i>	<i>73</i>
3.1. Análisis de los resultados:	73
3.2. Validación técnica – económica de los resultados:.....	86
3.3. Evaluación de expertos.	91
3.4. Evaluación de usuarios.....	95

3.5. Evaluación de impactos o resultados.....	97
3.6. Conclusiones del capítulo III.....	98
CONCLUSIONES GENERALES.	99
RECOMENDACIONES.	102
BIBLIOGRAFÍA.	103
ANEXOS.....	107
1. <i>Alcance</i>	107
2. <i>Documentos de referencia</i>	107
3. <i>Terminología y definiciones</i>	108
4. <i>Métodos de inspección</i>	110
5. <i>Niveles de Calificación</i>	110
6. <i>Educación, entrenamiento y experiencia requeridos para calificación inicial en PdM</i>	112
7. <i>Programas de entrenamiento.</i>	114
8. <i>Exámenes</i>	114
9. <i>Certificación</i>	120
10. <i>Evaluación del desempeño técnico</i>	122
11. <i>Servicio interrumpido de trabajo en PdM</i>	122
12. <i>Recertificación</i>	122
13. <i>Terminación de la certificación</i>	123
14. <i>Restitución de la certificación</i>	123

INDICE DE TABLAS

TABLA I EMPRESAS DISTRIBUIDORAS DEL ECUADOR	26
TABLA II EMPRESAS DISTRIBUIDORAS DEL ECUADOR	28
TABLA III ALTURA Y CARGA DE ROTURA DE POSTES	29
TABLA IV CONDUCTORES UTILIZADOS EN LÍNEAS DE SUBTRANSMISIÓN	30
TABLA V LISTA DE HERRAJES DE POSTE Y LÍNEA	32
TABLA VI CRUCETAS DE ACERO	33
TABLA VII PIE AMIGOS	34
TABLA VIII PLATINAS	34
TABLA IX ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE LA CÁMARA TERMOGRÁFICA	51
TABLA X ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE LA CÁMARA DE EFECTO CORONA	53
TABLA XI ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL EQUIPO DE ULTRASONIDO ACÚSTICO	54
TABLA XII ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE LA CÁMARA VISUAL	55
TABLA XIII (A) NORMA ANSI/NETA ATS-2009	70
TABLA XIV ANOMALÍAS EN CADA PUNTO DE INSPECCIÓN	73
TABLA XV DATOS DE ANOMALÍAS PARA EL DIAGRAMA DE PARETO	79
TABLA XVI COSTO DE MANO DE OBRA	87
TABLA XVII COSTO DE TRANSPORTE Y VARIOS	88
TABLA XVIII COSTO DE EQUIPOS	88
TABLA XIX COSTO TOTAL	89
TABLA XX COSTO TOTAL DEL MANTENIMIENTO	89
TABLA XXI VALORES DE ENERGÍA SUMINISTRADA	90
TABLA XXII COSTO DE LA ENERGÍA NO FACTURADA	90
TABLA XXIII COSTO BENEFICIO DEL MANTENIMIENTO PREDICTIVO	91

INDICE DE FIGURAS

FIGURA 1 VOLTAJES EN LA ETAPA DE SUBTRANSMISIÓN	27
FIGURA 2 POSTES RECTANGULARES DE 69 KV	29
FIGURA 3 CONDUCTOR ACSR [25].	30
FIGURA 4 AISLADORES CERÁMICOS, VIDRIO Y POLÍMERO [27].	32
FIGURA 5 GRAPA DE RETENCIÓN [28].	33
FIGURA 6 CÁMARA TELEFOTOGRAFÍA	36
FIGURA 7 DRON CON CÁMARA FOTOGRAFÍA	36
FIGURA 8 CÁMARA TERMOGRAFÍA [31].	37
FIGURA 9 CÁMARA COROCAM 6HD [33].	38
FIGURA 10 INSPECCIÓN CON LA CÁMARA COROCAM 6 HD [33].	39
FIGURA 11 ESPECTRO DE SÓNICO [10].	40
FIGURA 12 DIAGRAMA DE FLUJO DE LAS FASES DE LA METODOLOGÍA DEL MANTENIMIENTO PREDICTIVO	49
FIGURA 13 FLUJOGRAMA DE LA EJECUCIÓN DE LAS INSPECCIONES DE MANTENIMIENTO PREDICTIVO EN LÍNEAS DE SUBTRANSMISIÓN	58
FIGURA 14 PROCESO MACRO DE INSPECCIONES DE MANTENIMIENTO PREDICTIVO EN LÍNEAS DE SUBTRANSMISIÓN	59

FIGURA 15 (A) IMAGEN TÉRMICA, ANOMALÍA.....	61
FIGURA 16 (A) AISLADORES CON POLUCIÓN	62
FIGURA 17 (A) EFECTO CORONA EN EL AISLADOR.....	63
FIGURA 18 (A) EFECTO CORONA, FORMA DE ONDA EN FUNCIÓN DEL TIEMPO	64
FIGURA 19 ÁRBOL DE DECISIONES DE LA TÉCNICA VISUAL.....	67
FIGURA 20 ÁRBOL DE DECISIONES DE LA TÉCNICA DE EFECTO CORONA [33].	68
FIGURA 21 ÁRBOL DE DECISIONES DE LA TÉCNICA DE ULTRASONIDO ACÚSTICO [44].....	69
FIGURA 22 (A) IMAGEN TÉRMICA, ANOMALÍA	71
FIGURA 23 PUNTOS INSPECCIONADOS, FUENTE: AUTORES.....	78
FIGURA 24 PRIORIDAD DE MANTENIMIENTO, FUENTE: AUTORES	79
FIGURA 25 DIAGRAMA DE PARETO; FUENTE: AUTORES	80
FIGURA 26 PUNTOS INSPECCIONADOS.....	81
FIGURA 27 PUNTOS INSPECCIONADOS CON PRIORIDAD DE MANTENIMIENTO ALTA.....	81
FIGURA 28 EFECTO CORONA	82
FIGURA 29 ULTRASONIDO ACUSTICO	83
FIGURA 30 TERMOGRAFIA	83
FIGURA 31 INSPECCIÓN VISUAL.....	84
FIGURA 32 ULTRASONIDO ACUSTICO	84
FIGURA 33 INSPECCIÓN VISUAL.....	85
FIGURA 34 INSPECCIÓN VISUAL.....	85
FIGURA 35 INSPECCIÓN VISUAL.....	86

INTRODUCCIÓN

El sistema eléctrico de potencia (SEP), tiene como uno de los objetivos transportar la energía eléctrica, desde las centrales de generación hasta los centros de consumo, en forma continua. Para lo cual, se debe mantener todos los elementos que conforman el SEP, en operación y en constante funcionamiento.

El Ecuador ha dividido la infraestructura eléctrica en 3 grupos: generación, transmisión y distribución, las mismas que depende la una de la otra, para cumplir con el objetivo mencionado.

Los 256.237 km² de superficie territorial del Ecuador está divididos en 20 áreas de prestación del servicio público de energía eléctrica. De las cuales 11 áreas están asignadas a las Unidades de Negocio de la Empresa Eléctrica Pública Estratégica Corporación Nacional de Electricidad (CNEL EP); y, 9 a las empresas eléctricas sociedad anónima.

Las líneas de subtransmisión, las cuales son de interés del presente estudio, se encuentran inmersas dentro de la infraestructura de distribución, mismas que son operadas por las empresas eléctrica mencionadas, en su mayoría a un nivel de voltaje de 69 kV.

Para el mantenimiento del SEP, se realiza complejos estudios, diseños, planeamientos, inversión económica y delicadas operaciones, que garanticen la calidad del servicio técnico, calidad de servicio comercial y calidad de producto.

La Agencia de Regulación y Control de Electricidad (ARCONEL), en su regulación No. Arconel 002/19, determina que el Estado será responsable de la provisión de servicios públicos, dentro de los cuales el de energía eléctrica, en función de los principios de obligatoriedad, generalidad, uniformidad, eficiencia, responsabilidad, universalidad, accesibilidad, regularidad, continuidad y calidad [1].

En tanto que las empresas eléctricas distribuidoras, al ser responsables de las líneas de subtransmisión, como parte de sus funciones, deben garantizar la calidad del servicio técnico.

El presente trabajo se realiza en el Ecuador, teniendo en cuenta la inexistencia de normas, procedimientos, seguimientos, tendencias y planes de mantenimiento predictivo propios de nuestro país, y aportará como base de inicio en la elaboración de los mismos.

Las líneas de subtransmisión en el país, tienen una topología radial en su gran mayoría, por lo que, al existir una falla, una o varias subestaciones de distribución quedarían sin energía eléctrica provocando interrupciones de suministro en una cantidad considerable de usuarios. Por lo tanto, es de interés realizar la investigación de la aplicación del mantenimiento predictivo a líneas de subtransmisión a través de técnicas de inspecciones: visual, termografía infrarroja, efecto corona y ultrasonido acústico, para detectar anomalías y prever interrupciones de energía eléctrica, no programadas, que pueden ser causadas por: corrosión, degradación, mal contacto eléctrico, contaminación, constructivas, esfuerzos mecánicos y eléctricos, vegetación, roturas, desplazamientos, vandalismo, objetos extraños, falla de aislamiento, etc.

Antecedentes. - El tema se enmarca dentro de la línea de investigación de la maestría de la Universidad Técnica de Cotopaxi: Energías alternativas y renovables, eficiencia energética y protección ambiental, y esta corresponde a la sub línea de Explotación y diseño de sistemas de potencia, cuyo eje de temática se atribuye a la infraestructura eléctrica, grupo de distribución, redes eléctricas de subtransmisión con una pertenecía a la calidad de servicio técnico.

Teniendo como grupo en la infraestructura eléctrica, la distribución y siendo las líneas de subtransmisión parte de éste grupo, se estudia en ésta investigación la detección de anomalías con técnicas predictivas en los elementos mecánicas y eléctricas, para mantenerlos disponibles y fiables, alcanzando una calidad de servicio técnico, la cual procura mantener un suministro continuo para el usuario.

La perspectiva y expansión del sistema eléctrico ecuatoriano se enfoca plenamente en el plan maestro de electrificación 2013-2020, en el documento se detalla el plan de expansión elaborado por CELEC EP a través de la unidad de negocio TRANSELECTRIC que asegura la continuidad de la operación de la red de transmisión hasta finales del periodo de planificación (2013 - 2022), cumpliendo con las exigencias establecidas en las regulaciones vigentes, permitiendo la incorporación al sistema de los nuevos proyectos de generación definidos y garantizando el suministro de energía eléctrica a los centros de distribución, y estos deben garantizar el suministro de energía eléctrica a los usuarios finales, para lo cual se realiza el mantenimiento predictivo aplicando las técnicas: visual, termografía, efecto corona y ultrasonido acústico en las líneas de subtransmisión.

La presente investigación es pertinente debido a que apoya a cumplir con la regulación del (ARCONEL) Agencia de Regulación y Control de Electricidad la Nro. ARCONEL-005/18, dentro de esta se encuentra la calidad del servicio técnico. Por lo tanto, permite cumplir y mantener a los usuarios con el suministro de energía eléctrica constante por ello es fundamental realizar un plan de mantenimiento predictivo, con técnicas de inspección visual, termografía infrarroja, efecto corona y ultrasonido acústico, mediante drones y a pie, para detectar anomalías, que una vez siendo reparadas, llevará a disminuir las frecuencias y la duración de las interrupciones de suministro, no programadas.

Debido a que el Ecuador no posee una metodología de mantenimiento predictivo, el mismo permitirá ser una base específica que puede ser modificada, mejorada e implementada como norma general a las distribuidoras y ejecutar esta metodología de mantenimiento predictivo y cumplir con las regulaciones expuestas de manera específica en la calidad del servicio técnico, y así mantener la fiabilidad y continuidad del servicio eléctrico.

Planteamiento del problema. - En el Ecuador existe varios kilómetros de líneas eléctricas de subtransmisión, operadas por 20 empresas eléctricas distribuidoras, en las 4 zonas: costa, sierra, oriente y la región insular. Las líneas de subtransmisión en

su mayoría son sistemas radiales, con varios años de haber sido construidas, y un gran porcentaje cruza por sectores rurales que en ciertos casos son de difícil acceso, lo que ocasiona que, en el caso de fallas, varios usuarios se queden sin servicio por un tiempo determinado, el mismo que dependerá de las facilidades de acceso a los puntos de falla.

El sistema eléctrico anillado eleva la confiabilidad cuando una de las líneas de subtransmisión falla, puede entrar en operación la otra línea sin dejar a los usuarios finales sin energía eléctrica. Pero lamentablemente en el Ecuador un gran porcentaje de líneas de subtransmisión no se encuentran anilladas, lo que disminuye la confiabilidad del sistema eléctrico de distribución en caso de falla, ya que provocaría que muchos usuarios se queden sin el servicio de energía eléctrica, dando origen a que la calidad de servicio sea ineficiente.

Las líneas de subtransmisión están conformadas por varios elementos mecánicos y eléctricos, los cuales son propensos a fallas por corrosión, degradación, mal contacto eléctrico, contaminación, constructivas, esfuerzos mecánicos y eléctricos, vegetación, roturas, desplazamientos, vandalismo, objetos extraños, falla de aislamiento, etc. Por lo que cuando fallan dejan sin energía eléctrica a muchos usuarios provocando repercusiones, no solo para ellos sino también para las empresas distribuidoras, tanto a nivel económico, seguridad, conservación del material, sanciones, multas, que no se recupera y que frenan el desarrollo doméstico, comercial e industrial.

Debido a que no existe un plan para realizar un sistema eléctrico anillado y que tomaría mucho tiempo en realizarlo con una inversión económica elevada, las líneas de subtransmisión son susceptibles a interrupciones de suministro no programadas, por fallas. Además, hay que tomar en cuenta que muchas de las líneas de subtransmisión tienen una construcción superior a 25 años, lo que las hace más propensas a fallas y su difícil acceso aumenta el tiempo de respuesta a las reparaciones.

Formulación del problema. - Debido a la falta de aplicación de mantenimiento predictivo en las líneas de subtransmisión en el Ecuador, es necesario determinar una metodología para aplicar las técnicas: visual, termografía infrarroja, efecto corona y ultrasonido acústico que permitan detectar anomalías y prevenir interrupciones de energía eléctrica, no programadas.

Objetivo General. - Desarrollar una metodología de mantenimiento predictivo, con técnicas: visual, termografía infrarroja, efecto corona y ultrasonido acústico en líneas de subtransmisión, para detectar anomalías mecánicas y eléctricas; y prevenir interrupciones de energía eléctrica, no programadas.

Objetivos Específicos:

1.- Investigar el estado del arte y la bibliografía del mantenimiento predictivo en líneas de subtransmisión, técnicas de inspección visual, termografía infrarroja, efecto corona, ultrasonido acústico y de los elementos mecánicos y eléctricos.

2.- Realizar inspecciones y toma de muestras con las técnicas: visual, termografía infrarroja, efecto corona y ultrasonido acústico de las líneas de subtransmisión para determinar anomalías.

3.- Analizar la información obtenida en campo para establecer prioridades de mantenimiento a través de árboles de decisiones.

Sistemas de tareas en relación a los objetivos específicos: para complementar los objetivos específicos se plantean las siguientes tareas:

Objetivos específicos	Actividad (tareas)	Resultado de la actividad	Descripción de la actividad (técnicas e instrumentos)
Investigar el estado del arte y la bibliografía del mantenimiento predictivo en líneas de subtransmisión,	<ul style="list-style-type: none"> • Revisión de manuales, libros y escritos físicos y digitales. • Revisión de diseño, construcción, y 	<ul style="list-style-type: none"> • Conocemos acerca del mantenimiento predictivo. • Entendemos acerca de las técnicas inspección visual, 	<ul style="list-style-type: none"> • Consultamos en tesis, escritos, libros, folletos en forma física y web. • Buscamos información acerca de mantenimiento predictivo y de las

<p>técnicas de inspección visual, termografía infrarroja, efecto corona, ultrasonido acústico y de los elementos mecánicos y eléctricos.</p>	<p>elementos utilizados en la construcción de líneas de subtransmisión .</p> <ul style="list-style-type: none"> • Revisión de las características técnicas del elemento mecánico y eléctrico que forman parte de la construcción de las líneas de subtransmisión . • Consultar folletos de los constructores de los elementos mecánicos y eléctricos utilizados para la construcción de las líneas de subtransmisión 	<p>termografía infrarroja, efecto corona y ultrasonido acústico.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Sabremos porqué se utiliza los elementos que conforman las líneas de subtransmisión. • Conocemos acerca de las características técnicas de los elementos que conforman las líneas de subtransmisión. • 	<p>técnicas aplicables a líneas de subtransmisión.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Examinamos las características técnicas de los elementos mecánicos y eléctricos solicitados para la construcción de las líneas de subtransmisión aprobados por Ecuador. • Consultamos en libros y folletos de los fabricantes de los elementos utilizados en la construcción de líneas de subtransmisión. • Consultamos acerca de las etapas de deterioro de los elementos mecánicos y eléctricos, que forman parte de la construcción de las líneas de subtransmisión.
<p>Realizar inspecciones y toma de muestras con las técnicas: visual, termografía infrarroja, efecto corona y ultrasonido acústico de las líneas de subtransmisión para determinar anomalías.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Consultar libros y folletos • Revisar normas nacionales e internacionales . • Revisar manuales de operaciones y funcionamiento de los equipos. 	<ul style="list-style-type: none"> • Utilizamos los equipos de Insercruz. • Conocemos la operación de los equipos • Realizamos las inspecciones y obtención de la información en campo de las técnicas: visual, termografía infrarroja, efecto corona y ultrasonido acústico. 	<ul style="list-style-type: none"> • Realizamos las inspecciones visuales, termográficas, efecto corona y ultrasonido acústico en campo • Obtuvimos las muestras e información en campo.

<p>Analizar la información obtenida en campo para establecer prioridades de mantenimiento a través de árboles de decisiones.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Comparar normas nacionales e internacionales . • Analizar en forma cuantitativos y cualitativos. • Establecer prioridades de mantenimiento. 	<ul style="list-style-type: none"> • Elaboramos árbol de decisiones para establecer prioridades de mantenimiento. • Realizamos el análisis técnico económico. 	<ul style="list-style-type: none"> • Consultamos información acerca de los resultados obtenidos en Inscruz y de los fabricantes de los equipos. • Observamos información de capacitadores de las técnicas aplicadas. • Determinamos árbol de decisiones y aplicación en campo.
--	---	---	---

Justificación. - La investigación se realiza debido a la importancia de las líneas de subtransmisión en el transporte de energía eléctrica a las subestaciones de distribución, las cuales suministran energía eléctrica, luego de un proceso, a los usuarios finales. El inspeccionar y detectar anomalías que se pueden presentar, en la infraestructura de subtransmisión, a través de técnicas predictivas apoyará a que el departamento técnico de mantenimiento de las empresas distribuidoras del Ecuador realice reparaciones planificadas y antes de que sucedan falla.

El propósito de estos procesos de mantenimiento predictivo es para una mayor confiabilidad en las operaciones de las líneas, ocasionando menos interrupciones para el usuario final. El predecir anomalías antes que suceda la falla, tiene como resultado la intervención programada del departamento técnico disminuyendo las interrupciones no programadas, que afectan tanto al usuario final como las empresas distribuidoras. Para la detección de las anomalías se pretende aplicar una metodología para cuatro técnicas predictivas, y conocer los alcances y limitaciones.

Con el presente trabajo de investigación se espera detectar anomalías en los elementos eléctricos y mecánicos, antes que se produzca una falla, con lo que se podrá planificar un mantenimiento para disminuir las frecuencias y la duración de las interrupciones de suministro, no programadas, lo cual aportará a mejorar los índices

de calidad de servicio cumpliendo con la regulación Nro. ARCONEL-005/18 de la calidad del servicio técnico, enmarcado en los indicadores de Frecuencia media de interrupción (FMIK) y el Tiempo total de interrupción (TTIK), lo que debe estar dentro de los límites aceptables ya que estos son valores máximos admisibles de los índices globales de calidad del servicio técnico, para un período de evaluación de doce (12) meses continuos del año calendario (enero a diciembre),

Al cumplir con los índices se evitan las distribuidoras de sanciones administrativas y económicas por el ente regulador del Ecuador ARCONEL, también se cumple con el plan maestro de electrificación 2013-2020, elaborado por CELEC EP a través de la unidad de negocio TRANSELECTRIC que asegura la continuidad de la operación de la red de transmisión hasta finales del periodo de planificación (2013 - 2022), cumpliendo con las exigencias establecidas en las regulaciones vigentes, permitiendo la incorporación al sistema de los nuevos proyectos de generación definidos y garantizando el suministro de energía eléctrica a los centros de distribución.

Por lo cual, es importante mantener estas líneas de subtransmisión en constante inspección, para detectar anomalías antes que se produzca la falla. En el Ecuador no existe una metodología para las inspecciones predictivas, y técnicas a ser aplicadas en las líneas de subtransmisión, por lo que se propone realizar un estudio con cuatro técnicas: visual, termografía infrarroja, efecto corona y ultrasonido acústico, para obtener resultados y establecer una metodología apegadas a normas y procedimientos tanto, nacionales e internacionales. Adicional se determinará el alcance de cada técnica y cómo aportan para la detección de las anomalías, también se realizará árboles de decisiones para establecer prioridades de mantenimiento. Una vez que se realice éste estudio, se espera aplicar las técnicas con un buen concepto de los alcances y limitaciones de cada una de ellas, lo que nos dará como resultado una inspección eficiente.

Hipótesis. - Al implementar la metodología de las inspecciones de mantenimiento predictivas en las líneas de subtransmisión, se detectarán anomalías antes que se

produzca la falla, que podrán ser reparadas por las empresas eléctricas en forma planificada, disminuyendo las frecuencias y la duración de las interrupciones de suministro, no programadas, mejorando la calidad de servicio técnico.

Términos.

Anomalía o Excepción: Componente que se aparta de la regla o condición general de las demás de su especie.

Calidad del servicio: Conjunto de atributos técnicos y comerciales inherentes a la prestación del servicio de energía eléctrica, y que constituyen las condiciones bajo las cuales dicha prestación debe desarrollarse. Se divide en calidad de producto, calidad del servicio técnico y calidad del servicio comercial.

Calidad del producto: Atributo de la calidad del servicio relacionado con la forma en la que las señales de voltaje son entregadas por la distribuidora, y que se caracteriza, entre otros, por el nivel de voltaje, perturbaciones rápidas de voltaje y armónicos.

Calidad del servicio técnico: Atributo de la calidad del servicio relacionado con la continuidad con la que se prestará el servicio de energía eléctrica, y que se caracteriza por la frecuencia y la duración de las interrupciones de suministro.

Consumidor o usuario final: Persona natural o jurídica que se beneficia con la prestación del servicio público de energía eléctrica, bien como propietario del inmueble en donde este se presta, o como receptor directo del servicio.

Discrepancia: Durante el análisis de mantenimiento predictivo, tener alguna falta de aceptación sobre el estado del elemento mecánico o eléctrico.

Empresa eléctrica de distribución o distribuidora: Persona jurídica cuyo título habilitante le faculta realizar las actividades de distribución y comercialización de energía eléctrica y alumbrado público general, dentro de su área de servicio.

Frecuencia de las interrupciones: Es el número de veces, en un periodo determinado, que se interrumpe el suministro de energía eléctrica a un consumidor.

Falla: Fin de la capacidad de un elemento de realizar la función requerida.

Incumplimiento parcial: Es la infracción leve, el cual se refiere al incumplimiento de los límites establecidos en uno o varios índices y/o indicadores de calidad establecidos en regulación para un período de evaluación mensual o anual, según corresponda.

Incumplimiento reiterado: Es la infracción grave, el cual se refiere al incumplimiento repetitivo de los límites establecidos de uno o varios índices y/o indicadores establecidos en regulación para un período de evaluación mensual o anual, según corresponda.

Interrupción: Es el corte o suspensión del suministro de electricidad a los consumidores del área de servicio de la empresa eléctrica de distribución.

Inspección: Verificación de conformidad mediante mediciones, observaciones, detecciones, pruebas o calibración de características relevantes de un elemento.

Niveles de voltaje: Se define los siguientes valores de voltaje:

Bajo voltaje:	menor igual a 0,6 kV;
Medio voltaje:	mayor a 0,6 y menor igual a 40 kV;
Alto voltaje grupo 1:	mayor a 40 y menor igual a 138 kV;
Alto voltaje grupo 2:	y, mayor a 138 kV.

Sistema de distribución: Comprende las líneas de subtransmisión, las subestaciones de distribución, los alimentadores primarios, los transformadores de distribución, las redes secundarias, las acometidas, el equipamiento de compensación, protección, maniobra, medición, control y comunicaciones, utilizados para la prestación del servicio de distribución de energía eléctrica.

Suspensión General del Servicio: Son las interrupciones en el SNI, que, debido a maniobras u operaciones requeridas por el CENACE, tienen por objetivo garantizar la seguridad o estabilidad del sistema.

Descargas parciales (Tracking): Es considerado cuando un elemento eléctrico ha sido afectado por el efecto corona, y posterior aparece un fenómeno de rotura eléctrica que se localiza en la superficie del aislador debido a que existe polución, impurezas y humedad originando en el elemento una arborescencia bidimensional que daña el material del aislamiento [2].

Arco Eléctrico: Se forma entre la exposición de dos electrodos sometidos a una diferencia de potencial y colocados en el seno de una atmósfera gaseosa enrarecida, normalmente a baja presión, Este fenómeno también se produce en las líneas de subtransmision cuando la corriente eléctrica viaja por el aire de un extremo de un material a otro, debido a que los iones positivos se mueven en sentido opuesto [2].

CAPÍTULO I. FUNDAMENTACIÓN TEÓRICA - METODOLÓGICA

1.1. Fundamentación del estado del arte. - Los sistemas eléctricos de potencia son necesarios para el desarrollo de la humanidad, de hecho, parte de la medición del progreso de una comunidad o población es el consumo de energía eléctrica, ya que el ser humano ha demostrado su interés de implementar nuevas formas de mejorar su estilo de vida, es así que dentro de esta investigación se va a tomar como estudio una parte de los sistemas eléctricos de potencia, como son las líneas de subtransmisión a las cuales se les aplicará inspecciones de mantenimiento predictivo con una metodología para detectar anomalías y prever interrupciones de suministro, no programadas. Las líneas de subtransmisión siendo parte del sistema eléctrico, se transforman en indispensables, por lo que se debe mantener un correcto funcionamiento para obtener fiabilidad y continuidad en el suministro de energía eléctrica, por ello se ha recopilado trabajos anteriores que poseen variables de acuerdo a nuestro tema, los cuales se detallan a continuación, tanto estudios nacionales e internacionales.

En la Universidad Cesar Vallejo del país de Perú se desarrolló una; Propuesta técnica, económica para el mantenimiento predictivo y preventivo de líneas de distribución de 10 KV/22,9 KV/34,5 KV energizadas del alimentador C-212 con un nivel de tensión de 22,9 KV del tramo Chiclayo – Monsefú, 2015 cuyo objetivo es poner énfasis en el servicio al cliente, el cual se refleja en la fiabilidad y la continuidad del abastecimiento eléctrico [3].

Se tomó una muestra de usuarios de la red que transmite el alimentador C-212 con un nivel de tensión de 22,9kV. Que es la cantidad específica de usuarios que utilizan el servicio eléctrico, solo en el tramo de Chiclayo-Monsefú. Se trabajó en cuatro formas, a contacto, a potencial, a distancia y robótica. Muchos de los trabajos que hasta ahora el sistema, la instalación o el dispositivo eran antes desconectados se realizan hoy en línea viva, para garantizar un abastecimiento continuo de corriente eléctrica, logrando

de esta manera realizar un trabajo que cumple con las necesidades que se requieren en estos sectores [3].

En la Universidad Politécnica Salesiana se desarrolló el diseño de una línea de Subtransmisión a un nivel de voltaje de 69 kV, cuyo objetivo fue satisfacer la demanda eléctrica solicitada por la empresa exportadora de camarón “Songa”, ubicada la ciudad de Guayaquil, la cual ha construido una subestación que opera a un nivel de voltaje de 69kV con una capacidad de 3.75MVA [4].

La parte metódica de la estructura de la red que suministra a la subestación de la distribuidora a la empresa de camaron, establece en especificar los factores que afectan a la línea por supuesto los elementos, estructuras y materiales que lo incorporan. Lo que tomaron en cuenta las normas del EX – INECEL y las normativas que están estipuladas por las empresas eléctricas [4].

Se presenta una propuesta para el mantenimiento predictivo, preventivo y correctivo en líneas de transmisión de 69 kV con el fin de minimizar las veces de interrupciones en el sistema, para mantener los índices de calidad de servicio en valores apropiados. De ahí la importancia de los trabajos de mantenimiento predictivo y preventivo con líneas energizadas, como una herramienta para mejorar la calidad del servicio en el suministro de energía eléctrica [5].

Con el mantenimiento predictivo se logra abarcar el análisis de parámetros de funcionamiento en una línea de subtrasmisión (voltaje, corriente, frecuencia y potencia) para evitar que se sobrecarguen los conductores. En donde es indispensable el funcionamiento de los relés de protección, inspección de la línea para ver el estado en que se encuentra la infraestructura, detectar puntos calientes y corroborar el correcto funcionamiento de la tierra física en cada una de las estructuras lo que permitiría que los índices de calidad del servicio estén dentro del rango permitido, lo que evitara sanciones de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica [5].

En la Corporación universitaria minuto de dios – seccional bello de posgrados presenta el modelo metodológico para realizar mantenimientos predictivo y preventivo por medio de drones en el sistema de transmisión regional en el municipio de guatapé. Siendo el objeto de estudio diseñar un modelo basado en la tecnología de drones que gestione de manera óptima los recursos que realizan los mantenimientos predictivos. Se utilizó la metodología en 3 fases: Fase 1 Descripción de la tecnología drones, Fase 2 Investigación de regulaciones de vuelo no tripulado, Fase 3 Metodologías existentes para revisión de torres dando como resultados la reducción de los costos de mantenimiento, la confiabilidad en el sistema y el aumento de rentabilidad [6].

La utilización de la tecnología de los drones con las cámaras termografías ayuda en la prevención de fallas, disminución de costos, confiabilidad en el sistema y lo más importante la prevención de accidentes, es por eso que este sistema se hace altamente confiable para la detención de futuros daños, el uso de esta tecnología es valiosa ya que disminuye los accidentes asociados a los mantenimientos debido a la característica de ser un robot el que los realiza el trabajo [6].

En la Universidad de Carabobo facultad de ingeniería escuela de ingeniería eléctrica departamento de potencia, se elaboró un procedimiento para el mantenimiento predictivo en subestaciones de 115 / 34,5 / 13,8 kv, utilizando técnicas de termografía y ultrasonido, caso de estudio, Empresa Electricidad de Valencia, para realizar las pruebas de termografía y ultrasonido en algunos elementos de las subestaciones, como propuesta de solución ante una problemática, debido a la inexistencia de un procedimiento lo que permite disponer de un instrumento teórico-práctico para realizar de manera eficaz y eficiente, las labores de mantenimiento predictivo [7].

El procedimiento contiene normas de calidad: ISO 9001 (2000), También se tomaron en cuenta todos los recursos disponibles en la empresa, los que intervinieron directamente en la elaboración del procedimiento, aportando ideas y experiencias en

la realización de sus labores, cuyo resultado fue garantizar la seguridad del personal técnico que desarrolla las pruebas aplicando las técnicas de termografía y ultrasonido; Lo que sirve para fomentar futuras investigaciones referente al mantenimiento predictivo, lo que está cobrando cada día más importancia en las diferentes empresas, porque está ligado a la confiabilidad y calidad del servicio de los sistemas [7].

Se realizó en la Universidad Andina Simón Bolívar la aplicación del mantenimiento centrado en la confiabilidad para la reducción de interrupciones de las redes de distribución, el objetivo de la investigación fue proponer un nuevo plan de mantenimiento de las redes de distribución DE LA PAZ, enfocado en la confiabilidad con la detección de los alimentadores con mayor grado de interrupciones que genere información y que demuestre una programación de los trabajos de mantenimiento para optimizar los recursos de la empresa [8].

La metodología que se empleó en el planteamiento del mantenimiento fue en base a la confiabilidad, y la recopilación de los formularios de servicio técnico, en él se detalla las interrupciones de los últimos cinco años en el área de operación de la empresa. Dichos resultados son de 4 tipos: percibir las funciones utilizadas, saber las fallas y motivos de falla, fijar un programa de mantenimiento preventivo para cada equipo y responsabilizar al personal [8].

En el estudio de posgrado del Instituto Tecnológico de Ciudad Madero se efectuó La aplicación de la estrategia de mantenimiento basado en confiabilidad en las líneas y redes eléctricas de la zona Tampico en el periodo 2016-2017 con el motivo de Implementar una estrategia de mantenimiento centrado en la calidad del servicio, reducir gastos sin limitar la seguridad, importancia, consecuencia y probabilidad de falla que se enfocará en las redes generales de distribución de CFE (Comisión Federal de Electricidad) [9].

Con la aplicación de la metodología de mantenimiento basado en la calidad del servicio, se obtuvo como resultado la identificación de prioridades de acciones de mantenimiento y de mejora de las mismas. Lo que finalizó con los análisis desarrollados en el 2015 y 2016, se identificó el incumplimiento menor en 3 circuitos, que fue ocasionado por fallas, como falso contacto, y al momento de conocer una falta en el incumplimiento se debe cambiar las actividades de mantenimiento con actividades de monitoreo de la condición, para realizar las acciones y su corrección [9].

En la Universidad Industrial De Santander se desarrolló un análisis de resultados de técnicas de ultrasonido y termografía que permitan pronosticar las fallas en redes eléctricas aéreas y subestaciones de media y baja tensión de EBSA. Cuyo fin era analizar los resultados de mediciones de ultrasonido y termografía y encuentren la técnica idónea para predecir las fallas, ocasionadas por los efectos del arco eléctrico, tracking eléctrico, efecto corona y puntos calientes. También se estudió el origen de las fallas en los sistemas de distribución por cuanto se utilizó las técnicas de mantenimiento predictivo: inspección por termografía infrarroja y por ultrasonido [10].

En donde un plan de mantenimiento predictivo aporta a la seguridad y a la calidad de servicio de los sistemas eléctricos, identificando los componentes con antelación a una falla; lo que permite programar con anterioridad el mantenimiento correctivo, minimizando las salidas no programadas y mejorando para las empresas de distribución los índices de confiabilidad y tener incentivos económicos dispuestos en la resolución CREG 015 de 2018 de Colombia [10].

En la revista de investigaciones en energía y tecnología: riemat issn: 2588-072, se investigó el tema: Detección de puntos calientes para la predicción de averías en las zonas de estudio I y II de la CNEL – EP, UNIDAD DE NEGOCIOS MANABI. Esta investigación se trata de la identificación de puntos calientes que se presenta en las

líneas de medio voltaje y se realizó el estudio en San Clemente y Crucita a alimentadores de 13.8 Kv, se detalla cómo detectar la existencia de puntos calientes en los diferentes elementos de las estructuras que conforman las líneas eléctricas [11].

Una vez descrito el estado actual de las líneas, se determina la posible presencia de puntos calientes en cada uno de los elementos de las estructuras. También, el análisis estadístico determinará los elementos que necesitan mantenimiento ya sea de medidas preventivas, predictivas o correctivas con el fin de implementar parámetros que ayuden a mantener las líneas adecuadas y para mejorar la calidad del servicio eléctrico, y no tener pérdidas de energía, potencia por disparos de efectos joule en líneas debido a los puntos calientes [11].

Se realizó un tema de Análisis termográfico de la subestación san Lorenzo y su alimentador primario principal para elaborar un plan de mantenimiento predictivo cuyo objetivo era realizar el análisis termográfico de la subestación y su alimentador que permita encontrar puntos calientes y desarrolle las soluciones. La metodología empleada fue la investigación de tipo bibliográfica, propositiva y tecnológica [12].

Se logró la identificación, cuantificación, localización y clasificación de las anomalías para realizar la solución, control estadístico y comparativo, que alcance los propósitos de calidad requeridos en la forma más eficiente por parte de la distribuidora, disponiendo el mantenimiento preventivo por sobre el mantenimiento correctivo. Se concluyó que el uso de cámaras termográficas es una herramienta primordial para las distribuidoras ya que esta técnica ejecuta el análisis termográfico sin tener contacto con los equipos y programas de mantenimientos preventivos que evitan interrupciones de larga duración [12].

En la Universidad de San Carlos de Guatemala se desarrolló la propuesta para el mantenimiento predictivo, preventivo y correctivo en líneas de transmisión de 69 kv. En la investigación están los procedimientos y maniobras para la realización de los

varios tipos de mantenimiento de las líneas energizada y des-energizada, detallando los pasos para que se realicen en forma segura y eficiente. Esta investigación se realizó por la necesidad, de minimizar el número de interrupciones en el sistema de transmisión en 69 kV [13].

Para mantener los índices de calidad de servicio en valores apropiados. De ahí la importancia de los trabajos de mantenimiento predictivo con líneas energizadas, como un método para mejorar la calidad del servicio en el suministro de energía eléctrica [13].

En la Universidad Politécnica Salesiana realizaron el diseño de un plan estratégico de mantenimiento utilizando la metodología eROMEO para la línea de subtransmisión Milagro –Durán. Siendo el objetivo diseñar un plan estratégico de mantenimiento, lo que disminuirá las interrupciones no programadas [14].

Se utilizó 3 metodologías como: mantenimiento productivo total (TPM), mantenimiento centrado en la confiabilidad (RCM) e inspecciones en base al riesgo (RBI). El fin fue el estudio del estado actual del plan de mantenimiento que ejecuta la unidad de negocio determinando que es obsoleto y empírico, usan recursos sin un fin común, posee falta de información por lo que no hay un inventario de fallas, ni un sistema que analice o estudie exponiendo acciones de forma preventiva, que permita realizar medidas correctivas que limiten las fallas en el sistema de subtransmisión de forma aceptable [14].

En la universidad de cuenca se expuso un trabajo de Mantenimiento predictivo utilizando la técnica de la termografía en transformadores y alimentadores de la Empresa Eléctrica CNEL EP Bolívar. El fin fue desarrollar el mantenimiento con la técnica de la termografía para evaluar el óptimo funcionamiento de los equipos de los alimentadores. Se utilizó una técnica que permite detallar temperaturas a distancias y sin estar en contacto físico con los elementos del sistema [15].

El resultado de la termografía permitió realizar un plan de mantenimiento predictivo con cronogramas, utilizando el software de la cámara FLIR T-400, que es un software muy dinámico y está diseñado para realizar el ingreso de los parámetros y detallar un reporte y se determine los puntos para que sean corregidos y a la vez sirve como bitácoras de mantenimiento para llevar un registro de los elementos intervenidos [15].

En la tesis de la Escuela Politécnica Nacional se realizó el tema Metodología para la planificación y control de la ejecución de mantenimientos preventivos y correctivos de líneas de subtransmisión. Con el propósito de elaborar una metodología para la planificación y control de las actividades. Se empleó la metodología de la implementación del método de Gravedad, Urgencia y Tendencia que viabiliza prioridades para la atención de problemas ocasionados en las líneas [16].

La investigación puede ser acatada por las distribuidoras para que prioricen la atención de inconvenientes que están ocasionando la interrupción del servicio eléctrico provocados en las líneas, mediante el desarrollo de actividades de mantenimiento de una forma estratégica debido a que el presupuesto es limitado y que equipos que conforman las distribuidoras son extensas; de esta forma se optimiza la confiabilidad del sistema eléctrico para poder cumplir con los límites de los índices de calidad expuestas en la Regulación Nro. ARCONEL 005/18 [16].

En la investigación de doc player sobre “Diagnóstico de redes de distribución aéreas de 11,4 hasta 34,5 kv con la técnica de ultrasonido” en Colombia, La técnica de Ultrasonido propagado en aire y estructuras, la cual capta rangos de frecuencias mayores a los 20.000 Hz, es utilizada para la detección y localización exacta de fallas categorizadas como efecto corona, tracking eléctrico y arco eléctrico, dichas manifestaciones degradan los elementos que componen las redes de distribución de Media y Alta tensión, y al complementar con la termografía pueden detectar puntos de falla no localizables a través de la inspección visual en el sistema y disminuir ostensiblemente las fallas no determinadas [17].

Se concluyó que ha logrado identificar fallas ocultas con la inspección visual y la termografía, siendo un soporte para el mantenimiento predictivo para evitar daños, suspensión del servicio y costos a la empresa; el uso de la técnica de Ultrasonido permite determinar en los componentes de las redes de distribución diversos defectos que provocan las fallas y que el personal de mantenimiento lo pueden identificar, esta técnica prevé realizar capacitaciones rigurosas al personal técnico para su aplicación en las intervenciones de mantenimiento. Así mismo esta técnica permite la disminución de costos a la empresa [17].

1.2. Fundamentación Teórica

1.2.1. Mantenimiento

El mantenimiento es la combinación de todas las acciones técnicas, administrativas y de gestión, durante el ciclo de vida de un elemento, destinadas a conservarlo o devolverlo a un estado en el cual pueda desarrollar la función requerida [18].

El mantenimiento se describe como las actividades desarrolladas para conservar todo en buen estado de funcionamiento, y que aquellos bienes que generan un producto, se mantengan siempre con una producción continua, eficiente y económica.

A continuación, se describe los tipos de mantenimiento por la norma EN 13306. La lógica que estandariza la norma la divide en dos escenarios.

1) Según el efecto de cambios intrínsecos en las características de diseño relativos a confiabilidad, mantenibilidad y seguridad de los activos objetos del mantenimiento, tenemos:

- a. Mantenimiento Preventivo, el mismo que se subdivide antes del fallo en:
 - Mantenimiento predeterminado

- Mantenimiento basado en la condición CBM
- Mantenimiento predictivo

Luego surge el Mantenimiento activo preventivo y Mantenimiento activo correctivo, los cuales se desprenden de las actividades del CBM y del mantenimiento predictivo, a través de una orden de trabajo ya sea para el preventivo o correctivo.

También surge el Mantenimiento mejorativo que es el ejecutar un cambio positivo en el activo sin cambiar las funciones originales, y tenemos el Mantenimiento autónomo el cual es ejecutado por los operadores, y son preventivos o correctivos.

- b. Mantenimiento Correctivo, el mismo se ejecuta inmediatamente después del fallo y se subdivide en:
 - Mantenimiento correctivo inmediato, es una intervención inmediata y no prevista, para reparar la falla
 - Mantenimiento correctivo diferido, puede programarse

**2) La posibilidad de asignar o no, una programación de mantenimiento.
Tenemos:**

- a. Mantenimientos Programados
 - Mantenimiento predeterminado, cíclico e independiente de la condición
 - Mantenimiento basado en la confiabilidad CBM
 - Mantenimiento predictivo
 - Mantenimiento correctivo diferido
- b. Mantenimientos No programados
 - Mantenimiento correctivo inmediato
 - Mantenimiento de oportunidad, usa eventos que pueden aparecer y aprovecharse, preventivos y correctivos.

Además, se describe los mantenimientos más empleados actualmente en las industrias y en las empresas que trabajan con elementos mecánicos y eléctricos:

3) Mantenimiento correctivo

Es el mantenimiento más usual que se realiza. Consiste, específicamente determina que si algo falla se realiza su reparación inmediata. Es decir, se toma la acción correspondiente a posterior, ya que aparece el “cuello de botella” lo que es difícil evitar esta reacción a este tipo de actuación. Por lo que es recomendable buscar otro tipo de mantenimiento e ir mas halla.

Si consideramos realizar el manteneimto correctivo se puede también hacer uso de un software que apoya a esta actividad, que podemos mencionar como ejemplo el GMAO (Gestión de Mantenimiento Asistido por Ordenador). Con esta aplicación se puede saber qué se ha hecho, cómo, cuándo y quién o quiénes han sido los ejecutores de estas actividades [19].

4) Mantenimiento preventivo

Este mantenimiento no dispone de una consideración del ámbito real y actual de la maquinaria equipos y elementos. Esto implica que mediante este proceso se establecerán acciones periódicamente en base a un cronograma sobre los elementos sin tener a ciencia cierta signos de desgaste o de una posible anomalía en su funcionamiento simplemente cuando la fecha se presenta de acuerdo a lo planificado se actúa. [19].

5) Mantenimiento prescriptivo

Algunos conocedores de este tipo de mantenimiento lo describen como inteligencia artificial, pero en realidad es más avanzado, por cuanto se dispone de un *software* de mantenimiento ya puede hacer sugerencias inteligentes, como el programa Infrasppeak

Gear™ siendo uno de los tantos que desarrollan Por cuanto el mantenimiento prescriptivo no se limita únicamente a la previsión de anomalías sino que hace recomendaciones para evitarlos o atrasarlos [20].

Este mantenimiento Combina el análisis de datos de mantenimiento predictivo con big data, inteligencia artificial y aprendizaje automatico. Como requerimiento, permite tener una gran infraestructura informática. Debe señalarse que puede ser todavía más preciso si se integra con información que no pertenecen al área de mantenimiento, pero sí de control de calidad o de ingeniería [20].

Como un ejemplo de quien se introdujo en este mundo del mantenimiento mejorado fue ThyssenKrupp y tuvo éxito en este proceso. Este programa de previsión puede prever averías de un ascensor debido a un problema en la puerta con 5 días de antelación. En base a estos datos, el modelo prescriptivo ofrece las 4 causas más probables del problema. Los técnicos consiguen resolver el problema en la primera visita en el 90 % lo que genera un proceso más confiable [20].

Ventajas del mantenimiento prescriptivo

El mantenimiento prescriptivo tiene similitud a los beneficios que el mantenimiento predictivo. Con un mejoramiento radical si se utiliza inteligencia artificial en una empresa, se podrá determinar que hay más beneficios:

- menos fuera de tiempo de los equipos no planeado;
- mayor productividad, por la mejora del mantenimiento;
- más rentabilidad, por una mayor productividad;
- más trabajo virtual, teniendo en cuenta que los datos están disponibles a la mano remotamente;
- el mantenimiento digital prescriptivo por su capacidad se expande más.
- mantener los equipos de seguridad y demás sistemas de protección.
- llevar la contabilidad e inventario de los equipos.
- cualquier otro servicio delegado por la administración [21].

1.2.2. Mantenimiento Predictivo

Se anticipa a la falla por medio de un seguimiento para predecir el comportamiento de una o más variables de un sistema. Su aplicación se fundamenta en la inspección del sistema o equipo en pleno funcionamiento, a través de los respectivos equipos de medición, con la finalidad de detectar la posible ocurrencia de alguna situación que pudiera afectar al sistema en observación; con este tipo de mantenimiento se prolonga su fiabilidad de funcionamiento aún con la existencia de una falla [22].

El mantenimiento predictivo es aplicar muchas técnicas instrumentadas de medida y análisis de variables, que nos ayuda a evaluar el estado de los equipos de un sistema como los elementos que conforman las líneas de subtransmisión, y caracterizar fallas prioritarias, esta información apoya para las tomas de decisiones de intervenir o no, a los equipos o sistemas eléctricos de una forma planificada, lo cual produce un ahorro económico para las empresas eléctricas e industrias. Su misión para el caso de líneas de subtransmisión es optimizar la fiabilidad y disponibilidad de equipos al mínimo costo [22].

Funciones del mantenimiento.

A continuación, se tiene un concepto de las funciones primarias y secundarias de un mantenimiento general, lo que se debe considerar como una guía para realizar las funciones de cualquier manteniendo que este en aplicación.

Funciones primarias: Es el resumen del porqué del mantenimiento predictivo en líneas de subtransmisión para predecir anomalías. Esta categoría abarca temas como personal, equipos, calidad de la inspección, entre otros.

Funciones Secundarias: Que se espera de cada inspección de mantenimiento predictivo en líneas de subtransmisión, a más que simplemente cubrir sus funciones

primarias. Los usuarios tienen expectativas relacionadas con logística, seguridad, salud, entre otros.

Funciones del mantenimiento predictivo. - Siendo el mantenimiento predictivo uno de los procesos empleados para predecir fallas, anomalías, desperfectos, daños etc, sea de un equipo, maquinaria o elementos se considera también aplicar este mantenimiento a las líneas eléctricas de subtransmisión, para lo cual se ha desarrollado las funciones primarias y secundarias aplicadas para el desarrollo de la metodología de las inspecciones de mantenimiento predictivo.

Funciones Primarias:

- Selección del personal
- Entrenamiento, capacitación y certificación del personal bajo la norma SNT-TC-1^a
- Realizar mantenimiento, calibración y registro del estado de cada uno de los equipos utilizados para las inspecciones de mantenimiento predictivo.
- Aplicación de los procesos para las inspecciones y análisis, establecidos en la fase 1 y 2.
- Mejorar los procesos existentes de inspecciones de mantenimiento predictivo.
- Desarrollo de programas para la aplicación de la metodología de mantenimiento predictivo.

Funciones Secundarias:

- Asesorar la compra de nuevos equipos de inspecciones.
- Investigación de nuevas técnicas de mantenimiento predictivo aplicadas a líneas de subtransmisión.
- Logística adecuada para el desarrollo de las inspecciones.
- Cronograma de calibración y mantenimiento de los equipos.
- Controlar y asegurar un inventario.
- Seguridad física

- Salud y seguridad ocupacional.

1.2.3. Líneas de Subtransmisión

Específicamente las líneas de subtransmisión eléctricas son el medio por el que se transporta la energía eléctrica de una subestación de distribución a otra, con ciertos niveles de voltaje, que normalmente son 69 kV, sin descartar otros niveles de voltaje superiores [23].

Los 257.215,30 km² de superficie territorial del Ecuador están divididos en 20 áreas de prestación del servicio público de energía eléctrica. De las cuales 11 áreas están asignadas a las Unidades de Negocio de la Empresa Eléctrica Pública Estratégica Corporación Nacional de Electricidad (CNEL EP); y, 9 a las empresas eléctricas. Como se detalla en la tabla I, la CNEL EP tiene un área total de 115.877,98 km², correspondiente al 45,05 % de la superficie del país; y, del 54,95 % restante son responsables de la prestación del servicio las empresas eléctricas. Las áreas de prestación del servicio se generaron con base a la existencia de la red de suministro de servicio eléctrico de cada empresa, cuyos límites no corresponden a la organización territorial del Estado [23].

Tabla I Empresas distribuidoras del Ecuador

Unidades de Negocio	Empresas	Área (km²)
de la Empresa	CNEL-Sucumbíos	38.517,82
Eléctrica Pública	CNEL-Esmeraldas	15.526,49
Estratégica	CNEL-Sto. Domingo	12.894,11
Corporación Nacional	CNEL-Manabí	10.909,04
de Electricidad	CNEL-Guayas Los Ríos	10.354,14
(CNEL EP)	CNEL-El Oro	6.731,86
	CNEL-Sta. Elena	6.487,26
	CNEL-Milagro	5.025,53
	CNEL-Bolívar	4.038,86
	CNEL-Los Ríos	4.009,97

	CNEL-Guayaquil	1.382,89
Empresas Eléctricas	E.E. Ambato	41.787,30
	E.E. Centro Sur	30.273,40
	E.E. Sur	22.787,55
	E.E. Quito	13.399,10
	E.E. Norte	11.862,10
	E.E. Galápagos	8.233,11
	E.E. Riobamba	5.964,41
	E.E. Cotopaxi	5.880,14
	E.E. Azogues	1.150,21
TOTAL		257.215,30

Fuente: Atlas del sector eléctrico ecuatoriano 2019, área de prestación de servicio eléctrico

Para comprender donde se encuentran las líneas de subtransmisión en el sistema eléctrico de potencia, se explica el recorrido de la energía eléctrica, desde los centros de generación hasta los centros poblados de consumo. La central generadora posee una subestación elevadora que es la destinada de entregar energía a las líneas de transmisión, éstas a su vez transmiten energía a las subestaciones de transmisión reductoras, dónde nacen las líneas de subtransmisión, las mismas alimentan a las subestaciones de distribución y luego de esto, la energía eléctrica llega a los centros poblados a través de los alimentadores primarios que se complementan con transformadores reductores, figura 1.

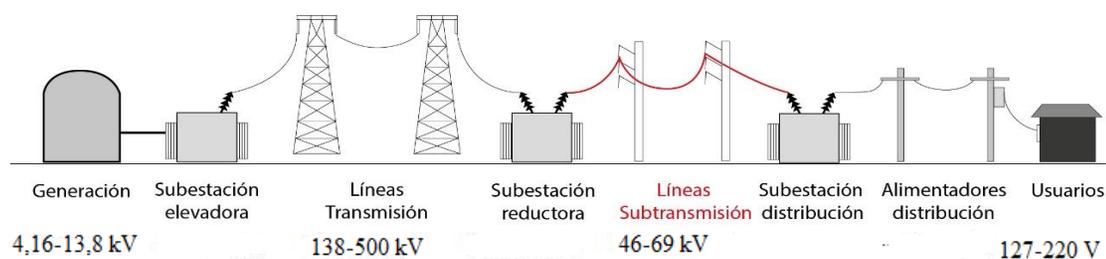


Figura 1 Voltajes en la etapa de subtransmisión

Los niveles de voltaje en las líneas de subtransmisión en el Ecuador con sus respectivas subestaciones, según el Atlas del sector eléctrico 2019, son:

Tabla II Empresas distribuidoras del Ecuador

Empresas	Líneas de subtransmisión		Subestaciones de reducción / seccionamiento
	Cantidad	Voltaje (kV)	
CNEL-Sucumbíos	10	69	9
CNEL-Esmeraldas	21	69	15 / 3
CNEL-Sto. Domingo	18	69	16
CNEL-Manabí	36	69	30 / 1
CNEL-Guayas Los Ríos	13	69	35
CNEL-El Oro	19	69	18
CNEL-Sta. Elena	28	69	17 / 1
CNEL-Milagro	5	69	14 / 2
CNEL-Bolívar	7	69	6
CNEL-Los Ríos	14	69	10 / 1
CNEL-Guayaquil	22	69	41
E.E. Ambato	21	69	18
E.E. Centro Sur	23	69	15 / 4
E.E. Sur	26	69	21 / 4
E.E. Quito	1 / 20	69 / 138	43 / 6
E.E. Norte	18	69	1 (Elevación) 1 (Elevación) 16 (Reducción)
E.E. Galápagos	0	69	6 (Elevación) 1 (Reducción)
E.E. Riobamba	13	69	11
E.E. Cotopaxi	8	69	9 / 2
E.E. Azogues	2	69	2

Fuente: Autores

1.2.4. Elementos Constitutivos de Líneas de Subtransmisión

Las líneas de subtransmisión durante el montaje se conforman por: postes o torres metálicos, conductores, cables de acero, aisladores polimérico, cerámico y/o vidrio,

herrajes y accesorios de poste y línea, perfiles L y pletinas, que se describe a continuación.

Poste. - Son elementos de la línea de subtransmisión cuya función principal es servir de soporte para el tendido de los conductores que transportan la energía eléctrica. Se utiliza normalmente poste circular y rectangular de hormigón armado o metálico, adicional lo definen la altura y carga de ruptura horizontal [24]. Por lo tanto, en la tabla III se describe la altura y carga y también en la figura 2 se aprecia el poste.

Tabla III Altura y carga de rotura de postes

Altura de poste (m)	18	19	20	21	22	24
Carga de rotura (kg)	1600	1800	2000	2400	2500	
	2800	3000	3500	3600		

Fuente: MEER, unidades de propiedad y construcción de subestaciones y líneas de subtransmisión



Figura 2 Postes rectangulares de 69 kV

Conductores. - En las líneas de alto voltaje uno de los elementos básicos que forman parte del sistema son los conductores, la selección del conductor en este caso se debe

a la continuidad que se debe dar a la línea, generalmente el más utilizado es el ACSR (Conductor de Aluminio con Refuerzo de Acero - Aluminium Conductor, Steel Reinforced) llevan ese nombre por estar conformado por un núcleo de alambre de acero rodeados por varias capas de alambres de aluminio [25]. figura 3.



Figura 3 Conductor ACSR [25].

En la tabla IV se muestra los conductores ACSR más utilizados en el Ecuador.

Tabla IV Conductores utilizados en Líneas de Subtransmisión

Conductores	
ACSR	336 MCM
	477 MCM
	636 MCM

Fuente: Autores

Cable de acero. - En el país se dispone de un cable de guarda o conocido como hilo de guarda, el cual es de acero. Éste cable es utilizado para proteger el sistema eléctrico contra descargas eléctricas, generalmente consta de siete hilos y tiene un diámetro de 9 mm. Cada uno posee una matriz o núcleo de acero y están recubiertos con aluminio. Se instala en paralelo y sobre los conductores de fase de una línea de subtransmisión. Se encuentra ubicado en la parte superior de la estructura, de tal forma de cubrir o apantallar los conductores de las fases [26].

Cuando se tiene una disposición de los conductores de fase en doble circuito, se requiere dos cables de guarda para proporcionar una protección eficaz a los conductores de fase, debido a descargas eléctricas directas (rayos), mientras que en la configuración vertical se requiere un solo cable de guarda [26].

El cable de guarda tiene los siguientes objetivos:

- Protege los conductores de fase de las descargas eléctricas directas.
- Cuando un rayo cae sobre la torre, los cables de guarda a ambos lados de la torre proporcionan caminos paralelos para la descarga, con lo que la impedancia efectiva se reduce y el potencial de la parte superior de la torre es relativamente menor.
- Existe acoplamiento eléctrico y magnético entre el cable de guarda y los conductores de fase, lo que ayuda a reducir las fallas de aislamiento [26].

Aisladores. – Son los encargados de evitar que la energía eléctrica que circula por el conductor no se transmita hacia la estructura o a un nivel de potencial diferente, evitando un cortocircuito. Las principales funciones de los aisladores en las líneas de subtransmisión son: [25].

- Hablando eléctricamente es, mantener aislado al conductor de un potencial diferente como por ejemplo la tierra.
- Hablando mecánicamente es, la de poder soportar el peso del conductor.

A continuación, se muestra en la figura 4, los tipos de aisladores, según el material de construcción, utilizados en las líneas de subtransmisión en el Ecuador: cerámico, vidrio y polímero [27].





Figura 4 Aisladores cerámicos, vidrio y polímero [27].

Herrajes de poste y línea. – Son elementos de acero estructural laminado en caliente, la longitud y dimensiones de los pernos tipo máquina, pernos ojo, arandelas, tuercas, tuerca ojo, adaptadores, pernos tipo U, abrazaderas, grilletes, se determinan según el espesor, o el diámetro del poste en el punto de fijación [28]. Siendo los más utilizados los que se presentan en la tabla V.

Tabla V Lista de herrajes de poste y línea

Perno de ojo de 19mm de ϕ , 270mm de longitud.
Perno de máquina de 19mm de ϕ , 290mm de longitud.
Perno tipo máquina de 19mm de ϕ , 310mm de longitud.
Perno tipo máquina de 19mm de ϕ , 330mm de longitud.
Perno tipo máquina de 19mm de ϕ , 350mm de longitud.
Perno de ojo de 19mm de ϕ , 260mm de longitud.
Perno de ojo de 19mm de ϕ , 280mm de longitud.
Perno de ojo de 19mm de ϕ , 300mm de longitud.
Perno de ojo de 19mm de ϕ , 320mm de longitud.
Perno de ojo de 19mm de ϕ , 340mm de longitud.
Perno de ojo de 19mm de ϕ , 370mm de longitud.
Perno de ojo de 19mm de ϕ , 390mm de longitud.
Arandela plana de 3mm de espesor para perno de 19mm de ϕ .
Arandela curva de 3mm de espesor para perno de 19mm de ϕ .
Tuerca de acero para perno de 19mm de ϕ .
Contratuerca de acero para perno de 19mm de ϕ .
Tuerca de ojo para perno de 19mm de ϕ .
Adaptador "Y" de acero galvanizado tipo bola-horquilla.
Perno U de 16mm. de ϕ y 180mm. de longitud. 60mm.

Separación entre centros.
Adaptador "U", grillete con pasador de 16mm de ϕ .

Fuente: Inecel

Accesorios de poste y línea. – Son elementos como, la varilla preformada, las grapas de suspensión, las grapas de retención, conectores, etc., que están conformados por piezas de aleación de aluminio y acero, y cuyas dimensiones dependen del tamaño del conductor y deberán ser definidas de acuerdo a éste [28]. A continuación, se muestra en la figura 5, una grapa de retención.

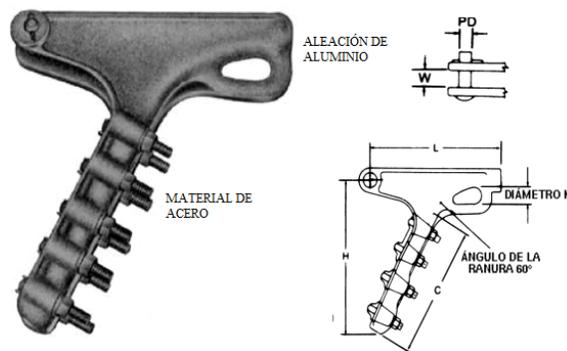


Figura 5 Grapa de retención [28].

Perfil L (crucetas y pie amigos) y Pletina (pie amigos). - Son elementos de acero estructural galvanizado, tipo L o pletina, laminado en caliente y fabricados en una sola pieza, sin soldaduras. Son utilizados para soportar los elementos mecánicos y eléctricos que sirven como apoyos para los conductores. Es recomendable el uso de pie amigos para el caso de vanos largos y conductores pesados. A continuación, e las tablas VI, VII y VIII se muestran dimensiones de perfil L y pletina utilizados en las líneas de subtransmisión en el Ecuador [28].

Tabla VI Crucetas de acero

Descripción	Dimensiones ángulos	Longitud de cruceta
Cruceta de acero galvanizado, perfil L	75 x 75 x 6 mm	2400 mm
	75 x 75 x 8 mm	4000 mm

	100 x 100 x 6 mm 100 x 100 x 10 mm 100 x 100 x 12 mm	6000 mm
--	--	---------

Fuente: Inecel y Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables

Tabla VII Pie amigos

Descripción	Dimensiones ángulos	Longitud de cruceta
Pie amigos, perfil L	40 x 40 x 6 mm	700 mm 1800 mm

Fuente: Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables

Tabla VIII Platinas

Descripción	Dimensiones ángulos	Longitud de cruceta
Pie amigos, platina	50 x 6 mm	1200 mm

Fuente: Inecel

1.2.5. Inspecciones de Mantenimiento Predictivo

Las técnicas que se describen a continuación, son las que se aplican para las inspecciones de mantenimiento predictivo; las cuales, son complementarias, no son intrusivas y nos ayudan a conocer el estado de los activos eléctricos y mecánicos que componen las líneas de subtransmisión.

Técnica Visual. - La técnica visual es la observación de un objeto de prueba, ya sea directamente con los ojos o indirectamente usando instrumentos ópticos, por un inspector, para evaluar la presencia de anomalías en la superficie y la conformidad del objeto con la especificación. Además, deben estar entre los primeros métodos de mantenimiento predictivo aplicados a los elementos. El procedimiento de prueba consiste en despejar las obstrucciones de la superficie cuando sea posible, proporcionar una iluminación adecuada y observar. Un requisito previo necesario para la prueba visual competente de un objeto es el conocimiento de los procesos de

fabricación mediante los cuales se fabricó, de su historial de servicio y de sus posibles modos de falla, así como la experiencia relacionada con la industria. Las pruebas visuales se utilizan ampliamente en una variedad de elementos para detectar discontinuidades en la superficie asociadas con varios mecanismos de falla estructural. Incluso cuando se realizan otras pruebas no destructivas, las pruebas visuales a menudo proporcionan un complemento útil. Las siguientes discontinuidades pueden detectarse mediante una simple prueba visual: discontinuidades de la superficie, grietas, desalineación, alabeo, corrosión, desgaste y daño físico. Adicional a lo mencionado, para el sector eléctrico tenemos pruebas visuales de franjas de servidumbre y distancias de seguridad [29].

Los exámenes visuales, son:

- a. **Examen visual directo.** - Examen visual directo por lo general se puede hacer cuando el acceso es suficiente para colocar el ojo dentro de 24 pulgadas (600 mm) de la superficie a examinar y en ángulo no menos de 30 grados a la superficie a examinar. Espejos se puede usar para mejorar el ángulo de visión y ayuda como una lupa se puede utilizar para ayudar a los exámenes. Iluminación (luz blanca natural o suplementaria) en la superficie se requiere para el componente a ser examinando. La intensidad de luz mínima será de 100 fc (1000 lx). La intensidad de la luz, natural o suplementaria fuente de luz blanca, se medirá con una luz blanca medidor antes del examen o una fuente de luz verificado debería ser usado. Se requiere la verificación de fuentes de luz para ser demostrado solo una vez, documentado y mantenido en archivo.
- b. **Examen visual remoto.** - En algunos casos, el examen visual remoto puede tener que ser sustituido por el examen directo. Examen visual remoto puede usar ayudas visuales como espejos, telescopios, boroscopios, fibra óptica, cámaras u otros instrumentos adecuados (drones). Dichos sistemas deberán

tener una capacidad de resolución en menos equivalente a la que se puede obtener por visualización directa observación.

- c. **Examen visual translucido.** - Examen visual translucido es un complemento de examen visual directo. El método del examen visual translucido utiliza la ayuda de la iluminación artificial, que puede estar contenido en un iluminador que produce iluminación direccional. El iluminador debe proporcionar luz de una intensidad que iluminará y difundirá la luz de manera uniforme a través del área o región bajo examen. La iluminación ambiental debe estar dispuesto de tal manera que no haya reflejos en la superficie o reflexiones de la superficie bajo examen y será menor que la luz aplicada a través del área o región bajo examinación. La fuente de luz artificial deberá tener suficiente intensidad para permitir "traslucir" [30].

Para nuestro caso en las inspecciones visuales a líneas de subtransmisión se aplica el “examen visual remoto”, y para la adquisición de la información fotográfica se utiliza cámara telefotográfica portátil, figura 6 y dron con cámara fotográfica, figura 7.



Figura 6 Cámara telefotográfica



Figura 7 Dron con cámara fotográfica

Técnica de termografía infrarroja. - La temperatura es una variable fundamental para cualquier situación y en todos los procesos, y tener control sobre ella implica mayor calidad, seguridad y ahorro de dinero.

Es así que aparece la termografía infrarroja, para medir la temperatura de los objetos a distancia y se define como: La ciencia de adquisición y análisis de la información térmica obtenida mediante los dispositivos de adquisición de imágenes térmicas a distancia. Entonces tenemos que la termografía significa "escritura con calor" y la imagen generada se denomina termograma. El Infrarrojo, es lo que la hace sin contacto.

Existen tres razones que hacen de la termografía infrarroja una herramienta de gran utilidad:

1. Es sin contacto – la medida se realiza de forma remota (mantiene al usuario fuera de peligro y no es intrusiva)
2. Es bidimensional, es posible la comparación directa entre áreas del mismo cuerpo.
3. Se realiza y obtiene resultados en tiempo real [31].

Para la adquisición de la información térmica a distancia utilizamos, la cámara termográfica infrarroja, figura 8.



Figura 8 Cámara termografía [31].

Técnica de efecto corona. - El efecto corona se produce por la ionización del aire que rodea a los conductores de alta tensión cuya sección es circular; por lo tanto, se manifiesta como un halo luminoso que adopta la forma de una corona y cada vez que la tensión sea mayor este aumentará su luminosidad y su temperatura por lo que

variará el color de un rojizo (en un caso leve) a uno azulado (en un caso más severo). Adicional, tiene lugar cuando la rigidez dieléctrica del aire es superada por el gradiente eléctrico del conductor, generando pequeñas chispas o descargas a escasos centímetros del conductor. Al momento que las moléculas del aire se ionizan, éstas pasan a ser conductoras de la corriente eléctrica y parte de los electrones que viajan por el cable pasan a circular por el aire aumentando la temperatura en el gas [32].

La cámara visible produce el mayor poder de resolución de cualquier cámara de efecto corona, lo que facilita el registro de la presencia de daño físico, según el cual se realiza la evaluación de la prioridad de mantenimiento cuando se utiliza la metodología Electric Power Research Institute (EPRI). Ambas cámaras están alineadas mecánica y electrónicamente, lo que permite una superposición exacta de las descargas detectadas en todos los niveles de zoom óptico. Se encuentra disponible una variedad de mejoras digitales para amplificar pequeñas señales, eliminar el ruido y hacer que las descargas sean más visibles [33].

Para la adquisición de la información de efecto corona a distancia utilizamos, la cámara de efecto corona CoroCam 6HD, figura 9.



Figura 9 Cámara CoroCam 6HD [33].

Las descargas producidas por el efecto de corona tienen diferentes modos de daño:

a. Interferencia de radio y ruido audible

Las descargas de corona provocan un zumbido característico, que en realidad no es dañino, pero puede ser una irritación para los seres humanos y los animales cercanos. Si los armónicos dan una interferencia positiva, provocarán vibraciones en el conductor [33].

Es poco probable que la interferencia de radio cause daños directamente, pero puede hacer que los dispositivos electrónicos no funcionen correctamente o funcionen de manera errática, lo que puede dañar el dispositivo.

b. Luz ultravioleta

La luz ultravioleta producida por las descargas de corona provocará un envejecimiento acelerado del hardware de polímero, lo que a su vez hará que el hardware falle antes de lo esperado. La luz ultravioleta también puede afectar a varios animales que pueden ver dentro del rango UV. Esto ha causado problemas en la migración de renos [33].

c. Ionización

El proceso de ionización comienza con la descarga corona.

Este es un ejemplo de corona seca del accesorio del extremo del aislante de polímero, causada por un anillo de corona faltante o aplicado incorrectamente. La exposición continua dará lugar a una varilla expuesta, lo que provocaría un destello en aproximadamente 4 a 10 años después de la iniciación. figura. 10



Figura 10 Inspección con la Cámara CoroCam 6 HD [33].

Técnica de ultrasonido acústico. - Es utilizado en campos de la medicina, química, física, comunicaciones y en la industria; sus varias aplicaciones se deben a que es una técnica no intrusiva que obtiene diagnósticos de forma fácil, confiables y a un bajo costo. En las empresas distribuidoras de energía eléctrica es utilizado para la detección de fallas como arco eléctrico, tracking y efecto corona, se basa en detección y análisis de las ondas sonoras de alta frecuencia emitidos por los objetos que sufren algún tipo de perturbación [10].

Se define como ondas de frecuencia por encima del límite audible humano o en exceso a los 20 kHz de frecuencia. El sonido se propaga por ondas longitudinales a través de cualquier medio (agua, aire, vidrio, metal, etc). También se utiliza, para complementar inspecciones termográficas en líneas de subtransmisión, en donde el efecto corona no incide en un incremento de temperatura del objetivo.

En la figura 11, se muestra el espectro sónico, diferenciando tres zonas y los rangos de frecuencias, dentro de las cuales se encuentra el ultrasonido.

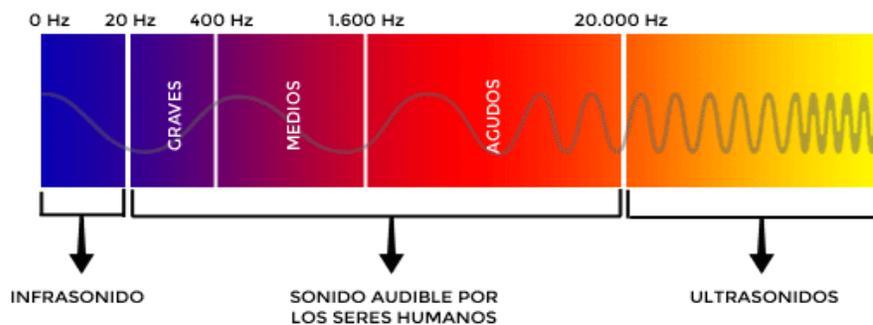


Figura 11 Espectro de sónico [10].

1.3. Fundamentación Metodológica.

1.3.1. Enfoque.

El presente trabajo de investigación está enfocado en el ámbito cualitativo y cuantitativo, es decir mixto. Durante la aplicación de las técnicas de mantenimiento

predictivo a los elementos de las líneas de subtransmisión, éstos son evaluadas en forma cualitativa, contestando a la pregunta ¿existe anomalía?, en el caso de existir anomalías, son evaluadas en forma cuantitativa, para darles un grado de severidad. Todos estos análisis se los realiza con especialistas.

1.3.2. Tipo de investigación.

De acuerdo al tema de estudio se adopta los siguientes tipos de investigación.

Investigación Explicativa. - se lleva a cabo para investigar en forma puntual un fenómeno que no se había estudiado antes, o que no se había explicado bien con anterioridad [34].

Si bien es cierto las líneas de subtransmisión como concepto y diseño son muy bien explicadas, no es así de la aplicación del mantenimiento predictivo en las mismas.

Investigación Correlacional. - es un tipo de método de investigación no experimental en el cual un investigador mide dos variables. Entiende y evalúa la relación estadística entre ellas sin influencia de ninguna variable extraña [34].

De los elementos de las líneas de subtransmisión se obtendrá variables con las inspecciones de mantenimiento predictivo propuestas y se comparará con las variables de aceptación y rechazo de los fabricantes y las normas nacionales e internacionales.

Investigación bibliográfica. - Se considera como la primera etapa del proceso investigativo que proporciona el conocimiento de las otras investigaciones realizadas, de un modo sistemático y ordenado, a través de una amplia búsqueda de: información, conocimientos y técnicas sobre una cuestión determinada.

El desarrollo del plan de mantenimiento predictivo utilizando las 4 técnicas se apoya totalmente de fuentes bibliográficas como libros, artículos científicos, tesis, internet, documentos, catálogos, los que contienen información para realizar también se dispondrá del asesoramiento de técnicos y gente capacitada en el tema.

Investigación de campo. - Consiste en la recolección de datos directamente de la realidad donde ocurren los hechos o fenómenos, sin modificar o controlar las variables. Estudia los fenómenos directamente en su ambiente natural.

La investigación es desarrollada en la línea de Subtransmisión de las empresas distribuidoras en una muestra, sitio en donde se recabará y se recolectará imágenes y videos, de las 4 técnicas mencionadas.

Investigación Descriptiva. - El propósito del investigador consiste en describir fenómenos, situaciones, contextos y eventos; esto es, detallar como son y se manifiestan. Los estudios descriptivos buscan especificar las propiedades, las características y los perfiles de personas, grupos, comunidades, procesos, objetos o cualquier otro fenómeno que se intervienen a un análisis. Es decir, miden, evalúan o recolectan datos sobre diversos conceptos (variables), aspectos, dimensiones o componentes del fenómeno a investigar.

La investigación descriptiva se inclina en describir bajo ciertos criterios y parámetros la inspección y los resultados de las líneas subtransmisión, que permitirán que la línea trabaje adecuadamente sin generar mayores pérdidas de energía por frecuencias de interrupciones.

1.3.3. Técnica de recolección de información, inspección.

En base a este parámetro se desarrolla el trabajo de investigación, por cuanto se aplica las cuatro técnicas mencionadas: visual, termografía infrarroja, efecto corona y

ultrasonido acústico, ya que están determinadas y se realizan en las líneas de subtransmisión, y de igual manera se utiliza diferentes equipos para determinar y recolectar la información necesaria, todo esto es ejecutado por un técnico en mantenimiento predictivo con especialidad en las técnicas mencionadas, logrando así obtener una base de datos considerable y fiable de los elementos en estudio.

1.3.4. Qué son las hipótesis.

Es la guía para la investigación e indica los resultados que deseamos probar como aceptables para las inspecciones predictivas, por lo tanto, se desprende la siguiente hipótesis: “Mantenimiento predictivo aplicando técnicas: visual, termografía infrarroja, efecto corona y ultrasonido acústico para detectar anomalías y prever interrupciones de energía eléctrica, no programadas, de las líneas de subtransmisión en el Ecuador”. Con los resultados obtenidos y un plan de mantenimiento correctivo programado se tendrá una mejora de la calidad de servicio técnico.

1.3.5. Procedimiento de obtención y análisis de la información.

1. Para la obtención de la información se seguirá el siguiente procedimiento:
 - a. Planificación logística (Transporte, alojamiento, restricciones de vuelo, permisos de ingresos a los postes o torres, conocimiento de la zona, centros de salud cercanos, etc)
 - b. Evaluación de riesgos (flora, fauna, clima, delincuencia, etc)
 - c. Declaración del método (cómo se ejecutará la inspección, a pie, vuelo dron, etc)
 - d. Plan de recopilación de datos (datos ordenados y lógicos, para los inspectores y analistas)

2. Para el análisis de información, se seguirá el siguiente procedimiento:
 - a. Recepción de información de campo en forma ordenada
 - b. Distribución de la información a los analistas

- c. Análisis de información por poste o torre
- d. Determinación de las anomalías
- e. Prioridades de mantenimiento a través de árboles de decisiones
- f. Elaboración de informes y resultados

1.3.6. Diagrama de Pareto.

El diagrama de Pareto es una gráfica que organiza valores, los que se separan por barras y esta estructurados de mayor a menor, de izquierda a derecha respectivamente. Lo permite asignar un orden de prioridades para la toma de decisiones de un caso en estudio y determinar cuáles son los problemas más críticos que se deben dar atención. Cuya finalidad es mostrar los problemas reales que están afectando el cumplir los objetivos de la empresa y reducir las pérdidas que esta posee. Además, permite evaluar previamente, cuáles son las necesidades del público objetivo y cómo satisfacerlas con nuestro producto o servicio, logando también, el objetivo de la mercadotecnia [35].

¿Cómo funciona el principio de Pareto?

Representa la regla 80/20, es decir, que, en la mayoría de las situaciones, el 80% de las consecuencias son debido al 20% de las acciones o el 80% de los defectos de un producto se debe al 20% de las causas. En otras palabras, podemos decir que, aunque muchos factores contribuyan a una causa, son pocos los responsables de dicho resultado. A pesar de que la relación no siempre es exacta, normalmente sí se cumple el principio de Pareto y es la base de este diagrama [35].

1.4. Conclusiones Capítulo I.

- El mantenimiento predictivo es una parte del plan mantenimiento que se transforma en una herramienta poderosa, ya que no es intrusivo, se realiza sin contacto, es bidimensional; y se ejecuta y observa los resultados en tiempo real. Durante las inspecciones no se detiene la producción de energía eléctrica, y con los equipos necesarios y bien utilizados, puede detectar anomalías con diferentes prioridades de mantenimiento que, al ser reparadas disminuyen las frecuencias de interrupciones, no programadas.
- Las técnicas que se utilizan en el mantenimiento predictivo de las líneas de subtransmisión son: visual, termografía infrarroja, efecto corona y ultrasonido acústico por lo que al aplicar con las inspecciones se establece que son complementarias una de la otra para obtener una predicción de anomalías más confiable.
- Las líneas de subtransmisión al estar conformadas por elementos mecánicos y eléctricos, con el tiempo de uso empiezan a sufrir deterioros por varios factores, sean estos ambientales, operacionales, etc. los cuales deben ser detectados y reparados para prever interrupciones de energía eléctrica no programadas.

CAPITULO II. PROPUESTA

2.1. Título de la propuesta.

Desarrollo de la metodología de inspecciones: visual, termografía infrarroja, efecto corona y ultrasonido acústico para determinar anomalías en los elementos eléctricos y mecánicos de las líneas de subtransmisión con el fin de establecer prioridades de mantenimiento mediante análisis cualitativos, cuantitativo y árbol de decisiones.

2.2. Objetivo de la propuesta.

Desarrollar la metodología de inspecciones: visual, termografía infrarroja, efecto corona y ultrasonido acústico, para determinar anomalías en los elementos eléctricos y mecánicos de las líneas de subtransmisión, a través de análisis cualitativos, cuantitativos y árboles de decisiones, estableciendo prioridades de mantenimiento.

2.3. Justificación de la propuesta.

En el Ecuador existen 305 líneas de subtransmisión a nivel de 69 kV y 20 líneas de subtransmisión a nivel de 13,8 kV, que interconectan las subestaciones de distribución, las mismas, en su mayoría son radiales y se encuentran alejadas del sector urbano, por lo cual el sistema de subtransmisión se vuelve poco confiable. Al existir una falla permanente en las líneas de subtransmisión provocará interrupciones no programadas de servicio en una o varias subestaciones de distribución, teniendo como consecuencia usuarios sin energía eléctrica. El mayor o menor tiempo de duración de la interrupción no programada, dependerá de varios factores, por ejemplo: tiempo de localización de la falla, tiempo de traslado del grupo de operaciones, disponibilidad de materiales, disponibilidad de personal, disponibilidad de herramientas y equipos adecuados, etc. La duración del tiempo de interrupción no programado se traduce en pérdidas económicas que no son recuperables, sanciones de los entes reguladores y poca confiabilidad de los usuarios. Por lo que para minimizar o eliminar las interrupciones no programadas por fallas en los activos de las líneas de subtransmisión se hace necesario tener una metodología para predecir anomalías

antes que se transformen en fallas. La predicción de anomalías se lo realiza aplicando técnicas de mantenimiento predictivo como son: visual, termografía infrarroja, efecto corona y ultrasonido acústico. Al detectar las anomalías con los métodos de mantenimiento predictivo las distribuidoras podrán planificar los trabajos correctivos, eliminando, las interrupciones no programadas por fallas de activos, los tiempos de la localización de fallas y operaciones, mantener el stock necesario de materiales, mano de obra y herramientas disponibles, etc.

2.4. Fundamentación de la propuesta.

En el presente trabajo se desarrolla una metodología que consiste en realizar el mantenimiento predictivo aplicando las técnicas: visual, termografía infrarroja, efecto corona y ultrasonido acústico, que son dirigidas fundamentalmente a las líneas de subtransmisión, la misma que es aplicada en dos fases.

La primera fase determina los requisitos del personal, equipos y la ejecución del mantenimiento predictivo con el uso de técnicas: visual, termografía infrarroja, efecto corona y ultrasonido acústico. La metodología permite conocer los requisitos que debe reunir el personal para ejecutar las inspecciones, de igual manera establece las características mínimas de los equipos que se utilizan para las inspecciones, adicional se detalla un flujograma de los pasos que se deben seguir para realizar las inspecciones.

La segunda fase evalúa la información obtenida de las inspecciones, en forma cualitativa y/o cuantitativa según la técnica aplicada, para determinar las anomalías en los elementos eléctricos y mecánicos de las líneas de subtransmisión.

Es importante la elaboración de éste proceso, por cuanto en el Ecuador no existe una metodología normada para la ejecución del mantenimiento predictivo en líneas de subtransmisión, de igual manera el desarrollo de la misma ayuda al sector eléctrico a tener una guía técnica para realizar las inspecciones en las líneas existentes en las

distribuidoras, obteniendo ventajas como; calidad del servicio, prevenir paradas no programadas y evitar pérdidas económicas por la interrupción el suministro de energía eléctrica a los consumidores por fallas en las líneas de subtransmision.

2.5. Desarrollo de la metodología

A continuación, se desarrolla los procedimientos para la aplicación del mantenimiento predictivo enfocado en fase 1 y fase 2 con sus parámetros en cada fase y la evaluación de los resultados obtenidos, ver flujograma en la figura 12.

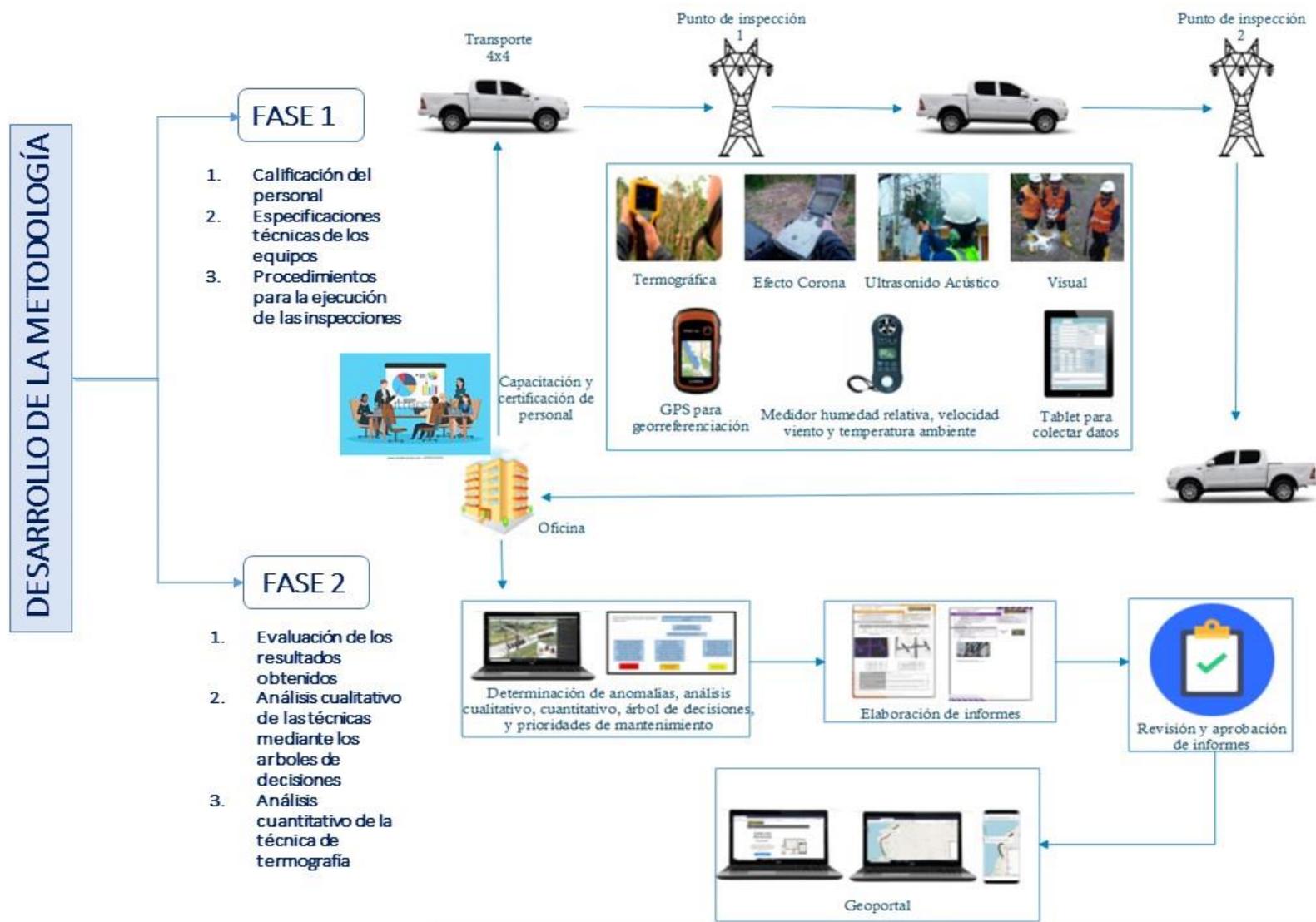


Figura 12 Diagrama de flujo de las fases de la metodología del mantenimiento predictivo

2.5.1. FASE 1

2.5.1.1. Calificación y certificación de personal.

La eficacia de aplicar el mantenimiento predictivo (PdM) depende de la capacidad del personal responsable y de quién realiza las inspecciones. Así este procedimiento establece los requerimientos mínimos de educación, formación, entrenamiento, experiencia, examinación y certificación del personal responsable de llevar a cabo las inspecciones en las líneas de subtransmisión [36]. Se adaptará la calificación y certificación del personal, según la práctica recomendada No SNT-TC-1A 2020, la cual han sido desarrolladas por The American Society for Nondestructive Testing (ASNT), para ayudar a los empleadores a reconocer los factores esenciales que deben considerarse al calificar y certificar al personal involucrado en cualquiera de los métodos de mantenimiento predictivo.

A continuación, se desarrolla los procedimientos de calificación y certificación del personal de mantenimiento predictivo aplicable a las inspecciones de las líneas de subtransmisión para el Ecuador.

1. Alcance
2. Documentos de referencia
3. Terminología y definición
4. Métodos de inspección
5. Niveles de calificación
6. Educación, entrenamiento y experiencia requeridos para calificación inicial en Mantenimiento Predictivo
7. Programa de entrenamiento
8. Exámenes
9. Certificación
10. Evaluación de desempeño técnico
11. Servicio interrumpido de trabajo en mantenimiento predictivo
12. Recertificación
13. Terminación de certificación

14. Restitución de la certificación

El desarrollo de procedimientos, ver Anexo 1

2.5.1.2. Especificaciones técnicas mínimas de los equipos a ser utilizados en la inspección de líneas de subtransmisión

Los equipos a utilizarse para la inspección de las líneas de subtransmisión y que inciden directamente en los resultados son: Cámara termográfica, Cámara de Efecto Corona, Equipo de Ultrasonido Acústico, Cámara Telefotográfica y Dron telefotográfico. Estos equipos deben cumplir con características adecuadas para las inspecciones de líneas de subtransmisión ya que afectan directamente en los resultados. Se debe tomar en cuenta que la mayor dificultad que se encuentra para la inspección es la distancia desde el equipo hasta los elementos a inspeccionar que normalmente oscilan desde 1,7 m hasta 22 m.

Especificaciones técnicas de la cámara termográfica

Entre las especificaciones técnicas mínimas a considerar en una cámara termográfica para la inspección de las líneas de subtransmisión son como las que se detalla en la tabla IX cuyas especificaciones técnicas están enfocadas a la temperatura que es el aspecto que se considera en mayor proporción por determinar un punto caliente entre los elementos eléctricos y mecánicos de las estructuras en la torre.

Tabla IX Especificaciones técnicas de la cámara termográfica

Especificaciones técnicas mínimas cámara termográfica		
Rango de temperatura	-20°C a +600°C	El rango que proponemos es -20°C a +600°C, ya que es un rango existente en el mercado. El rango máximo se obtiene en función de los elementos eléctricos utilizados en las líneas de subtransmisión que son de aluminio (aleaciones) que se funden aproximadamente 566-650 °C. Y el rango mínimo tomando en cuenta la temperatura más baja en el país que no supera -20°C.

Rango espectral	7,5 μm a 14 μm (onda larga)	Las inspecciones se realizan a una distancia considerable entre los elementos de las líneas de subtransmisión y la cámara termográfica, siendo el resultado influenciado por la atmósfera. La transmisión de la radiación en la atmósfera es mayor en longitud de onda larga, por lo que se propone cámaras de onda larga [37].
Sensibilidad Térmica	<50 mK	La sensibilidad térmica (Noise Equivalent Temperature Difference, NETD) equivale al menor diferencial en temperatura capaz de medir la cámara sin ser atribuido a ruido propio. Las cámaras convencionales tienen un NETD entre 80mK y 100mK, mientras que las cámaras de mayor sensibilidad pueden estar en 40mK todavía a precios competitivos o a 20mK o incluso 10mK las de mayores prestaciones (normalmente refrigeradas y de gran coste) [38].
Resolución	640 x 480	Mayor resolución pueden medir objetivos más pequeños a una mayor distancia y crear termografías más nítidas. Esta es la resolución más alta del mercado [39].
IFOV	0.93 mRad (lente estándar) 0.65 mrad (lente teleobjetivo)	Es la característica utilizada para describir la capacidad de una cámara termográfica para resolver detalles espaciales. Con un IFOV de 0,93 mRad se logra capturar una escena de 1,28 x 0,95 m y se logra observar detalles de 0,4x0,4 cm. Suficiente para identificar puntos calientes en bornes y terminales en tableros de distribución eléctrica. Y con el uso de un lente teleobjetivo 2x se obtiene a una distancia de 25 m una escena de 5,23x3,92 m y detalles de 1,63 cm. Esto permite identificar la temperatura en estructuras de distribución y subtransmisión [40].
Enfoque	Manual y automático	Permite obtener un termograma nítido, lo que garantiza una medición de temperatura fiable. Se lo puede realizar en forma automática y manual, siendo el manual necesario para lugares donde el sistema automático no funciona. Para el caso del personal con experiencia en termografía, si el costo es menor adquirir solo manual [39].
Temperatura ambiente / Humedad relativa / Entorno	50 °C a -10°C / 10% a 90% sin condensarse / IP 54	Los ambientes en exteriores pueden ser extremos, por lo que se sugiere estos rangos ya que existen en el mercado y permitirá el correcto funcionamiento.
Precisión de medida de temperatura	+/- 2°C o 2% (La mayor de ambas)	Al ser un análisis industrial y no científico, el rango de error propuesto es aceptable.

Corrección de Emisividad y Transmisión	SI	Necesario porque puede afectar el resultado final.
--	----	--

Fuente: Autores

Especificaciones técnicas de la cámara de efecto corona

Entre las especificaciones técnicas mínimas a considerar en una cámara de efecto corona para la inspección de las líneas de subtransmisión son las que se describen en la tabla X siendo la sensibilidad, espectro de funcionamiento con luz solar y la temperatura ambiente / Humedad relativa / Entorno que se deben considerar.

Tabla X Especificaciones técnicas de la cámara de efecto corona

Especificaciones técnicas mínimas cámara efecto corona		
Sensibilidad (luz UV)	2.05x10 Watt/cm típico	El valor está ligado al espectro de funcionamiento. Esta sensibilidad permite recoger suficiente energía que permita la interpretación del dispositivo y proyectada en la pantalla LCD del inspector. Este valor es típico de la patente Korea Electrotechnology Research Institute. También permite operar a niveles de luz de hasta 0,0004 lux logrando detectar anomalías en la oscuridad [33].
Espectro de funcionamiento con luz solar	UV 240 – 280 nm	Este valor se encuentra dentro del espectro UV donde se observa fluorescencia de N2 (La reacción de ionización). Comprobado experimentalmente [33].
Campo de visión	8° (H) x 6° (V)	Un campo de visión más reducido permite que la cámara puede focalizar las fuentes UV susceptibles de anomalías y eliminar cualquier fuente externa de radiación ultravioleta [41].
Tipo de enfoque	Como esclavo de Visible con control manual	El sistema permite el control de enfoque desde la banda visible del flujo de información. Discriminando la banda UV [41].
Resolución de video	1920 x 1080 pixeles	Es la resolución máxima del mercado. Permite la identificación clara de las fuentes UV [41].

Temperatura ambiente / Humedad relativa / Entorno	50 °C a -10°C / 10% a 90% sin condensarse / IP 54	Los ambientes en exteriores pueden ser extremos, por lo que se sugiere estos rango ya que existen en el mercado y permitirá el correcto funcionamiento.
Rango zoom	SI	Es necesario por distancias entre el equipo y los elementos a inspeccionarse [41].

Fuente: Autores

Especificaciones técnicas del equipo de ultrasonido acústico

Entre las especificaciones técnicas mínimas a considerar en un equipo de ultrasonido acústico para la inspección de las líneas de subtransmisión son las detalladas en la tabla XI siendo de relevancia la distancia de recepción, el umbral de sensibilidad Temperatura ambiente / Humedad relativa / Entorno que se deben disponer en este equipo.

Tabla XI Especificaciones técnicas del equipo de ultrasonido acústico

Especificaciones técnicas mínimas ultrasonido acústico		
Distancia de recepción	Hasta 150 pies (45 m)	Un rango de recepción alto permite detectar defectos ultrasónicos a distancias seguras o en zonas inaccesibles [42].
Umbral de sensibilidad	Intensidad mínima: 10-12 W / m ² (0 dB SPL)	Se requiere una intensidad baja. Una sensibilidad baja no permitirá detectar todas las fuentes de sonido, sin embargo, facilita la detección puntual y específica, eliminando el riesgo de confundir el origen del sonido con respecto a otras fuentes potenciales. Combinada con auriculares de alta impedancia permiten reproducir las señales acústicas sin distorsión [42].
	Presión ultrasónica mínima: 2,0 x 10 ⁻⁵ PA a 40 kHz	
Auriculares	Impedancia de grado industrial / 600 ohmios	Una alta impedancia de 600 ohmios elimina la transmisión de ruido desde el transductor hasta los auriculares y compensará la sensibilidad necesaria del transductor. Es decir, atenúa el ruido externo en el orden de 21-24 dB [42].
	Atenuación de ruido externo de 21-24 dB	

Temperatura ambiente / Humedad relativa / Entorno	54 ° a -20 ° C / 10% a 90% sin condensarse / IP 54	Los ambientes en exteriores pueden ser extremos, por lo que se sugiere estos rangos ya que existen en el mercado y permitirá el correcto funcionamiento [42].
---	---	---

Fuente: Autores

Especificaciones técnicas del equipo de visual montado en dron

En la tabla XII están las especificaciones técnicas más importantes a considerar en el equipo visual montado en dron, para obtener buenos datos en líneas de subtransmisión, se requiere disponer del sensor, lente, rango, velocidad de obturación el tamaño y el formato de las fotografías en los estándares normales para obtener información determinante.

Tabla XII Especificaciones Técnicas de la cámara visual

Especificaciones técnicas mínimas cámara visual montada en dron		
Sensor	1/2.3" CMOS, Effective Pixels: 12 million	Un sensor y pixeles pequeños es aceptable ya que las inspecciones se realizan en condiciones lumínicas óptimas. Es decir, los elementos analizados estarán expuestos a luz diurna, entre 120000 lux (Luz diurna más brillante) a 10000 lux (Típico día nublado o al mediodía) [43].
Lente	FOV: about 83° (24 mm); about 48° (48 mm)	El campo de visión doble permite la captura de imágenes amplias (24 mm) e imágenes focalizadas (48 mm). Esto permite análisis de grandes estructuras como postes, estructuras, vanos, etc. Y pequeños herrajes pernos, tuercas, etc [43].
	35 mm Format Equivalent: 24-48 mm	
	Aperture: f/2.8 (24 mm)–f/3.8 (48 mm)	
Rango ISO	Video: 100-3200	Un rango amplio de sensibilidad permite obtener fotografías con suficiente nitidez sin sacrificar la dinámica del sensor y tender a ennegrecer los tonos muy oscuros y a blanquear los tonos muy claros [43].
	Photo: 100-3200 (manual)	
Velocidad de obturación	Electrónica: 8–1/8000s	Un mecanismo electrónico y manipulable permiten obtener imágenes con la suficiente luminosidad. Esto en combinación con la sensibilidad ISO [43].
Tamaño de imagen fija	4000×3000	Se utiliza la máxima resolución posible en el mercado con el fin de obtener la mayor cantidad de detalles del objeto de análisis [43].
Video Resolución	4K: 3840×2160 24/25/30p	

Formato Fotografía	jpeg / dng (raw)	Son los formatos más aceptados por los software de análisis fotográfico comunes en el mercado [43].
Formato Video	mp4 / mov (mpeg-4 avc/H.264, hevc/H.265)	

Fuente: Autores

2.5.1.3. Procedimientos para la ejecución de las inspecciones del mantenimiento predictivo en líneas de subtransmisión

Luego de cumplir con el personal y los equipos, se presentará un procedimiento en forma ordenada, secuencial y detallada para realizar la inspección y colección de información en campo, con las técnicas; visual, termografía infrarroja, efecto corona y ultrasonido acústico.

Existen aspectos importantes que deben ser tomados en cuenta para realizar la inspección:

Sentido de inspección: El recorrido inicia y termina en una subestación. El primer y último poste o torre a inspeccionar es el que se encuentra fuera de la subestación.

Georreferenciación: Todos los postes o torres inspeccionados serán georreferenciados, para una rápida ubicación y para generar un mapa de la línea de subtransmisión.

Condiciones ambientales durante la inspección: En todos los postes o torres se obtendrá la información de humedad relativa, temperatura ambiente y velocidad del viento.

Inspecciones: Se realizará primero, las inspecciones con las técnicas: efecto corona y ultrasonido acústico sin importar el orden, luego se realizará la inspección con la técnica termografía infrarroja dando énfasis en las anomalías registradas con las dos técnicas anteriores, pero sin restar importancia a los elementos que no presentaron anomalías. Una vez registradas las anomalías con las tres técnicas, se realizará la inspección con la técnica visual, poniendo énfasis en las anomalías registradas con las tres técnicas, pero sin restar importancia a los elementos que no presentaron anomalías.

Recopilación de información: La información se recopilará de todas las técnicas y en cada poste o torre (punto), de la siguiente manera:

Efecto corona, un video.

Termografía infrarroja, una o dos imágenes térmicas.

Ultrasonido acústico, una grabación de sonido.

Visual, postes o torres pasantes: un video y 7 fotografías, y postes o torres con retenida: un video y 12 fotografías.

En la figura 13 se presenta un flujograma de las inspecciones, parte el personal desde la oficina mediante el transporte hasta el sitio de trabajo que son los puntos de inspección (poste o torres) dependiendo la cantidad de puntos de inspección que exista, en cada uno se realiza la inspección de efecto corona, ultrasonido acústico, termografía infrarroja y visual, con el uso de los equipos de cada técnica y también se usa complementariamente un gps, anemómetro y una Tablet, el personal que está al frente de los trabajos son: 1 ingeniero, 1 técnico, 1 desbrozador y 1 chofer.

De manera más explícita en la figura 14 se presenta un proceso macro para la ejecución de las inspecciones en campo del mantenimiento predictivo en líneas de subtransmisión, en el cual se detalla la técnica, los equipos utilizados, las labores que se desempeñan en la ejecución de cada técnica y el paso de descargar la información registrada de las inspecciones en un ordenador.

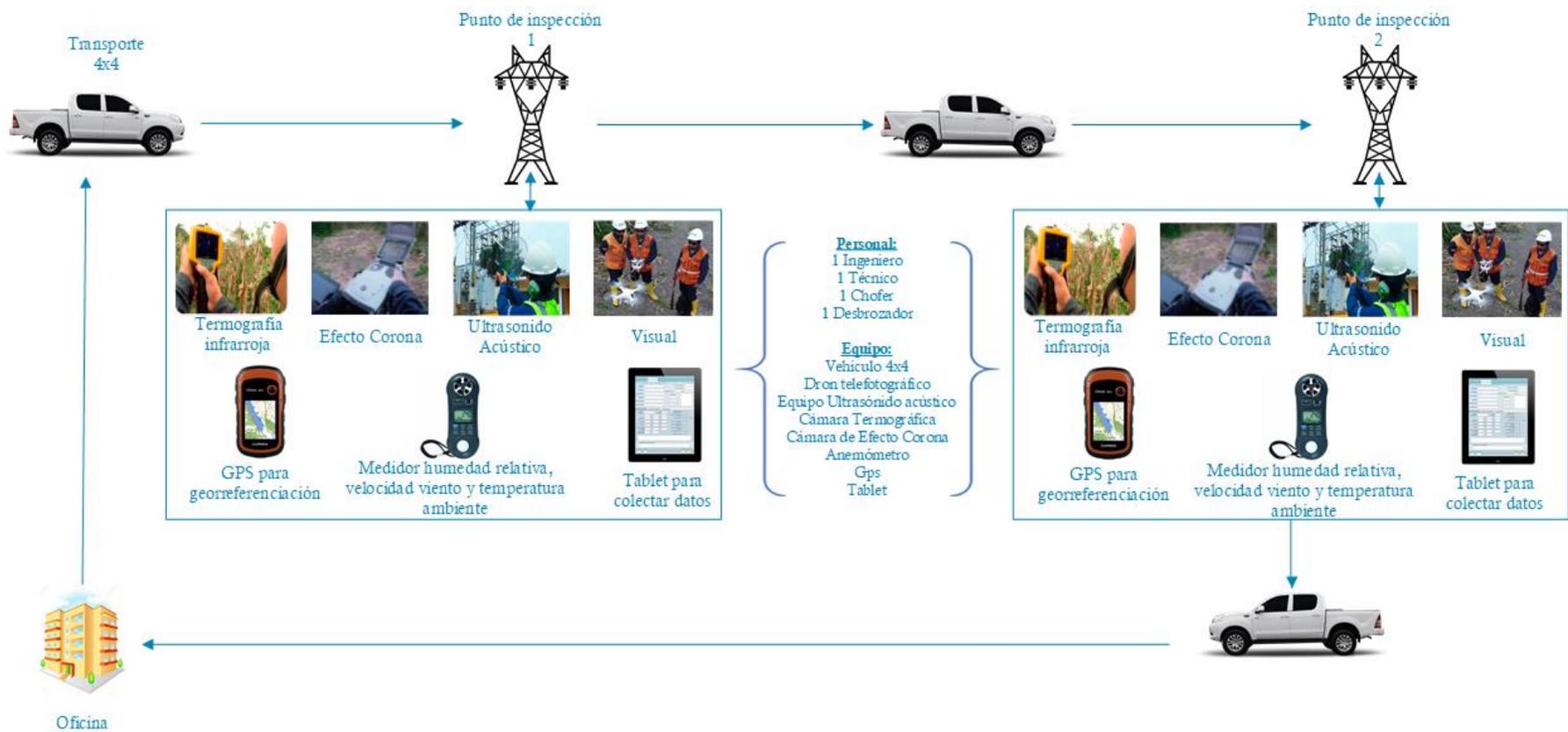


Figura 13 Flujograma de la ejecución de las inspecciones de mantenimiento predictivo en líneas de subtransmisión

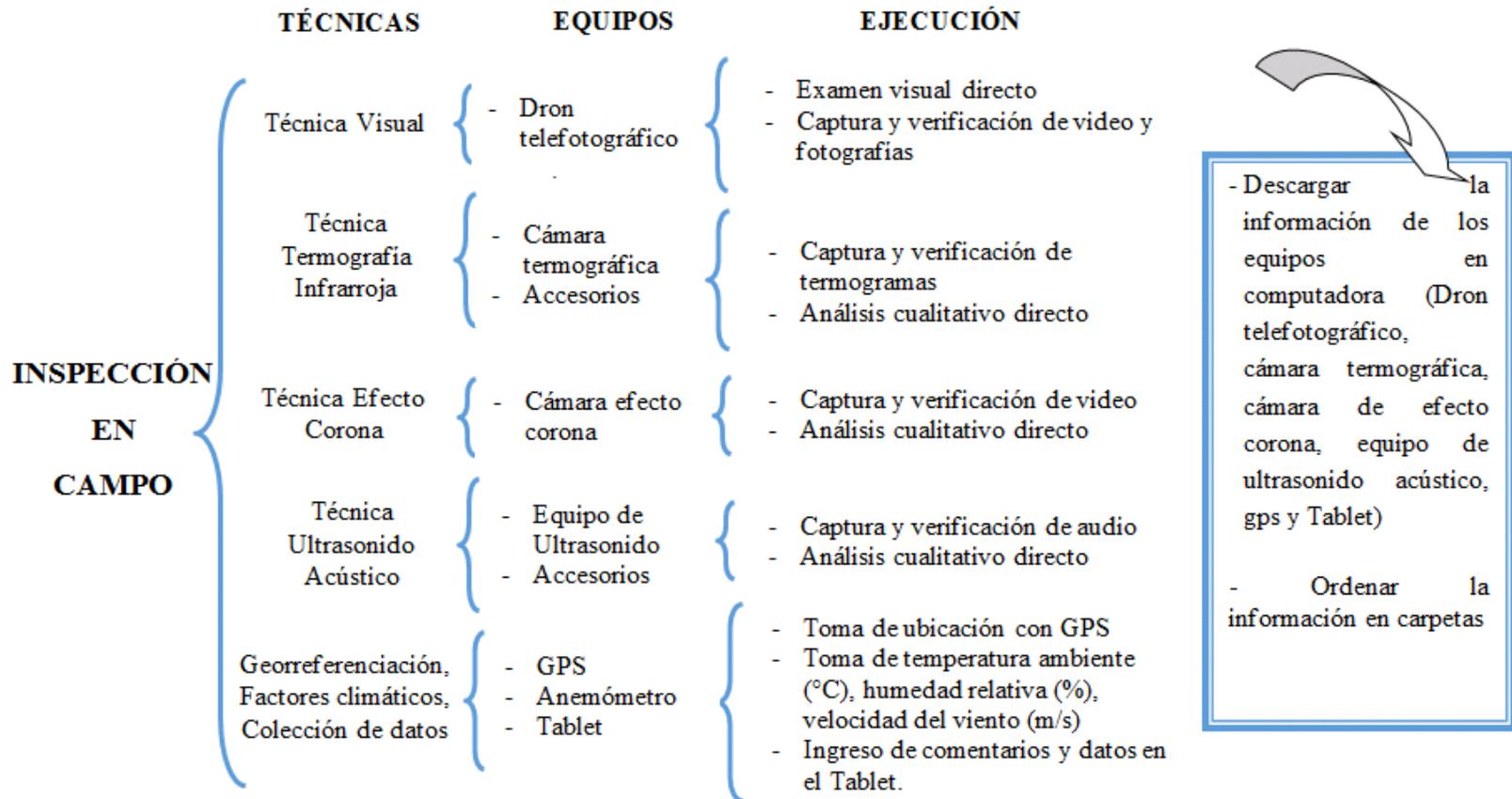


Figura 14 Proceso macro de inspecciones de mantenimiento predictivo en líneas de subtransmisión

2.5.2. FASE 2

2.5.2.1. Evaluación de los resultados obtenidos

Una vez obtenida la información en campo y con el personal certificado, se procede a evaluar la información obtenida en la fase 1.

La evaluación se realiza de forma cualitativa y cuantitativa

Cualitativo. – Esta evaluación será la primera en realizarse y se debe aplicar a las cuatro técnicas. Se basa en analizar la imagen térmica, visual y efecto corona, y el sonido obtenidos en campo, a través de los diferentes equipos, que revelan y localizan la existencia de anomalías. Entonces tenemos que el resultado del análisis cualitativo es, existe o no anomalía. Éste análisis se lo realiza en campo y/o en oficina.

El análisis cualitativo de la técnica visual tiene una particularidad, ya que al observar algo diferente, no siempre puede catalogarse como una anomalía, por lo que es importante contrastar con las normas expuestas en el anexo 2, las cuales nos arrojarán un criterio de, existe o no anomalía. Una vez sustentado el criterio de anomalía, se procede a aplicar el árbol de decisiones para clasificar la prioridad de mantenimiento.

Para estas técnicas siempre que miremos y escuchemos, estaremos analizando, aunque solo sea una fracción de tiempo. Si algo parece normal, miraremos y escucharemos otra vez. Si hay algo sospechoso, lo analizamos en mayor profundidad. Algunas veces, pero no siempre, pasaremos al análisis cuantitativo en el caso que la técnica lo admita [37].

En estas evaluaciones se debe realizar el análisis mostrado en las figuras 15, 16, 17 y 18 a forma de ejemplo.

Técnica termografía infrarroja, análisis cualitativo.

En la figura 15 a, b, c y d, se aprecian las imágenes obtenidas con la cámara termográfica infrarroja, en las cuales se observa una mayor intensidad de su contraste,

lo que significa una diferencia de temperatura en los conectores con anomalía respecto a los conectores normales.



Figura 15 (a) imagen térmica, anomalía

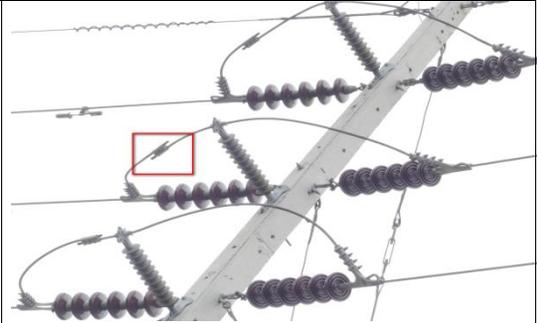


Figura 15 (b) Imagen de campo, anomalía

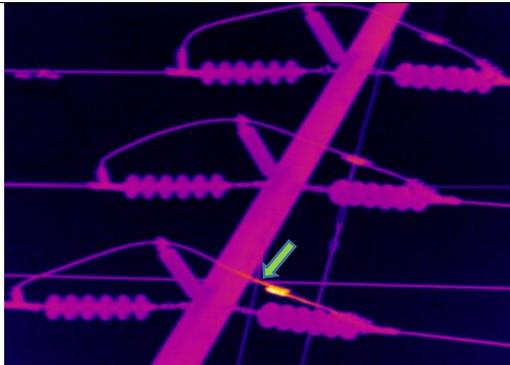


Figura 15 (c) Imagen térmica, anomalía

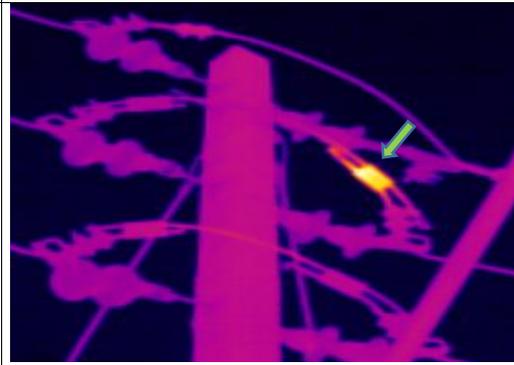


Figura 15 (d) Imagen térmica, anomalía

Fuente: Autores

Técnica visual, análisis cualitativo.

Otro análisis cualitativo se muestra en la figura 16 a, b, c, d, e y f se aprecian las fotografías registradas por la cámara fotográfica del dron en el cual se evidencia las siguientes anomalías: aisladores con polución, aislador roto, aislador flameado, vástago oxidado y pernos U oxidados, todos son determinados por la técnica visual.



Figura 16 (a) Aisladores con polución



Figura 16 (b) Aislador roto



Figura 16 (c) Aislador flameado



Figura 16 (d) Aislador flameado



Figura 16 (e) Vástago oxidado



Figura 16 (f) Pernos U oxidado

Fuente: Autores

Técnica efecto corona, análisis cualitativo.

En la figura 17 a, c, e y g se observa la presencia de efecto corona en los aisladores, mientras que en la figura 17 b, d, f y h se observa con el apoyo de la técnica visual la afectación de los elementos por éste fenómeno.



Figura 17 (a) Efecto corona en el aislador



Figura 17 (b) Anomalia en aislador



Figura 17 (c) Efecto corona en el aislador



Figura 17 (d) Anomalia en aislador



Figura 17 (e) Efecto corona en el vástago



Figura 17 (f) Anomalia en vástago

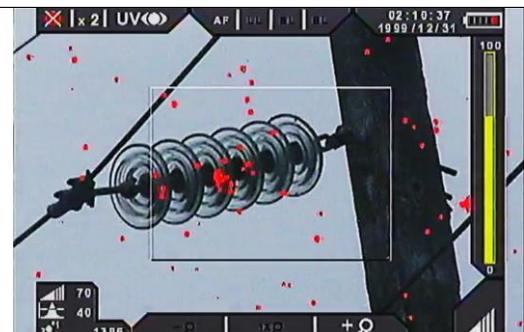


Figura 17 (g) Efecto corona en el vástago



Figura 17 (h) Anomalia en vástago

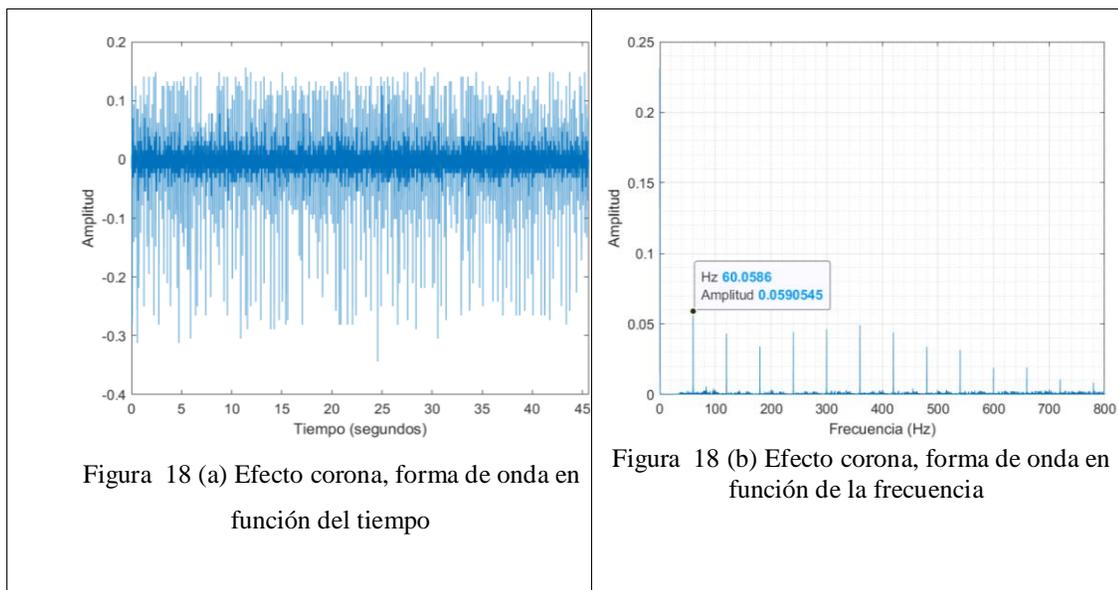
Fuente: Autores

Técnica ultrasonido acústico, análisis cualitativo.

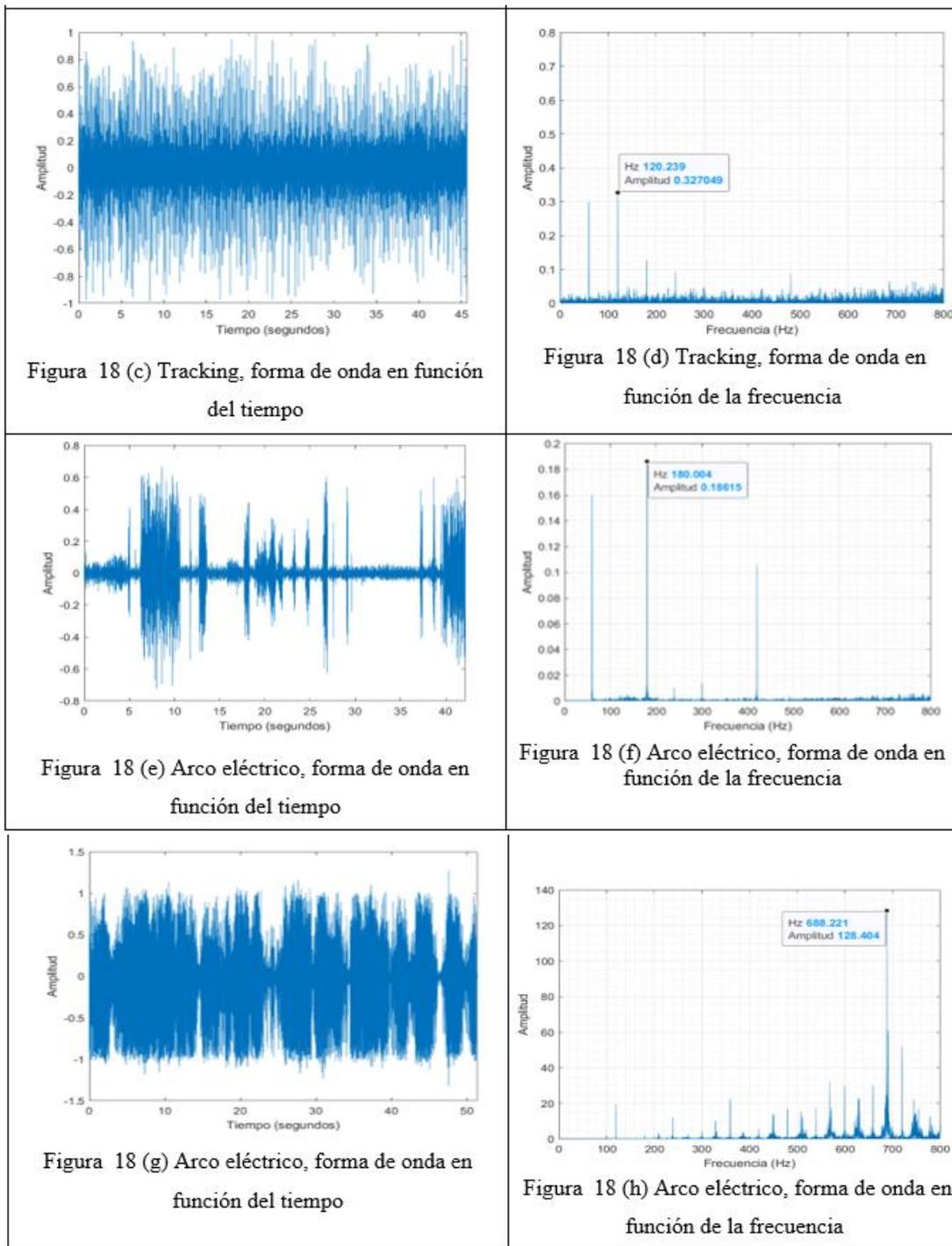
En la figura 18 a, se muestra una forma de onda del sonido WAV (archivo de audio) en función del tiempo, y en la figura 18 b, se muestra el mismo sonido en una forma de onda en función de la frecuencia, con armónicos consecutivos a 60 Hz, lo cual nos revelan presencia de efecto corona a través del sonido.

En la figura 18 c y d, tenemos las formas de onda en función del tiempo y de la frecuencia del sonido WAV. Se observa la forma de onda en función de la frecuencia, con armónicos a 60 Hz en forma irregular, lo cual nos revela la presencia de tracking.

En la figura 18 e, f, g y h se observa las formas de onda tanto en función del tiempo como en función de la frecuencia. Al observar la forma de onda en función del tiempo nos revela con mayor claridad la presencia de arco eléctrico, ya que tenemos variación en la amplitud y su duración es variable.



Fuente: Autores



Fuente: Autores

Una vez conocida los resultados del análisis cualitativo, es importante mencionar que las técnicas: visual, efecto corona y ultrasonido acústico, son de “detección”, por lo

que no se evalúan en forma cuantitativa, ya que no existe parámetros valorados para su comparación. Por lo cual, luego de determinar si existe o no anomalía en los elementos eléctricos y/o mecánicos de las líneas de subtransmisión, se propone dar una clasificación de una prioridad de mantenimiento a cada anomalía, a través de un árbol de decisiones con preguntas asociadas para cada técnica, como se indica en las figuras 19, 20 y 21.

Técnica visual, árbol de decisiones con preguntas asociadas para clasificar la prioridad de mantenimiento.

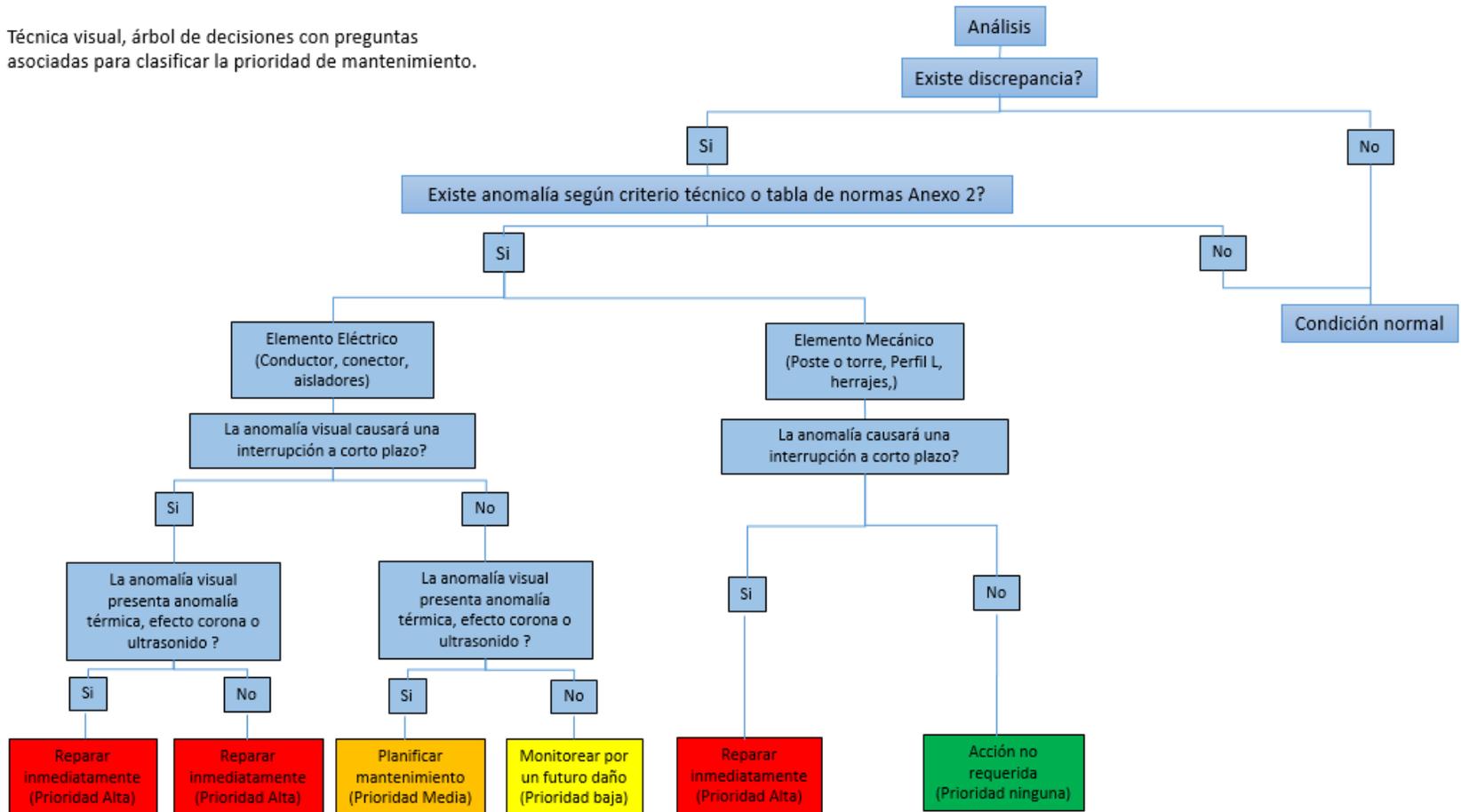


Figura 19 Árbol de decisiones de la técnica visual

Técnica efecto corona, árbol de decisiones con preguntas asociadas para clasificar la prioridad de mantenimiento [30].

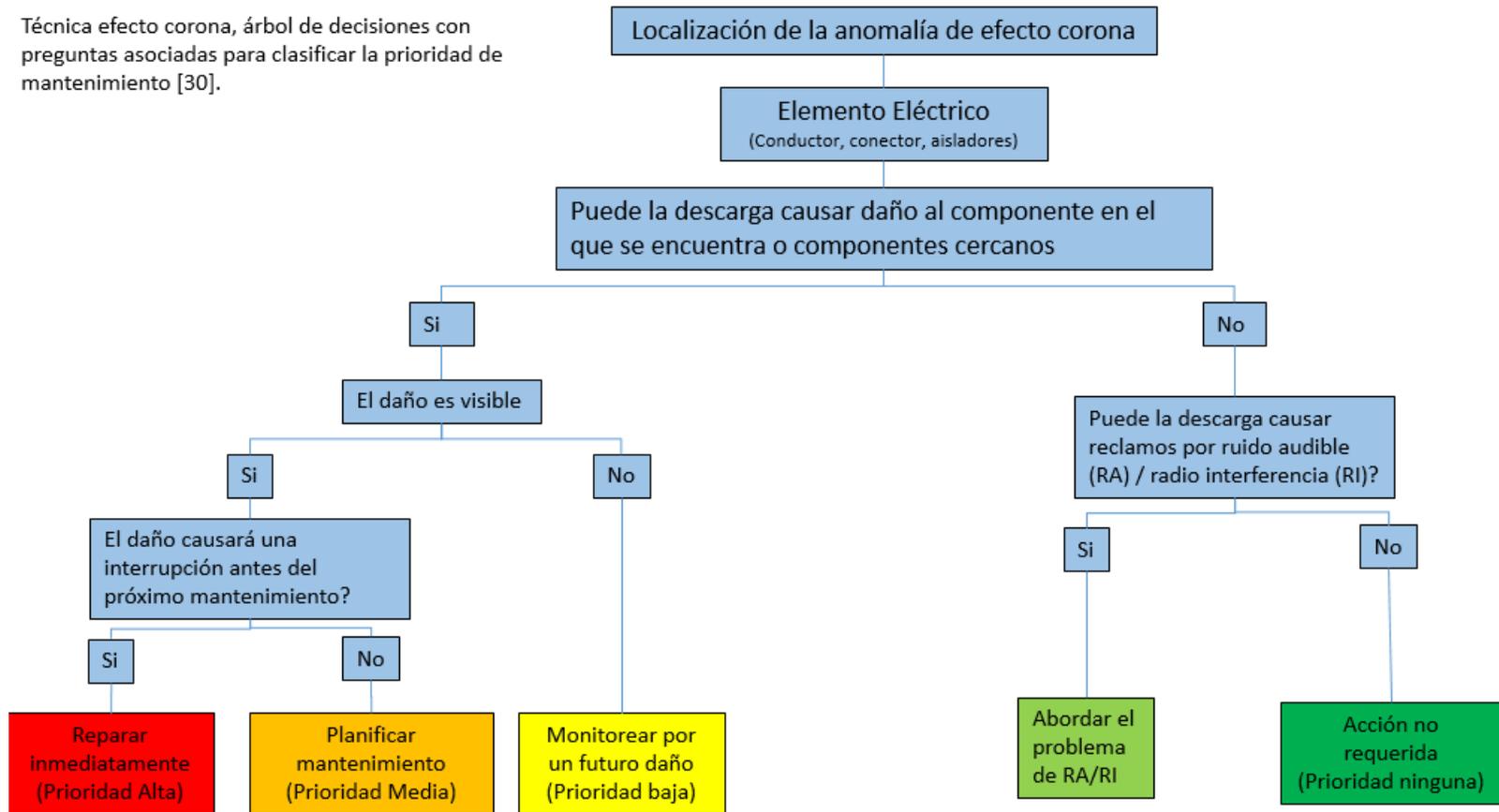


Figura 20 Árbol de decisiones de la técnica de efecto corona [33].

Técnica ultrasonido acústico, árbol de decisiones con preguntas asociadas para clasificar la prioridad de mantenimiento.

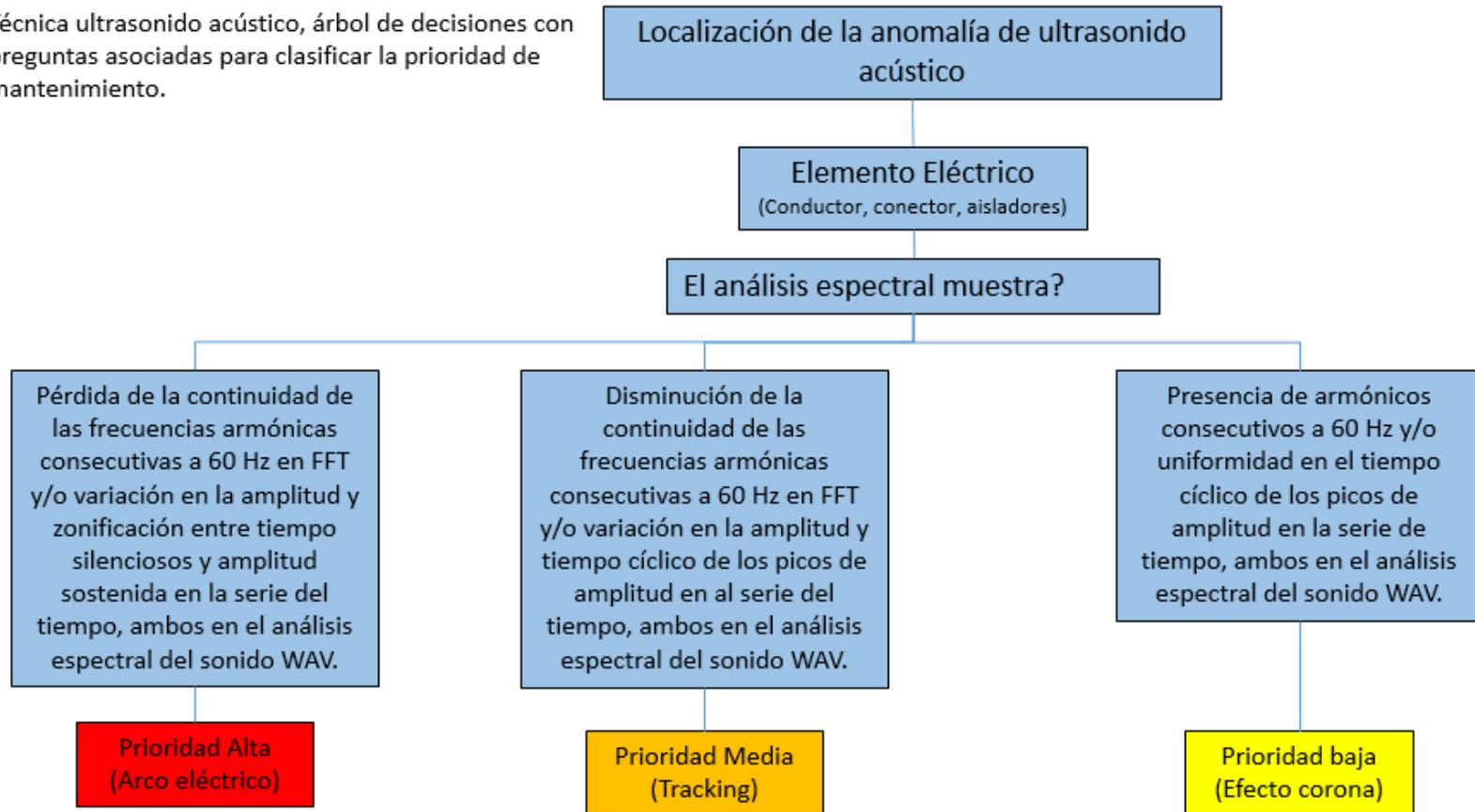


Figura 21. Árbol de decisiones de la técnica de ultrasonido acústico [44].

Cuantitativo. – Esta evaluación se aplica solo para la técnica de termografía infrarroja ya que utiliza la medida de temperatura como criterio para determinar la gravedad de la anomalía y así establecer una prioridad mantenimiento para su reparación. Pero debe señalarse que, si algo no se coloca con una prioridad de mantenimiento alta, no significa en absoluto que debe ser ignorado [37].

A continuación, en la tabla XIII se muestra la evaluación en función de la norma ANSI/NETA ATS-2009.

Tabla XIII (a) Norma ANSI/NETA ATS-2009

Nivel	Diferencia de temperatura ($\Delta T = T \text{ }^\circ\text{C anormal} - T \text{ }^\circ\text{C amb.}$)	Nivel de criticidad	Acción
1	1°C – 10 °C	Ninguna	Posible deficiencia; realizar seguimiento
2	11 °C – 20 °C	Bajo	Indica probable deficiencia; reparar cuando el tiempo lo permita
3	21 °C – 40 °C	Medio	Monitorear hasta que las medidas correctivas se puedan lograr
4	>40 °C	Alta	Mayor discrepancia; reparar inmediatamente

ΔT = basado en la comparación entre componente y la temperatura ambiente.

Tabla XIII (b) Norma ANSI/NETA ATS-2009

Nivel	Diferencia de temperatura ($\Delta T = T \text{ }^\circ\text{C anormal} - T \text{ }^\circ\text{C normal}$)	Nivel de criticidad	Acción
1	1°C – 3 °C	Ninguna	Posible deficiencia; realizar seguimiento
2	4 °C – 15 °C	Bajo	Indica probable deficiencia; reparar cuando el tiempo lo permita
3	-	Medio	Monitorear hasta que las medidas correctivas se puedan lograr
4	> 15 °C	Alta	Mayor discrepancia; reparar inmediatamente

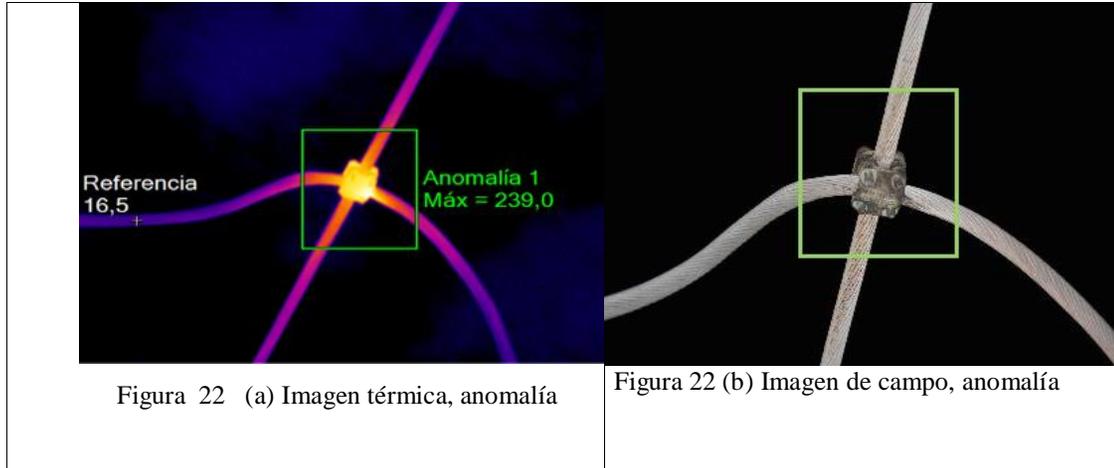
ΔT = basado en la comparación entre componente bajo la misma carga.

Tabla XIII (c): Aplicable para aisladores.

Nivel	Diferencia de temperatura (ΔT)	Nivel de criticidad	Acción
1	0,1°C – 1 °C	Ninguna	Posible deficiencia; realizar seguimiento
2	1 °C – 4 °C	Bajo	Indica probable deficiencia; reparar cuando el tiempo lo permita
3	> 4 °C	Alta	Mayor discrepancia; reparar inmediatamente

Fuente: Autores

Como se puede observar para el caso mostrado en la Figura 22 (a) la temperatura registrada en el conector con anomalía es de 239°C y se la compara con un elemento sin anomalía bajo las mismas condiciones con el valor de 16,5°C; entonces se aplica la norma ANSI/NETA ATS-2009, tabla XII (b), para obtener el $\Delta T = 239 \text{ °C} - 16,5 \text{ °C} = 222,5 \text{ °C}$. Con el $\Delta T = 222,5 \text{ °C}$ se observa que el grado de criticidad para esta anomalía es de prioridad alta, por lo que se sugiere una reparación inmediata.



2.6. Conclusiones

- Los 3 ejes fundamentales a tener en cuenta para aplicar un procedimiento adecuado durante la inspección de mantenimiento predictivo en líneas de subtransmisión, son:
 - a. Calificación y certificación del personal, ya que la eficiencia de la aplicación de las técnicas de mantenimiento predictivo, depende de la capacidad del personal responsable y de quién realiza las inspecciones.
 - b. Los equipos para las inspecciones deben ser los adecuados técnicamente, para una buena ejecución de las inspecciones.
 - c. Los procedimientos de inspección para cada una de las técnicas, deben ser claros y adecuados, y siempre sujetos a cambios por mejora.
- La cámara termográfica, es un equipo de medida, por lo que necesita verificación y calibración. Mientras que los equipos de ultrasonido acústico, efecto corona y visual son de detección, los cuales no necesitan calibración, solo una verificación.
- Se debe tener claro que para las técnicas: visual, termografía infrarroja, ultrasonido acústico y efecto corona, se debe aplicar primero un análisis cualitativo, y posteriormente para la técnica de termografía infrarroja se aplica el análisis cuantitativo.

CAPÍTULO III. APLICACIÓN Y/O VALIDACIÓN DE LA PROPUESTA

3.1. Análisis de los resultados:

Durante las inspecciones de campo tenemos una secuencia de aplicación de las técnicas predictivas; primero se aplica las técnicas efecto corona y ultrasonido sin importar el orden, luego aplicamos la técnica de termografía infrarroja, y una vez obtenido los resultados, aplicamos la técnica visual. Al seguir éste orden de inspección y análisis se fortalece los resultados, ya que con la técnica visual se pone mayor énfasis en los resultados de las anteriores técnicas, pero sin quitar la importancia a los elementos que no presentaron anomalías.

A continuación, presentamos el resultado de los análisis obtenidos en campo.

Se realiza la inspección de 86 puntos consecutivos, aplicando las 4 técnicas propuestas (ultrasonido, efecto corona, termografía y visual), en la zona costera del Ecuador, provincia de Guayaquil.

En la tabla XIV se observa las anomalías presentes en cada punto inspeccionado, siendo 7 anomalías de efecto corona, 13 de ultrasonido acústico 1 de termografía y 85 anomalías visuales, adicional se expone la prioridad de mantenimiento más crítico de las 4 técnicas.

Tabla XIV Anomalías en cada punto de inspección

Circuito de Guayaquil						
Punto de inspección	Coordenadas UTM	Efecto Corona	Ultrasonido	Termografía	Visual	Prioridad mantenimiento
1	17 M 602048 9754369					No aplica
2	17 M 602017 9754376	x	x		x	Planificar mantenimiento
3	17 M 602007 9754459	x	x	x	x	Planificar mantenimiento

4	17 M 602000 9754546				x	Planificar mantenimiento
5	17 M 602058 9754583	x			x	Planificar mantenimiento
6	17 M 602000 9754579				x	Planificar mantenimiento
7	17 M 601985 9754576				x	Reparar inmediata
8	17 M 601900 9754576	x	x		x	Planificar mantenimiento
9	17 M 601794 9754545	x	x		x	Planificar mantenimiento
10	17 M 601693 9754479				x	Monitorear por posible falla
11	17 M 601509 9754422				x	Planificar mantenimiento
12	17 M 601385 9754386				x	Monitorear por posible falla
13	17 M 601220 9754280				x	Monitorear por posible falla
14	17 M 601075 9754187				x	Monitorear por posible falla
15	17 M 600947 9754104				x	Monitorear por posible falla
16	17 M 600843 9753971				x	Planificar mantenimiento
17	17 M 600728 9753828				x	Planificar mantenimiento
18	17 M 600602 9753609				x	Monitorear por posible falla
19	17 M 600500 9753432				x	Monitorear por posible falla
20	17 M 600422 9753305	x			x	Monitorear por posible falla
21	17 M 600296 9753186				x	Monitorear por posible falla
22	17 M 600141 9753148		x		x	Reparar inmediata
23	17 M 599966 9753121				x	Reparar inmediata
24	17 M 599798 9753096				x	Monitorear por posible falla
25	17 M 599638 9753073				x	Monitorear por posible falla

26	17 M 599442 9753046				x	Monitorear por posible falla
27	17 M 599248 9753006				x	Monitorear por posible falla
28	17 M 599142 9752988				x	Monitorear por posible falla
29	17 M 599071 9753065				x	Monitorear por posible falla
30	17 M 598959 9753030				x	Planificar mantenimiento
31	17 M 598877 9752998				x	Planificar mantenimiento
32	17 M 598805 9752972		x		x	Reparar inmediata
33	17 M 598663 9752923				x	Planificar mantenimiento
34	17 M 598527 9752880				x	Monitorear por posible falla
35	17 M 598342 9752817				x	Monitorear por posible falla
36	17 M 598217 9752776				x	Monitorear por posible falla
37	17 M 598153 9752759		x		x	Reparar inmediata
38	17 M 598095 9752794		x		x	Reparar inmediata
39	17 M 597938 9752893				x	Planificar mantenimiento
40	17 M 597795 9752988				x	Monitorear por posible falla
41	17 M 597758 9753012				x	Monitorear por posible falla
42	17 M 597668 9753068				x	Planificar mantenimiento
43	17 M 597603 9753091		x		x	Reparar inmediata
44	17 M 597458 9753056				x	Monitorear por posible falla
45	17 M 597349 9753030				x	Monitorear por posible falla
46	17 M 597273 9753013				x	Planificar mantenimiento
47	17 M 597177 9752995				x	Planificar mantenimiento

48	17 M 597043 9753036				x	Reparar inmediata
49	17 M 596927 9753074				x	Planificar mantenimiento
50	17 M 596787 9753107				x	Planificar mantenimiento
51	17 M 596588 9753156		x		x	Planificar mantenimiento
52	17 M 596370 9753178		x		x	Planificar mantenimiento
53	17 M 596250 9753165				x	Monitorear por posible falla
54	17 M 596066 9753098				x	Monitorear por posible falla
55	17 M 595753 9753203				x	Monitorear por posible falla
56	17 M 595603 9753246				x	Monitorear por posible falla
57	17 M 595463 9753298		x		x	Planificar mantenimiento
58	17 M 595350 9753370				x	Planificar mantenimiento
59	17 M 595217 9753457				x	Planificar mantenimiento
60	17 M 595099 9753469				x	Reparar inmediata
61	17 M 594968 9753483				x	Planificar mantenimiento
62	17 M 594805 9753503				x	Planificar mantenimiento
63	17 M 594655 9753520				x	Planificar mantenimiento
64	17 M 594526 9753533				x	Planificar mantenimiento
65	17 M 594375 9753547				x	Planificar mantenimiento
66	17 M 594221 9753560				x	Reparar inmediata
67	17 M 594060 9753575				x	Reparar inmediata
68	17 M 594024 9753702				x	Planificar mantenimiento
69	17 M 593993 9753837				x	Planificar mantenimiento

70	17 M 593959 9753952				x	Planificar mantenimiento
71	17 M 593989 9754210				x	Planificar mantenimiento
72	17 M 594007 9754354				x	Monitorear por posible falla
73	17 M 593925 9754550				x	Monitorear por posible falla
74	17 M 593858 9754687				x	Reparar inmediata
75	17 M 593789 9754825				x	Planificar mantenimiento
76	17 M 593666 9754983				x	Planificar mantenimiento
77	17 M 593643 9755094				x	Reparar inmediata
78	17 M 593524 9755197				x	Planificar mantenimiento
79	17 M 593426 9755286				x	Planificar mantenimiento
80	17 M 593255 9755386				x	Planificar mantenimiento
81	17 M 593158 9755474	x			x	Planificar mantenimiento
82	17 M 593049 9755536				x	Reparar inmediata
83	17 M 592987 9755726				x	Monitorear por posible falla
84	17 M 592948 9755872				x	Planificar mantenimiento
85	17 M 592903 9756062				x	Reparar inmediata
86	17 M 592876 9756182		x		x	Planificar mantenimiento

Fuente: Autores

A continuación, en la figura 23 se muestra un gráfico de barras en el cual se expone el total de puntos inspeccionados dividido en puntos con y sin anomalías. Adicional se puede observar, para éste caso que tenemos 85 puntos con anomalía, lo cual significa que tenemos 85 posibles fallas latentes y un punto en condiciones normales.

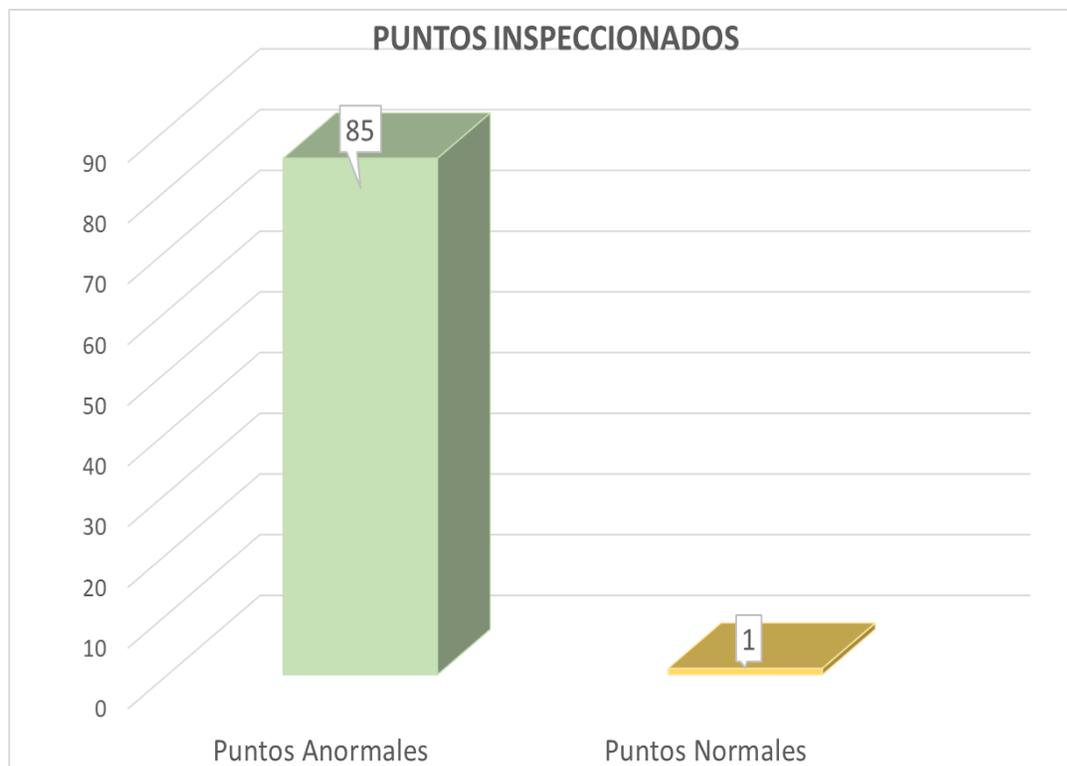


Figura 23 Puntos inspeccionados, Fuente: Autores

En la figura 24, tenemos un diagrama de barras en donde se detalla las anomalías según sus prioridades de mantenimiento, esto ayuda para que la persona encargada del mantenimiento correctivo pueda programar los trabajos según la criticidad, y con esto prever interrupciones de energía eléctrica no programada.

Se observa claramente que dentro de los 85 puntos con anomalías tenemos: 15 puntos para reparación inmediata, 41 puntos que se puede planificar el mantenimiento a corto plazo, 29 puntos que pueden ser monitoreados en función del tiempo para tomar una decisión de mantenimiento correctivo de ser necesario.

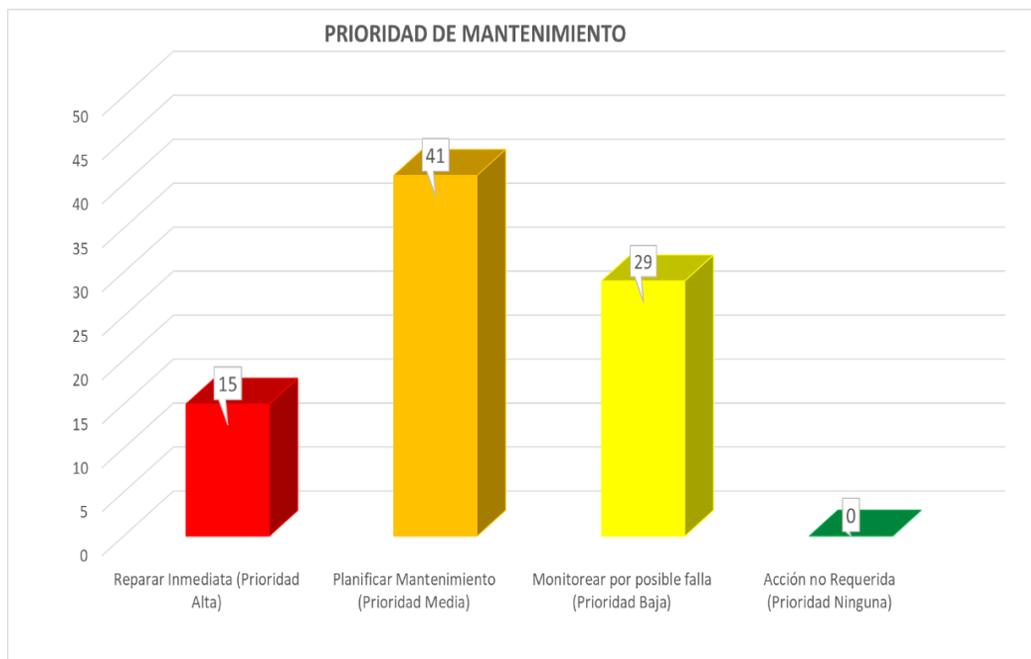


Figura 24 Prioridad de mantenimiento, Fuente: Autores

En la tabla XV se presenta los datos para realizar el diagrama de Pareto, mientras que en la figura 25, se analiza el diagrama de Pareto y tenemos que las anomalías registradas con las prioridad de mantenimiento "Reparación inmediata" y "Planificar mantenimiento" presentan el 83,33% de probabilidad de desconexión de la línea de subtransmisión, por lo que corrigiendo las prioridades de mantenimiento Alta y medio, se disminuye la prioridad de falla hasta 16,67% las cuales con un monitoreo permanente con mantenimiento predictivo pueden ser controladas hasta que se decida aplicar un mantenimiento correctivo.

Tabla XV Datos de anomalías para el diagrama de Pareto

Anomalías			
Prioridad de Mantenimiento		Rango de criticidad	Probabilidad desconexión
Reparación inmediata	Alta	3	50,00%
Planificar mantenimiento	Media	2	83,33%
Monitorear por posible falla	Baja	1	100,00%
No aplica	Ninguna	0	100,00%

Fuente: Autores

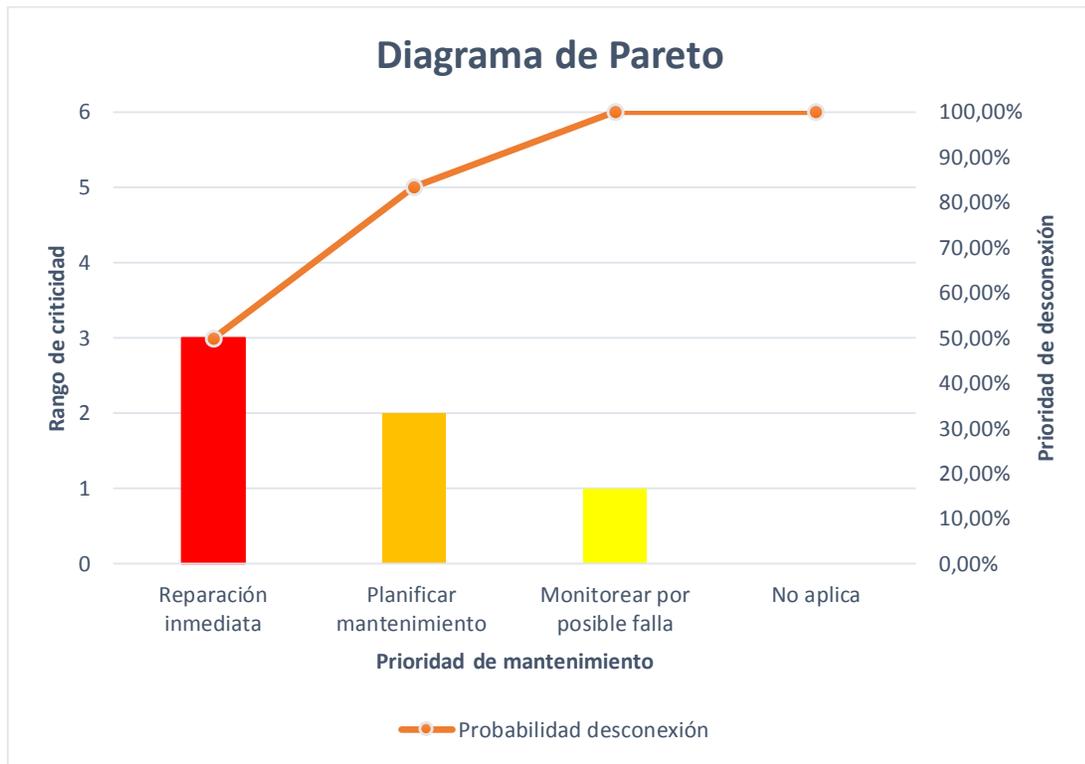


Figura 25 Diagrama de pareto; Fuente: Autores

Ubicación de los puntos inspeccionados en el Google maps

Para tener una mejor ubicación de los puntos inspeccionados, se trabaja con el google maps. En el mapa se plasma los 86 puntos inspeccionados, cada punto tiene una coloración que representa la prioridad de mantenimiento; rojo (prioridad alta), tomate (prioridad media), amarillo (prioridad baja) y verde (prioridad ninguna). Figura 26. Adicional al dar click sobre un punto inspeccionado, aparece sobre el mismo los datos como: número de punto inspeccionado, coordenadas, anomalías presentes y acción requerida.

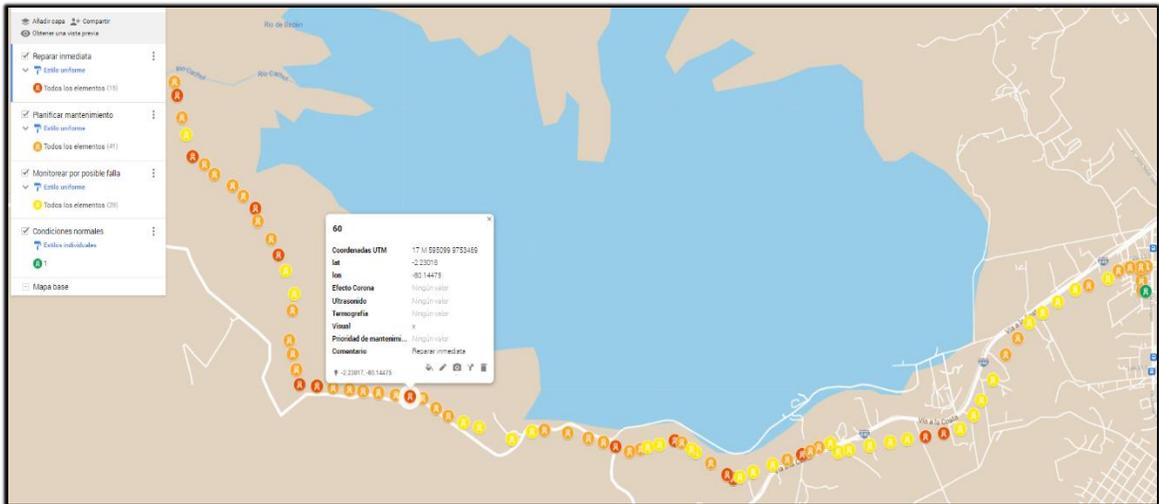


Figura 26 Puntos inspeccionados

También nos permite filtrar los puntos por su prioridad de mantenimiento como se observa en la figura 27, para el ejemplo se filtra la anomalía con prioridad alta de coloración rojo.

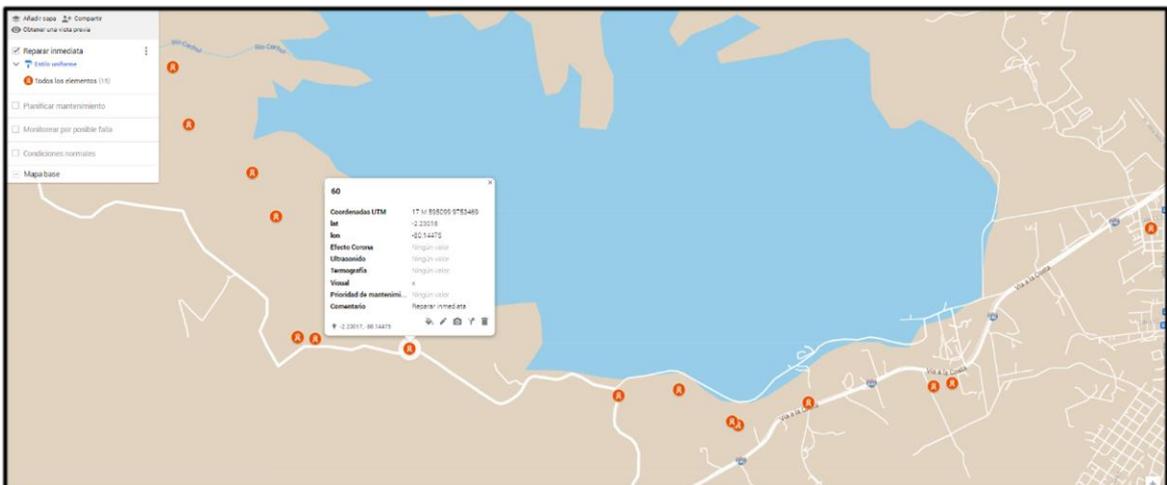


Figura 27 Puntos inspeccionados con prioridad de mantenimiento alta

El filtro realizado anteriormente, también se puede realizar para las demás prioridades de mantenimiento e incluso para filtrar las que no presentan anomalía.

Resultados luego de analizar la información obtenida en campo

Se detalla una muestra del resultado del análisis de tres puntos inspeccionados, punto de inspección 3, 32 y 77, que hemos considerados. Cabe mencionar que no se presenta los resultados de toda la inspección ya que la información es muy extensa, pero en la tabla XIV se observa el resumen final de todos los puntos inspeccionados, Además en las figuras 28, 29, 30, 31, 32, 33, 34 y 35 se describe el modelo de informe de reportes de cada punto inspeccionado.

PUNTO DE INSPECCION N° 3

Fecha de inspección: 11/12/2020 Hora de inspección: 9:00 IR ✓ VT ✓ UT ✓ EC ✓

Instalación	Código Poste	Coordenadas	Carrosable	Prioridad Mantenimiento
L/S Senagua	105678	17 S 551358 9904059	Si	Medio

Recomendaciones:

Programar mantenimiento del seccionador y asegurar buen contacto entre los elementos. Regular la tensión de la línea de guarda. Reemplazar herrajería defectuosa y faltante, se observa oxidada. Se recomienda lavado de los aisladores para eliminar Efecto Corona.

ANÁLISIS

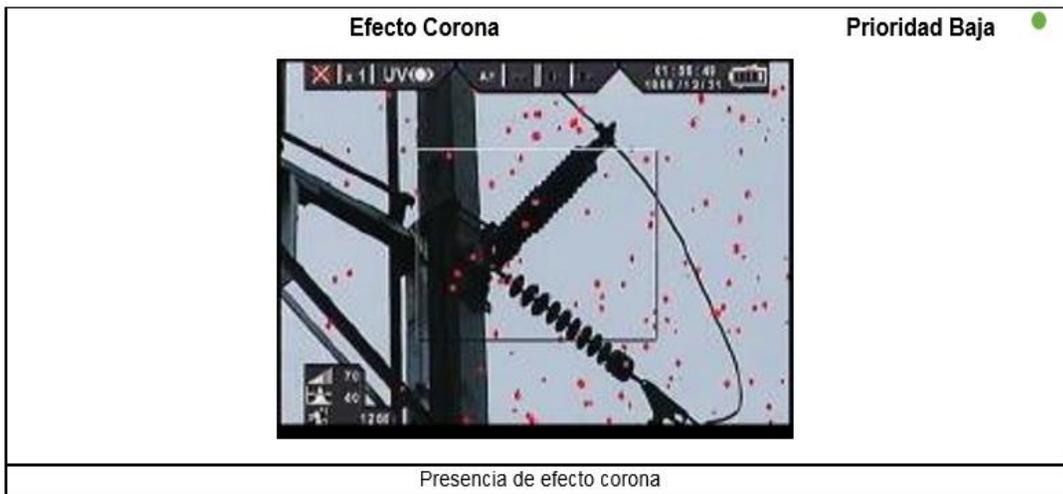


Figura 28 Efecto corona

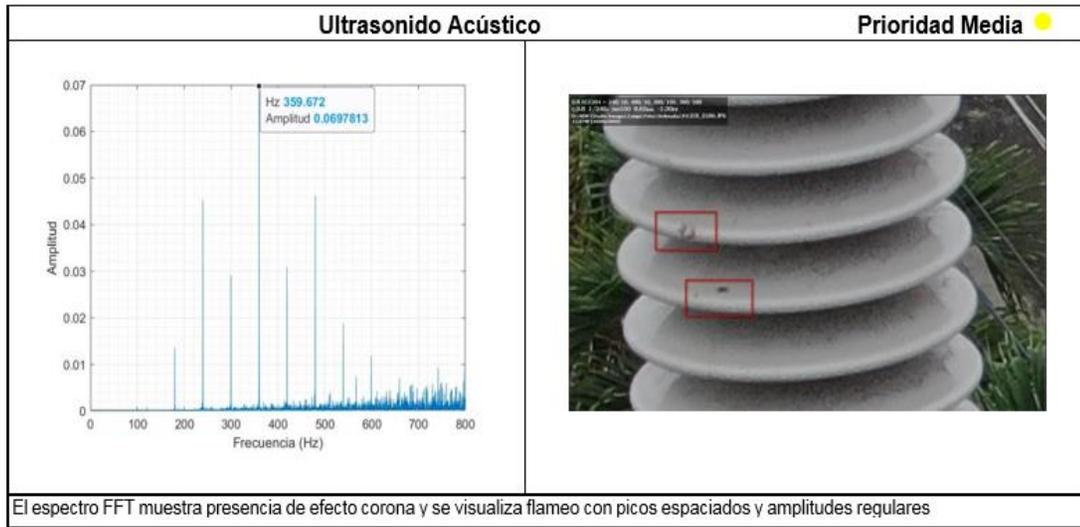


Figura 29 Ultrasonido acustico

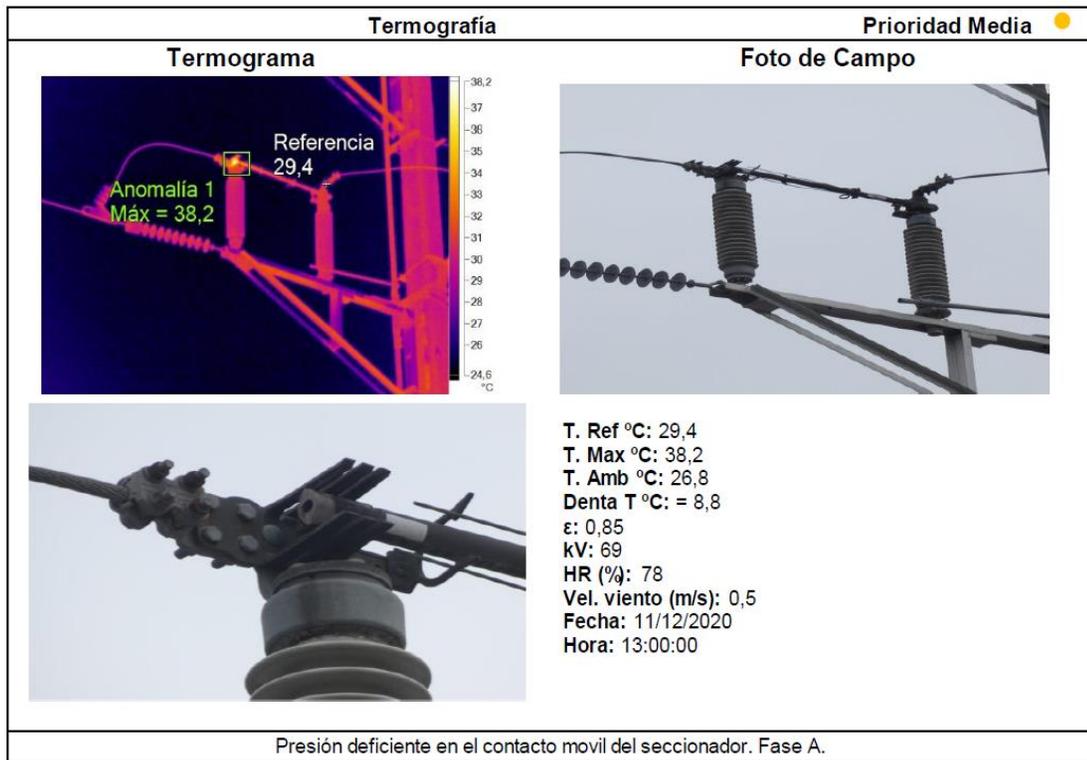


Figura 30 Termografia

Visual		Prioridad Media
		
Línea de Guarda tensada	Perno rosca corrida oxidado, Aislador polímero tuerca ojo oxidada	
		
Line post soporte perno faltante, perno rosca corrida oxidado		

Figura 31 Inspección visual

PUNTO DE INSPECCION N° 32

Fecha de inspección: 11/12/2020

Hora de inspección: 13:00

IR VT UT EC

Instalación	Código Poste	Coordenadas	Carrosable	Prioridad Mantenimiento
L/S Senagua	105678	17 S 551358 9904059	Si	Alto

Recomendaciones:

Programar mantenimiento se recomienda cambio de Line Post, Fases A,B,C se encuentran flameados.

ANÁLISIS



Figura 32 Ultrasonido acustico

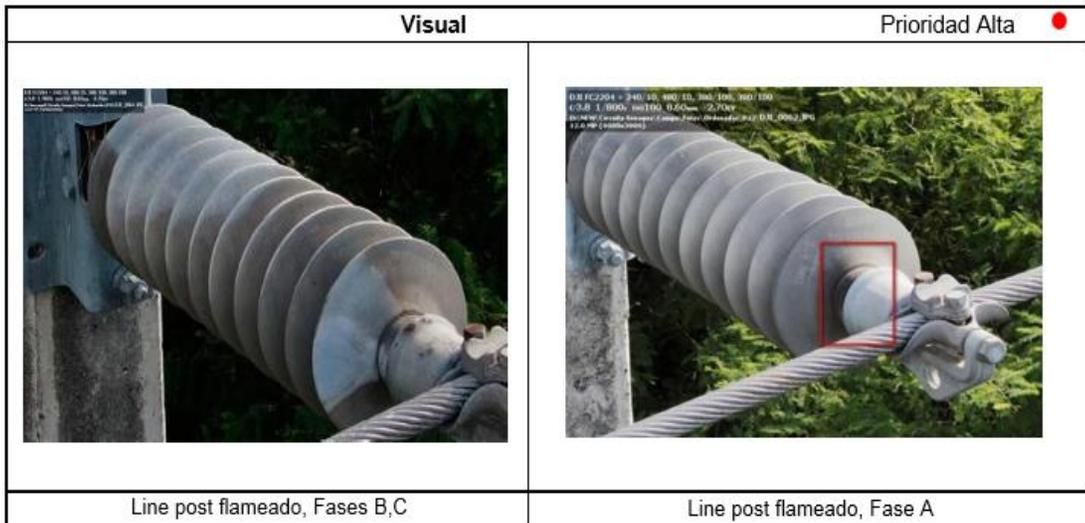


Figura 33 Inspección visual

PUNTO DE INSPECCION N° 77

Fecha de inspección: 11/12/2020

Hora de inspección: 17:00

IR VT UT EC

Instalación	Código Poste	Coordenadas	Carrosable	Prioridad Mantenimiento
L/S Senagua	105678	17 M 593643 975509	Si	Alto

Recomendaciones:

Programar mantenimiento, Se observan varillas internas de la estructura del Poste, se recomienda remplazo. Los line post flameados deben ser remplazados y el aislador cadena de entrada Fase C.

ANÁLISIS

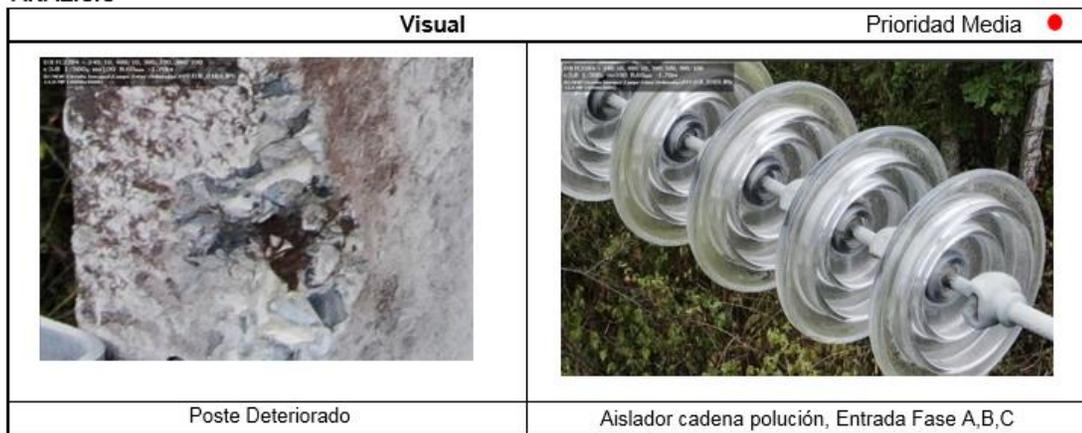


Figura 34 Inspección visual

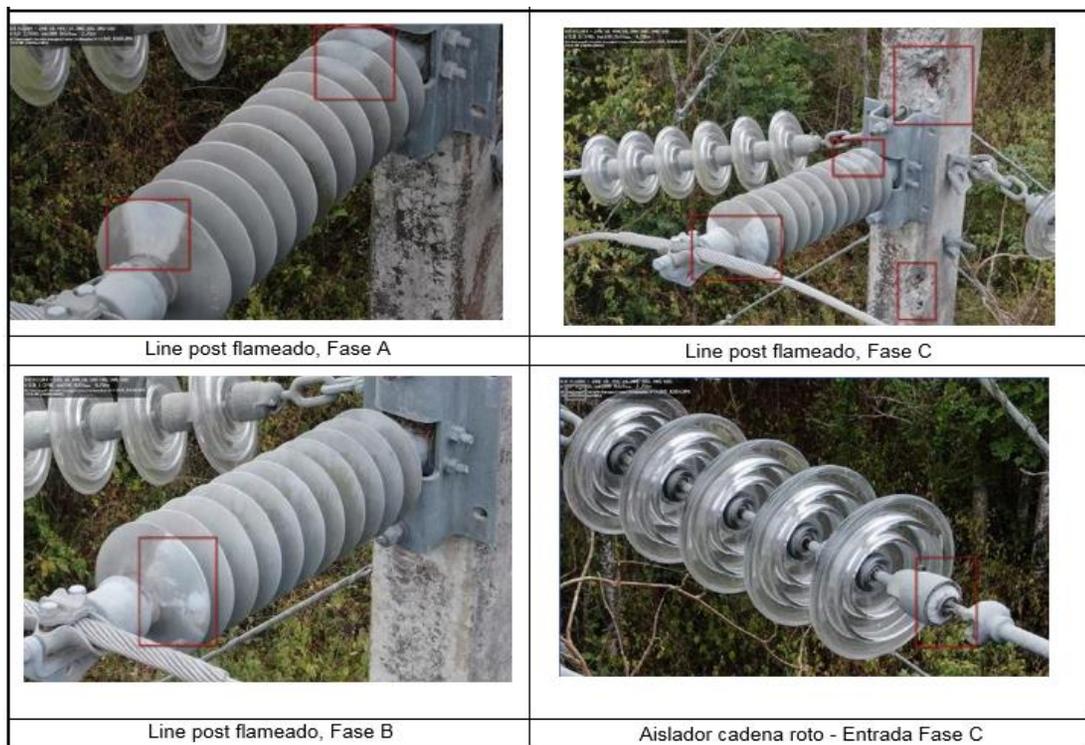


Figura 35 Inspección visual

3.2. Validación técnica – económica de los resultados:

El mantenimiento predictivo presenta una inversión inicial en tecnología y capacitación del personal técnico calificado, la rentabilidad de dicha inversión a mediano y largo plazo es mayor que los otros tipos de mantenimiento, siendo una de las ventajas del mantenimiento predictivo, la reducción del tiempo y costos.

La rentabilidad económica del mantenimiento predictivo está fuera de toda incertidumbre, como puede demostrarse con valores reales de empresas de distintos sectores donde se ha implantado haciendo un análisis comparativo de los costos reales asociados a varios tipos de mantenimientos. Por la implantación de técnicas de mantenimiento predictivo, se obtienen rentabilidades positivas al invertir en tecnologías de este tipo de mantenimiento.

Por lo tanto, se presenta un análisis de costos fijos y variables para determinar el costo del mantenimiento predictivo aplicando las 4 técnicas mencionadas, además se

encuentra el costo que representa las interrupciones no programadas por fallas en las líneas de subtransmisión y que finalmente se realiza el análisis comparativo de costo beneficio en relación al valor del mantenimiento predictivo y al valor que resulta las interrupciones por las fallas presentadas en la línea

En la Tabla XVI se detalla la mano de obra que se necesita para realizar el trabajo considerando personal de oficina y personal de campo en donde se caracteriza un factor para cada puesto y su sueldo respectivo obteniendo el primer costo fijo.

Tabla XVI Costo de mano de obra

MANTENIMIENTO PREDICTIVO CON INSPECCIÓN VISUAL, TERMOGRAFÍA, EFECTO CORONA Y ULTRASONIDO ACÚSTICO EN LAS LÍNEAS DE SUBTRANSMISIÓN DE 69kV						
COSTO DE MANO DE OBRA (MO)						
Descripción	Numero Personas	Sueldo Mes	Días fuera	Costo día fuera	Costo Fijos USD mes	Costo Variables USD mes
OFICINA		factor	0,20			
Gerencia General	0,20	\$ 1.300,00	0	0	\$ 260,00	-
Gerencia Técnica	0,20	\$ 1.250,00	0	0	\$ 250,00	-
Gerencia Talento Humano	0,20	\$ 1.200,00	0	0	\$ 240,00	-
Contador	0,20	\$ 700,00	0	0	\$ 140,00	-
Auxiliar contable	0,20	\$ 200,00	0	0	\$ 40,00	-
Asistencia de Gerencia Técnica	0,20	\$ 800,00	0	0	\$ 160,00	-
Sistemas	0,20	\$ 800,00	0	0	\$ 160,00	-
Logística	0,20	\$ 800,00	0	0	\$ 160,00	-
Bodeguero	0,20	\$ 500,00	0	0	\$ 100,00	-
Ingeniero senior SSO	0,20	\$ 1.000,00	0	0	\$ 200,00	-
CAMPO						-
Ingeniero inspector	1,00	\$ 800,00	23	13	\$ 1.099,00	-
Ayudante inspector	1,00	\$ 600,00	23	13	\$ 899,00	-
Ingeniero analista	1,00	\$ 1.100,00	0	0	\$ 1.100,00	-
Ayudante analista	2,00	\$ 400,00	0	0	\$ 800,00	-
Conductor camioneta inspección	1,00	\$ 600,00	23	13	\$ 899,00	-
Costo total			0		\$ 6.507,00	-
Aporte Patronal 11,15%					\$ 725,53	-
COSTO TOTAL MANO DE OBRA			0		\$ 7.232,53	-

Fuente: Autores

En la Tabla XVII se describe el segundo costo fijo asociado a la movilización del personal en este caso se emplea una camioneta para el traslado de personal de equipos y herramientas para realizar los trabajos de mantenimiento.

Tabla XVII Costo de transporte y varios

TRANSPORTE (TP), VARIOS					
Descripción	Cantidad	Días	Tarifa	Costo Fijos	Costo
		Trabajados	USD	USD	Variables
				mes	USD mes
Camioneta	1	30	\$ 60,00	\$ 1.800,00	-
Arriendo	2	30	\$ 500,00	\$ 1.000,00	-
Pagos de servicios basicos	2	30	\$ 225,00	\$ 450,00	-
Menaje	3	30	\$ 50,00	\$ 150,00	-
Alimentacion	3	30	\$ 10,00	\$ 900,00	
COSTOS				\$ 4.300,00	
Imprevistos 2%				\$ 86,00	
COSTO TOTAL DE TRANSPORTE Y VARIOS				\$ 4.386,00	

Fuente: Autores

Dentro de la Tabla XVIII Se encuentran los equipos con los que se realiza las inspecciones y se determina el costo variable considerando los días laborables del mes y por su puesto la tarifa de alquiler del equipo para encontrar el costo variable.

Tabla XVIII Costo de equipos

EQUIPOS (EQ)					
Descripción	Cantidad	Días	Tarifa	Costo Fijos	Variables
		Trabajados	USD	USD	USD
			Alquiler	mes	mes
Cámara termográfica	1	30	\$ 8,33	-	\$ 250,00
Cámara efecto corona	1	30	\$ 55,56	-	\$ 1.666,67
Equipo de ultrasonido	1	30	\$ 6,25	-	\$ 187,50
Dron mavic zoom	1	30	\$ 2,43	-	\$ 72,92
Anemómetro	1	30	\$ 0,35	-	\$ 10,42
GPS	1	30	\$ 0,69	-	\$ 20,83
Ipad	1	30	\$ 0,49	-	\$ 14,58
Cargado de baterías	1	30	\$ 0,03	-	\$ 0,94
Costo total				-	\$ 2.223,86

Fuente: Autores

En la Tabla XIX se suma los costos fijos más los costos variables para encontrar el costo total por día que resulta realizar las inspecciones aplicando las 4 técnicas utilizadas en el trabajo de inspecciones del mantenimiento predictivo.

Tabla XIX Costo total

DESCRIPCIÓN	Costos variables	Costos fijos
Total costo fijos y variables en USD / MES (MO+TP+EQ)	\$ 2.223,86	\$ 11.618,53
Total costo fijos y variables en USD / DÍA (MO+TP+EQ)	\$ 74,13	\$ 387,28
TOTAL COSTO USD / DÍA (MO+TP+EQ)	\$	461,41

Fuente: Autores

Con el costo total de las inspecciones por día, se calcula el valor total que resulta de realizar el mantenimiento predictivo en la línea de subtransmisión de 69kV del circuito de Senagua - Guayaquil, conformado de 86 puntos lo que se muestra en la Tabla XX el cálculo correspondiente.

Tabla XX Costo total del mantenimiento

COSTO TOTAL DE MANTENIMIENTO PREDICTIVO EN LA LÍNEA DE SUBTRANSMISIÓN	
Total costo usd/dia	\$ 461,41
N.- Torres de inspección	86
N.- Torres (Rendimiento / dia)	12
N.- Dias de trabajo	8
COSTO TOTAL	\$ 3.691,30

Fuente: Autores

A continuación, en la Tabla XXI se describe la energía en kW que suministra la subestación de Senagua a las cargas que es abastecida por la línea de subtransmisión de Senagua, cuya información es proporcionada por la distribuidora CNEL.

Tabla XXI Valores de energía suministrada

ENERGÍA SUMINISTRADA				
Mes - Año	Código de la Red	Descripción del alimentador	N. de Usuarios	Energía (kW)
Enero (2021)	SENAGUA001	LINEA S/T 01	1	4.650
TOTAL ENERGIA(kW)				4.650

Fuente: Autores

En la Tabla XXII se calcula el costo de la energía no facturada considerando las 15 prioridades “altas” de mantenimiento registradas durante la inspección, y a cada prioridad de mantenimiento se le asigna una hora de desconexión por lo que las horas totales de desconexión son de 15 horas. Cabe mencionar que estas horas pueden ser superiores ya que no se toma en cuenta en este cálculo las prioridades medias de mantenimiento.

Tabla XXII Costo de la energía no facturada

COSTO DE ENERGÍA NO FACTURADA POR INTERRUPCIÓN	
Energía suministrada	4.650,00 kW
horas / falla (N.- Anomalías)	15 h
Energía no suministrada	69.750,00 kWh
valor - kilowatio	0,09 \$/kWh
Costo de energía no facturada	6.277,50 \$

Fuente: Autores

Se hace una comparación estimada en la Tabla XXIII que finalmente demuestra que el costo del mantenimiento predictivo es mucho menor que el valor del costo por energía no facturada causada por las 15 horas de desconexión, obteniendo un beneficio financiero de \$ 2.586,20 dólares, pero lo más importante para este caso es mejorar la calidad de servicio, ya que las interrupciones no programadas presentan una pérdida económica directa a la economía de los usuarios, que no puede ser cuantificada, y sanciones para la distribuidora.

Tabla XXIII Costo beneficio del mantenimiento predictivo

COSTO BENEFICO MANTENIMIENTO PREDICTIVO			
Costo mantenimiento predictivo		Costo energía no facturada	
\$	3.691,30	\$	6.277,50
BENEFICIO FINANCIERO		\$	2.586,20

Fuente: Autores

3.3. Evaluación de expertos.

Para este apartado hemos considerado disponer de dos evaluaciones una que considere la viabilidad del tema lo que nos dio un criterio técnico para desarrollar el trabajo de investigación y la otra un aval del desarrollo de la investigación realizada que determina el experto bajo los siguientes parámetros; como se elaboró el tema, su aplicación y que problemas resolvió:

Viabilidad del tema. - Como experto en el tema se contó con la aprobación de la ejecución de esta investigación por parte del Ing. José Naranjo quien trabaja en el departamento de calidad de energía de la Empresa Eléctrica Provincial Cotopaxi y conoce en específico los índices de calidad de servicio de las empresas distribuidoras, en la entrevista escrita realizada al profesional se plantearon las siguientes 5 preguntas:

¿Conoce sobre algún plan de mantenimiento predictivo enfocado a las líneas de subtransmisión en la empresa a la cual representa?

¿Qué técnicas se pueden emplear para realizar un mantenimiento predictivo a las líneas de subtransmisión?

¿Qué resultados se puede obtener al realizar un mantenimiento predictivo a las líneas de subtransmisión?

¿Considera viable aplicar un mantenimiento predictivo con técnicas: visuales, termográficas, efecto corona y ultrasonido acústico para detectar anomalías y prevenir interrupciones de energía eléctrica, no programadas, ¿de las líneas de subtransmisión en el Ecuador?

¿Qué parámetros se pueden mejorar en las líneas de subtransmisión al aplicar un mantenimiento predictivo con técnicas: visuales, termográficas, efecto corona y ultrasonido acústico para detectar anomalías y prevenir interrupciones de energía eléctrica, no programadas, ¿de las líneas de subtransmisión en el Ecuador?

De la entrevista realizada se obtuvo la siguiente información basada en criterios profesionales y de gran experticia por lo que fue una guía primordial para la ejecución de la presente investigación:

Dentro de las líneas de subtransmisión es primordial la ejecución de un mantenimiento ya que todas las distribuidoras disponen de un plan y por supuesto en la institución existen planes de mantenimiento mensuales, mismos que disponen específicamente el área de mantenimiento de ELEPCOSA ya que dentro de sus funciones es mantener la línea en condiciones normales de funcionamiento por lo que disponen de personal calificado con experiencia y conocimientos para la ejecución de dicho trabajo y también todos los equipos, herramientas y materiales que se usan en dicha labor.

Las técnicas que se pueden emplear para realizar un mantenimiento predictivo inciden directamente de la unidad que está a cargo pero sin embargo para realizar un mantenimiento más óptimo se debería considerar un grupo de técnicas y trabajar

conjuntamente entre ellas como es el caso del presente tema que abarca 4 técnicas y estas al ser desarrolladas en serie tiene más eficacia para determinar posible fallas dentro del sistema de subtransmisión; Pero actualmente en la institución a la que pertenezco se enfoca en realizar la revisión de las líneas con las siguientes técnicas

- Revisión visual físicamente de la L/ST en conjunto con sus estructuras de soporte, aisladores, hilo de guardia y sistemas de puestas a tierra.
- Manejo de estadísticas de tiempos de instalación de cada uno de los componentes de las L/ST.
- Realización de Termografías.

Cuando se realiza el mantenimiento a todo el sistema de las líneas de subtransmisión lo que se logra es mantener el sistema eléctrico en constante funcionamiento, sin embargo se busca tener un sistema más robusto lo que se obtendría al realizar un mantenimiento predictivo en base a la aplicación de las inspecciones de las diferentes técnicas, y que posterior al ejecutar un análisis de toda la información estas son clasificadas y se consideran las que podrían ser fallas críticas para su intervención y con ello se lograría un mayor tiempo de vida de la infraestructura de las L/ST evitando fallas transitorias.

Por lo general dentro de las empresas distribuidoras el área de mantenimiento trabaja enfocado en el mantenimiento preventivo a las máquinas y equipos eléctricos, y mientras que se aplica el mantenimiento correctivo a las líneas de subtransmisión es decir se intervienen en ellas cuando se ha producido una falla eléctrica o algún factor externo haya producido un daño, es por ello que si es viable realizar la investigación de un mantenimiento predictivo con técnicas: visuales, termográficas, efecto corona y ultrasonido acústico para detectar anomalías y prever interrupciones de energía eléctrica, no programadas, de las líneas de subtransmisión en el Ecuador, ya que actualmente se aplican alguna de ellas.

Uno de los principales objetivos de realizar un mantenimiento eléctrico es también cumplir con los parámetros que exige el ente regulador ya que de no obtener los

índices establecidos se puede estar inmerso en sanciones y multas, por lo tanto, al realizar el mantenimiento predictivo aplicando las técnicas nos conlleva a mantener y por su puesto mejorar los índices de calidad de servicio técnico.



Atentamente
Ing. José Naranjo
Profesional de Calidad de Energía de ELEPCO S.A.

Aval del desarrollo.- El aporte de esta investigación con el tema mantenimiento predictivo con técnicas: visual, termografía infrarroja, efecto corona y ultrasonido acústico para detectar anomalías y prever interrupciones de energía eléctrica, no programadas, de las líneas de subtransmisión en el Ecuador es importancia y resulta una contribución para las empresas distribuidoras y por su puesto para las empresas privadas que ofrecen los servicios de mantenimiento, en si es un ejemplo de proceso de mantenimiento predictivo en el cual se puede trabajar de manera conjunta con las cuatro técnicas para obtener un resultado más especializado y concreto en determinar las posibles fallas que pueden presentarse en las líneas de subtransmisión.

El desarrollo de la investigación refleja que está enmarcada con criterios profesionales y amparados en las normas técnicas, lo que puede evidenciar que su campo de aplicación es a nivel nacional por lo que las líneas de subtransmisión están localizadas en todo el territorio ecuatoriano y de hecho servirá como referencia este temario para los profesionales, empresas públicas y privadas que deseen profundizar sus conocimientos en la metodología para realizar las inspecciones de mantenimiento predictivo.

Además, se refleja que los problemas que se pueden resolver con la aplicación de esta investigación son los siguientes: Como minimizar los índices de calidad del servicio eléctrico, evitar sanciones administrativas y penalizaciones económicas a las

empresas distribuidoras, disminuir los reclamos de atención al cliente, evitar pérdidas económicas por no suministrar energía eléctrica.

Por ello que felicito a los maestrantes y la Institución por inclinar su investigación al mejoramiento de la calidad de servicio eléctrico en el país, y emito el aval respectivo por la elaboración de la presente investigación que sirve como contribución al sector eléctrico y al desarrollo social.



Atentamente
Ing. Luis Cruz
Gerente General de INSECRUZ CIA. LTDA.

3.4. Evaluación de usuarios.

Evaluación 1.- No hay un mantenimiento acertado que pueda permitir que el servicio de la energía eléctrica sea constante durante las 24 horas y los 365 días del año, por lo tanto, las empresas eléctricas siempre tienen apagones los cuales pueden ser originados por diferentes factores siendo que las infraestructuras de las líneas eléctricas estén deterioradas y también por factores del clima

Al tener un apagón de manera desprevénida específicamente en el domicilio o también en un sector o en toda una población grande, los usuarios tenemos un malestar general independientemente cual sea su causa del corte de energía ya que el ser humano requiere la energía eléctrica siempre a disponibilidad para realizar las actividades cotidianas como ver televisión, escuchar música, cargar el celular la computadora entre otras más, y al no disponer de electricidad no se puede realizar ninguna actividad de las mencionadas lo que hace que la insatisfacción del usuario se eleve más.

Por todos los aspectos mencionados anteriormente es necesario que las empresas eléctricas tomen cartas en el asunto con el fin de mejorar la atención al cliente y dar un mejor servicio eléctrico continuo, Se debería considerar como ejemplo este informe de los señores estudiantes para que se pueda replicar en las eléctricas y así mejorar el servicio, ya que de manera personal he revisado el documento lo cual me ha sido socializado y menciona unas técnicas para predecir fallas que a criterio empírico puedo comprender los fundamentos técnicos, las normas y los procedimientos que mencionan en el apartado, para realizar el mantenimiento predictivo, dando mi punto de vista aceptable de este trabajo de investigación. Según Ing. Gonzalo Herrera



Firmado electrónicamente por:
**ESTALIN GONZALO
HERRERA NARANJO**

**Atentamente
Ing. Gonzalo Herrera
Usuario**

Evaluación 2.- Para optar con una argumentación más para la evaluación se contó con la colaboración del Ing. Edison Achote, quien manifiesta que como usuario y conocedor de la parte eléctrica el disponer de la energía eléctrica constante incorpora un sin número de equipos e infraestructura adecuada que van desde la generación, transmisión, subtransmisión, distribución y comercialización, en donde al revisar el trabajo argumentado de los tesisistas, considera que la parte de subtransmisión que se está analizando es la columna vertebral de un sistema eléctrico de potencia.

La misma que debe ser robusta y confiable de tal manera que todos sus componentes deben estar en perfecto estado y sobre todo en constante monitoreo para mantener su funcionamiento óptimo es por eso que enfatiza que el uso de las inspecciones visuales, termográficas, efecto corona y ultrasonido acústico es un compendio de técnicas que al trabajar de manera conjunta ayudan a encontrar y predecir de mejor

manera las futuras averías las mismas que deben ser tratadas en el menor tiempo posible.

Por lo tanto el presente trabajo de investigación es una guía técnica para que las empresas eléctricas puedan trabajar de igual manera con la utilidad de las 4 técnicas mencionadas y así evitar interrupciones no programadas y mejorar los índices de calidad que en este caso es evaluado por el ente regulador, dejando de un lado las sanciones y penalizaciones, Por lo que la información de esta tesis es meritoria siendo un temario aceptable y que puede servir también como base para futuras investigaciones referente a las calidad del servicio eléctrico.



Atentamente
Ing. Edison Achote
Usuario

3.5. Evaluación de impactos o resultados.

La experiencia desarrollada en la investigación relacionada a disponer de un mantenimiento predictivo dentro de las líneas de subtransmisión en el Ecuador específicamente con la ejecución de las técnicas de inspección visual termografía , efecto corona y ultrasonido acústico deja un impacto considerable hacia los usuarios por cuanto al conocer que existen métodos y formas para disminuir y en lo posible eliminar las interrupciones no programadas, los mismos usuarios pueden proponer a las empresas eléctricas que se aplique estos procedimientos de trabajo lo que conllevaría a que la población tenga un mayor conocimiento de la parte eléctrica y puedan ellos mismos gestionar un servicio eléctrico sin interrupciones.

Los resultados son evidentes por cuanto se detallan paso a paso los procedimientos para la ejecución de las técnicas, los mismos que pueden ser replicados por cualquier institución y por ende por su personal operativo y de la misma manera se especifica el

manejo y la depuración de la información para obtener un resultado garantizado, siendo así que el contenido de esta investigación aporta al sector energético y al desarrollo económico de una población ya que la energía eléctrica no sufriría interrupciones.

3.6. Conclusiones del capítulo III.

- Se inspecciona 86 puntos en la línea de subtransmisión de Guayaquil, obteniendo 85 puntos con anomalías. Se ha detectado anomalías con una o varias técnicas en un mismo punto, con lo cual definimos que las técnicas de mantenimiento predictivo aplicadas son complementarias, ninguna reemplaza a la otro. Es importante que se apliquen las cuatro técnicas de mantenimiento predictivo en las líneas de subtransmisión en el Ecuador.
- Durante la inspección en la línea de subtransmisión de Guayaquil se ha detectado: 7 anomalías de efecto corona, 13 anomalías de ultrasonido acústico, 1 anomalía de termografía infrarroja y 85 anomalías visuales, esto nos demuestra que la técnica predictiva más fuerte en las inspecciones de las líneas de subtransmisión es la técnica visual, sin restar importancia a las demás técnicas.
- Luego de encontrar las anomalías, es importante conocer la prioridad de mantenimiento para programar las correcciones necesarias con una planificación que nos ayuda a optimizar los recursos económicos, técnicos, humanos, logísticos, etc. lo cual disminuye costos operativos y mejora el índice de calidad de servicio.
- En la evaluación fueron tres profesionales a fin, quienes también como usuarios y técnicos revisaron el fundamento de la tesis, y dieron su aval del temario indicando que servirá esta información para los usuarios y para los

estudiantes como conocimiento para gestionar y a su vez adentrarse a conocer más a fondo la calidad del servicio eléctrico.

CONCLUSIONES GENERALES.

Luego de las inspecciones realizadas mediante las técnicas de mantenimiento predictivo propuestas (visual, termografía infrarroja, efecto corona y ultrasonido acústico), podemos observar:

- Se cumple la meta de conocer el estado de los elementos eléctricos y mecánicos que conforman la infraestructura de las líneas de subtransmisión, con excepción de los conductores (vanos). Al conocer el estado de los elementos y de existir anomalías, nos permite planificar un mantenimiento correctivo programado, lo cual ayuda a disminuir costos operativos como mano de obra, disminuir o anular desconexiones por reparación ya que se puede planificar trabajos con tensión, mantener un stock de repuestos necesarios para el mantenimiento, disponer las herramientas adecuadas, mejorar la vida útil de los elementos, confiabilidad en las operaciones y en suministro de energía eléctrica.
- Dentro de las inspecciones, la técnica que ha encontrado mayor número de anomalías es la visual en un 99%, esto no desmerece la importancia de las otras técnicas, por lo cual se define que todas las técnicas son complementarias.
- La técnica de termografía infrarroja es fuerte para detectar puntos calientes por lo que nos permite conocer el estado en empalmes y conectores. Adicional se puede observar calentamiento en aisladores con lo cual se define que la termografía infrarroja debe ser aplicada a todos los aisladores, tanto en poste o torres de paso y retención.

- Una vez determinada la existencia de anomalías, se establece prioridades de mantenimiento a través de, análisis cuantitativo para la técnica de termografía infrarroja y árbol de decisiones para las técnicas visual, ultrasonido acústico y efecto corona.
- Se evalúa los árboles de decisiones planteados, durante el caso práctico y se determina que tienen un procedimiento lógico, aceptables y fiable para determinar las prioridades de mantenimiento.
- El árbol de decisiones de la técnica de efecto corona y del ultrasonido acústico son factibles para detectar anomalías específicamente en los elementos eléctricos, por cuanto el efecto corona al no presentar temperatura la técnica del ultrasonido acústico es complementaria a la técnica de efecto corona ya que permite encontrar los fenómenos de arco eléctrico, tracking y el mismo efecto corona.
- Cuando se determina un punto caliente, la técnica visual apoya, pero no define el grado de severidad en el análisis cuantitativo, por tanto, podríamos decir que cuando se encuentra una anomalía térmica, la técnica visual apoya para observar el estado de los elementos comprometidos térmicamente, y tener una claridad de la reparación a efectuarse.
- La técnica de efecto corona detecta éste fenómeno en aisladores, conductores y otros elementos energizados, ubicando la anomalía con precisión en un lenguaje visual y amigable para el inspector. La cámara de efecto corona al ser un equipo detector visible identifica la anomalía en un punto con exactitud, el cual es analizado con apoyo de la técnica visual, y se aplica el árbol de decisiones para determinar la prioridad de mantenimiento, siendo esta forma la más confiable, ya que el número de eventos producidos por la ionización no es una forma adecuada para priorizar el mantenimiento ya que

los eventos no son fácilmente comparables entre una inspección y otra porque tienen influencia de muchos factores.

- En conductores y otros elementos energizados, a pesar de existir efecto corona, no se observa presencia térmica, por lo que se apoya con la técnica visual y se aplica el árbol de decisiones.
- El método visual, estudiado y analizado, puede ser aplicable a cualquier sistema eléctrico de corriente alterna, sin importar el nivel de voltaje, con o sin carga, siempre y cuando se cumpla los procedimientos de inspección establecidos.
- La técnica de ultrasonido acústico detecta: efecto corona, tracking o arco eléctrico a través del sonido, al detectarse se graba en una forma de onda en función del tiempo, la cual a través de la Transformada de Fourier se convierte una forma de onda en función de la frecuencia, pasando a ser una estampa propia de cada elemento analizado y siendo de fácil interpretación para determinar el tipo de anomalía.
- El método de termografía infrarroja estudiado y analizado, puede ser aplicable a cualquier sistema eléctrico de corriente alterna, sin importar el nivel de voltaje y siempre que exista carga en el sistema, y se cumpla los procedimientos de inspección establecidos. Adicional teóricamente se cumple que la termografía infrarroja solo depende de la carga del sistema sin importar el nivel de voltaje.
- El método de efecto corona es aplicable, para éste estudio, a sistema eléctrico de corriente alterna, iguales o superiores a 69 kV, ya que teóricamente es un fenómeno característico de los sistemas de alta tensión. No se realizó pruebas de éste método a niveles inferiores a 69 kV, por lo cual no se puede concluir si es aplicable.

- Los 3 métodos (ultrasonido acústico, termografía infrarroja y efecto corona) pueden detectar anomalías según lo indicado, las cuales deterioran los elementos en función del tiempo, por lo que será una ventaja aplicar el método visual luego de la aplicación de los otros métodos. Esto apoyará a visualizar con mayor detenimiento las anomalías registradas.

RECOMENDACIONES.

- Realizar un estudio similar en las 4 regiones del Ecuador a diferentes niveles sobre el nivel del mar, para determinar cómo se comportan las anomalías en diferentes condiciones ambientales y a diferentes presiones atmosféricas.
- Obtener una muestra de los elementos que presentan anomalías de efecto corona y ultrasonido acústico, para realizar incisiones y determinar su causa raíz.
- Desarrollar un software que ayude a la colección de información en campo, a la elaboración de los informes y que cuantifique el costo de reparación tomando en cuenta la mano de obra y material.
- Investigar la aplicación de mantenimiento predictivo a conductores (vanos) de líneas de subtransmisión, ya que la inspección visual con el método aplicado no logra observar los conductores.
- Se debe realizar una investigación de mantenimiento prescriptivo aplicado las técnicas: visuales, termografía infrarroja, efecto corona y ultrasonido acústico para detectar anomalías y prever interrupciones de energía eléctrica, no programadas, de las líneas de subtransmisión en el Ecuador, ya que este mantenimiento mejorado es un nuevo concepto que describe una estrategia de mantenimiento similar al predictivo, pero totalmente automatizado y donde se

destaca la capacidad de identificar soluciones a los problemas detectados e incluso la programación automática de las tareas correctivas, ante esta situación existen soluciones como el Big Data Analysis, Machine Learning y la inteligencia artificial (IA), entre otras, las cuales pueden implementarse en forma de un “Modelo de Mantenimiento Prescriptivo”, enfocado en solucionar problemáticas de confiabilidad y optimización de procesos en las líneas de subtransmisión.

BIBLIOGRAFÍA.

- [1] «REGULACIÓN No. ARCONEL- 002/19 EL DIRECTORIO DE LA AGENCIA DE REGULACIÓN Y CONTROL DE ELECTRICIDAD ARCONEL Considerando: Que»,. https://webcache.googleusercontent.com/search?q=cache:OVou3vbYTB&https://www.regulacionelectrica.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2020/01/032-19_140120.pdf+&cd=1&hl=es&ct=clnk&gl=ec (accedido ago. 21, 2021).
- [2] «Adoptando ISO 29821-1 para el Diagnóstico de Fallas Eléctricas», *cmc-latam.com*, may 16, 2019. <https://cmc-latam.com/adoptando-iso-29821-1-diagnostico-fallas-electricas/> (accedido sep. 04, 2021).
- [3] S. R. Barturen Culqui y J. G. Cayaca Cajusol, «Propuesta técnica, económica para el mantenimiento predictivo y preventivo de redes de distribución de 10 KV/22,9 KV/34,5 KV energizadas del alimentador C-212 con un nivel de tensión de 22,9 KV del tramo Chiclayo – Monsefú, 2015», *Univ. César Vallejo*, 2016, Accedido: feb. 26, 2021. [En línea]. Disponible en: <https://repositorio.ucv.edu.pe/handle/20.500.12692/8742>
- [4] W. W. Orellana Ochoa y L. G. Cevallos Álvarez, «Diseño construcción de la línea de subtransmisión a 69 kv songa.», 2019, Accedido: mar. 04, 2021. [En línea]. Disponible en: <http://dspace.ups.edu.ec/handle/123456789/17013>
- [5] O. R. C. Quán, «PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA FACULTAD DE INGENIERÍA», p. 130.
- [6] R. E. S. Cossio, I. A. A. Correa, y J. C. C. Pamplona, «MODELO METODOLÓGICO PARA REALIZAR MANTENIMIENTOS PREDICTIVO Y PREVENTIVO POR MEDIO DE DRONES EN EL SISTEMA DE TRANSMISIÓN REGIONAL EN EL MUNICIPIO DE GUATAPÉ», p. 35, 2017.
- [7] C. J. Francisco, «UNIVERSIDAD DE CARABOBO FACULTAD DE INGENIERÍA ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA DEPARTAMENTO DE POTENCIA», p. 271, 2008.
- [8] M. A. C. Gutiérrez, «MAESTRIA EN GESTION ESTRATÉGICA DE ENERGÍA HIDROCARBUROS Y ELECTRICIDAD», p. 75.

- [9] H. Perez Dominguez, «Aplicación de la estrategia de mantenimiento basado en confiabilidad en las líneas y redes eléctricas de la zona Tampico en el periodo 2016-2017», jun. 2018, Accedido: ene. 23, 2020. [En línea]. Disponible en: <http://200.188.131.162:8080/jspui/handle/123456789/244>
- [10] I. D. R. Sanabria y W. M. C. Peñaranda, «ANÁLISIS DE RESULTADOS DE TÉCNICAS DE ULTRASONIDO Y TERMOGRAFÍA QUE PERMITAN PRONOSTICAR LAS FALLAS EN REDES ELÉCTRICAS AÉREAS Y SUBESTACIONES DE MEDIA Y BAJA TENSIÓN DE EBSA», p. 81, 2018.
- [11] I. Navarrete, S. Cano, N. Balderramo, y G. Pico, «Detección de puntos calientes para la predicción de averías en las zonas de estudio I y II de la CNEL – EP, UNIDAD DE NEGOCIOS MANABI», *Rev. Investig. En Energ. Medio Ambiente Tecnol. RIEMAT ISSN 2588-0721*, vol. 1, n.º 1, Art. n.º 1, ene. 2016, doi: 10.33936/riemat.v1i1.205.
- [12] Y. B. F. Vinicio y I. H. Pérez, «“ANÁLISIS TERMOGRÁFICO DE LA SUBESTACIÓN SAN LORENZO Y SU ALIMENTADOR PRIMARIO PRINCIPAL PARA ELABORAR UN PLAN DE MANTENIMIENTO PREDICTIVO”», p. 124.
- [13] Choc, «Descargar: Propuesta para el mantenimiento predictivo, preventivo y correctivo en líneas de transmisión de 69 KV.» <https://1library.co/document/download/q018w03z> (accedido feb. 26, 2021).
- [14] C. M. Barrera Arévalo y E. J. Zamora Molina, «Diseño de un plan estratégico de mantenimiento utilizando la metodología eromeo para la línea de subtransmisión milagro Durán.», 2017, Accedido: ene. 23, 2020. [En línea]. Disponible en: <http://dspace.ups.edu.ec/handle/123456789/14276>
- [15] G. Espín y D. Benjamín, «Mantenimiento predictivo utilizando la técnica de la termografía en transformadores y alimentadores de la Empresa Eléctrica CNEL EP Bolívar», 2018, Accedido: ene. 23, 2020. [En línea]. Disponible en: <http://dspace.ucuenca.edu.ec/handle/123456789/31314>
- [16] C. Lopez y G. Salazar, «Metodología para la Planificación y Control de la Ejecución de Mantenimientos Preventivos y Correctivos de Líneas de Subtransmisión», *Rev. Téc. Energ.*, vol. 16, n.º 2, pp. 135-147, ene. 2020, doi: 10.37116/revistaenergia.v16.n2.2020.361.
- [17] M. R. C. Barrero y M. E. Garzon, «DIAGNÓSTICO DE REDES DE DISTRIBUCIÓN AEREAS DE 11.4 HASTA 34.5 KV CON LA TÉCNICA DE ULTRASONIDO.», p. 8.
- [18] M. H. Londono, «Introducción, definiciones y principios», p. 22.
- [19] Marketing, «Diferencias entre mantenimiento predictivo, prescriptivo, preventivo y correctivo», *Datision*, may 21, 2020. <https://datision.com/blog/mantenimiento-predictivo-prescriptivo-preventivo-correctivo/> (accedido sep. 11, 2021).
- [20] «¿Mantenimiento prescriptivo vs. predictivo: conoces las diferencias? • Infraspak Blog», *Infraspak Blog*, jul. 29, 2021. <https://blog.infraspak.com/es/mantenimiento-prescriptivo-vs-predictivo/> (accedido sep. 11, 2021).

- [21] «1 1. PRINCIPIOS DE MANTENIMIENTO INDUSTRIAL Y DE». <https://webcache.googleusercontent.com/search?q=cache:8G4CLyrYlBAJ:https://studylib.es/doc/5934086/1-1.-principios-de-mantenimiento-industrial-y-de+&cd=12&hl=es&ct=clnk&gl=ec> (accedido sep. 11, 2021).
- [22] B. Miño y R. Jaramillo, «CORRECTIVO, MANTENIMIENTO PREDICTIVO, MANUAL PROCEDIMIENTO, REGISTRO MANTENIMIENTO.», p. 156.
- [23] A. López, «ATLAS DEL SECTOR ELÉCTRICO», p. 113.
- [24] Ministerio de Energía, «Hormigon». https://www.unidadespropiedad.com/index.php?option=com_wrapper&view=wrapper&Itemid=706. (accedido may 26, 2021).
- [25] A. Erique y M. Alejandra, «Diseño de proyecto eléctrico para acometida de 69KV en subestación para servicios de tratamiento de aguas residuales.», mar. 2017, Accedido: may 24, 2021. [En línea]. Disponible en: <http://repositorio.ucsg.edu.ec/handle/3317/7735>
- [26] Sector Electricidad, «Apantallamiento de líneas de transmisión con cable de guarda | Sector Electricidad | Profesionales en Ingeniería Eléctrica». <http://www.sectorelectricidad.com/12673/proteccion-ofrecida-por-dos-cables-de-tierra/> (accedido may 26, 2021).
- [27] «Código de las Unidades de Propiedad (UP) para los sistemas». http://www.unidadespropiedad.com/index.php?option=com_content&view=article&id=504&Itemid=430 (accedido ago. 21, 2021).
- [28] Asociacion Escuela de Ingenieros, «INECEL 1985 ESTRUCTURAS», *II. Estructuras Tipo para Lineas de Subtransmisiòn a 69 Kv*. <https://webcache.googleusercontent.com/search?q=cache:jZAlmW3e88J:https://pdfslide.net/documents/inecel-19853409.html+&cd=8&hl=es&ct=clnk&gl=ec> (accedido ago. 23, 2021).
- [29] P. O. Moore y American Society for Nondestructive Testing, Eds., *Visual testing*, 3rd ed. Columbus, Ohio: American Society for Nondestructive Testing, 2010.
- [30] «ASME BPVC-V-2015 | Techstreet | Thomson Reuters». https://www.techstreet.com/nsf/standards/asme-bpvc-v-2015?product_id=1886185 (accedido jun. 17, 2021).
- [31] «explore the thermal dimension». https://webcache.googleusercontent.com/search?q=cache:Ge1r8JEHnUk:https://www.flirmedia.com/MMC/ITC/T560421/T560421_EN.pdf+&cd=7&hl=es-419&ct=clnk&gl=ec (accedido jun. 17, 2021).
- [32] M. Huamani, «Efecto Corona». <http://webcache.googleusercontent.com/search?q=cache:M8hDMD5zl2MJ:www.citeenergia.com.pe/wp-content/uploads/2016/09/paper-efecto-corona.pdf+&cd=12&hl=es&ct=clnk&gl=ec> (accedido ago. 23, 2021).
- [33] «Inspecciones - Uvirco Technologies (Pty) Ltd | El fabricante original de cámaras Corona». <https://www.uvirco.com/inspections/> (accedido jul. 28, 2021).

- [34] «¿Qué es la investigación explicativa?», *QuestionPro*, abr. 16, 2019. <https://www.questionpro.com/blog/es/investigacion-explicativa/> (accedido mar. 16, 2021).
- [35] «Diagrama de Pareto: definición, elementos básicos y objetivos», *Rock Content - ES*, jul. 20, 2019. <https://rockcontent.com/es/blog/diagrama-de-pareto/> (accedido sep. 12, 2021).
- [36] «ASNT-SNT-TC-1 A- 2020.pdf».
- [37] V. Vert, «ASNT LEVEL 1 THERMOGRAPHY COURSE MANUAL ©PITI – ALL RIGHTS RESERVED», Accedido: sep. 01, 2021. [En línea]. Disponible en: https://www.academia.edu/29185195/ASNT_LEVEL_1_THERMOGRAPHY_COURSE_MANUAL_PITI_ALL_RIGHTS_RESERVED
- [38] «7 factores al elegir una cámara termográfica para medición de temperatura», *Mesurex*, mar. 03, 2021. <https://mesurex.com/7-factores-al-elegir-una-camara-termografica-para-medicion-de-temperatura/> (accedido jul. 28, 2021).
- [39] «Ti401 Pro, Ti480 Pro, TiX501 and TiX580 Infrared Cameras», p. 5.
- [40] «Calculadora de FOV». https://download.fluke.com/OnlineTools/ES/SVES/FOV_calc_index.html (accedido jul. 28, 2021).
- [41] «CoroCAM-7-2021.2.pdf». Accedido: sep. 02, 2021. [En línea]. Disponible en: <https://www.uvirco.com/wp-content/uploads/2021/08/CoroCAM-7-2021.2.pdf>
- [42] «Inspector Eléctrico UL101 | CTRL Systems». <https://www.ctrlsys.com/ul101-electrical-inspector?lang=es> (accedido sep. 02, 2021).
- [43] «Phantom 4 Pro - Product Information - DJI», *DJI Official*. <https://www.dji.com/phantom-4-pro/info> (accedido sep. 02, 2021).
- [44] «Ultrasonido Acústico en la Fabricación», *CTRL Systems*. <https://www.ctrlsys.com/manufacturing?lang=es> (accedido sep. 04, 2021).

ANEXOS.

ANEXO N.- 01 Procedimientos de calificación y certificación del personal de mantenimiento predictivo aplicable a las inspecciones de las líneas de subtransmisión para el Ecuador.

1. Alcance

- 1.1.** La eficacia de aplicar el mantenimiento predictivo (PdM) depende de la capacidad del personal responsable y de quién realiza las inspecciones. Así este procedimiento establece los requerimientos mínimos de educación, formación, entrenamiento, experiencia, examinación y certificación del personal responsable de llevar a cabo las inspecciones en las líneas de subtransmisión [36].
- 1.2.** Este procedimiento se aplica a todo el personal que lleva a cabo pruebas no destructivas y requieren ser calificados y certificados de acuerdo con los códigos, normas, especificaciones y procedimientos referenciados en el numeral 2 [36].
- 1.3.** El uso de certificaciones centrales de terceros, por ejemplo, ASNT NDT Nivel II, III y otros programas de certificación de terceros reconocidos internacionalmente, se puede usar en lugar de los exámenes del contratista o empresas distribuidoras del Ecuador, según corresponda, siempre que no haya conflicto con el código, o estándar industrial en el Ecuador [36].
- 1.4.** Los contratistas o las empresas distribuidoras del Ecuador podrían contratar a una agencia externa para la ejecución, supervisión y cumplimiento de los delineamientos de éste procedimiento, garantizando así la participación e intercambios de experiencias técnicas con otros organismos de inspección [36].

2. Documentos de referencia

- 2.1.** SNT-TC-1A, Personnel Qualification and Certification in Nondestructive Testing.

3. Terminología y definiciones

- 3.1. **Agencia Certificadora:** Es el empleador (empresa pública o privada del Ecuador), quien certifica a sus empleados.
- 3.2. **Autoridad Certificadora:** Persona o personas apropiadamente designadas por las empresas públicas o privadas del Ecuador para firmar las certificaciones. Estas serán Gerentes u otro cargo de jerárquicos en conjunto con el Instructor del curso[36].
- 3.3. **Agencia Externa:** Empresa o individuo que provee servicios de PdM nivel III o END nivel III al empleador para las calificaciones del personal de empleador. El empleador es quien tiene que revisar y aprobar a la persona o compañía participante [36].
- 3.4. **Calificación:** Demostración de destrezas, conocimiento, entrenamiento y experiencia documentada, requerida por el personal para ejecutar apropiadamente un trabajo específico
- 3.5. **Calibración, Instrumento:** La comparación de un instrumento con o el ajuste de un instrumento a referencias conocidas a menudo trazables al instituto nacional u organismo de normalización del Ecuador [36].
- 3.6. **Certificación:** Testimonio escrito de calificación.
- 3.7. **Certificación Limitada:** Los métodos de PdM, pueden ser subdivididos, limitados, más allá de técnicas o disciplinas de acuerdo a necesidades específicas por el empleador. Estas certificaciones solo existen para niveles II, pero con un alcance limitado. Ejemplo: certificado en efecto corona [36].
- 3.8. **Comparable:** Estar en un nivel equivalente o similar de responsabilidad y dificultad de PdM según lo determinado por el Nivel III PdM o el Gerente de la empresa empleadora.
- 3.9. **Documentado:** La condición hecha de forma escrita y/o electrónica
- 3.10. **Empleador:** Empresas públicas o privadas del Ecuador, quién emplea personal por salarios, honorarios, u otras consideraciones [36].

- 3.11. Experiencia:** Actividades de trabajo cumplidas en un método PdM específico bajo la dirección y supervisión calificada, incluyendo actividades relacionadas con este método, pero no incluyen el tiempo en programas de entrenamientos organizados por el empleador [36].
- 3.12. Examinación a libro cerrado:** Un examen administrado sin acceso a material de referencia, excepto a materiales provistos con o en el examen.
- 3.13. Examen General:** Un examen que atiende los principios básicos del método PdM aplicable y otros tópicos generales tales como soldadura, electricidad, fabricación, materiales y otros métodos de PdM [36].
- 3.14. Examen Específico:** Un examen escrito para determinar el entendimiento del individuo con respecto a los procedimientos, códigos, normas y especificaciones para un método utilizado por el empleador [36].
- 3.15. Examen Práctico:** Un examen para demostrar la habilidad de un individuo para llevar a cabo un método de PdM, utilizado por el empleador. Las preguntas y respuestas no necesitan ser escritas, pero una lista de control debe utilizarse y documentarse las observaciones y resultados [36].
- 3.16. Mantenimiento Predictivo:** Es un proceso que involucra las inspecciones, pruebas o evaluaciones a materiales, objetos o partes de equipos, en búsqueda de anomalías sin afectar, destruir o cambiar sus propiedades físicas, mecánicas y metalúrgicas para un futuro servicio de las partes [36].
- NDT:** Nondestructive Testing (Pruebas No Destructivas).
- END:** Ensayos No Destructivos.
- PdM:** Mantenimiento Predictivo
- 3.17. Práctica Recomendada:** Un conjunto de guías que recomienda una organización, al empleador en el desarrollo de procedimientos uniformes en la calificación y certificación de personal PdM, para satisfacer requerimientos específicos del empleador. Ejemplo: SNT-TC-1A [36]
- 3.18. Técnica:** Es una categoría dentro de un método de PdM. Ejemplo: Inspección visual con drones.

3.19. Entrenamiento: Es un programa desarrollado para impartir el conocimiento y destrezas necesarias para la calificación [36].

3.20. Práctica Escrita: Es un procedimiento escrito desarrollado por el empleador que detalla los requerimientos para la calificación y certificación a sus empleadores.

3.21. Estandarización (Ajuste) del Instrumento: el ajuste de un instrumento utilizando un estándar de referencia apropiado, para obtener o establecer una respuesta conocida y reproducible. (Por lo general, esto se hace antes de un examen, pero se puede llevar a cabo en cualquier momento en el que exista una preocupación acerca del examen o la respuesta del instrumento) [36].

4. Métodos de inspección

La calificación y certificación de personal de PdM, de acuerdo con este procedimiento es aplicable a los siguientes métodos y técnicas:

Método de examinación	Inicial	Técnica
Termografía infrarroja	IR	Eléctrica y Mecánica
Ultrasonido	UT	Acústico en sistemas eléctricos
Visual	VT	Cámaras telefotográficas
		Drones con cámaras fotográficas
Efecto Corona	EC	Ionización en sistemas eléctricos

Tabla N. 1: Listado de Métodos y Técnicas de PdM aplicados en líneas subtransmisión [36]

5. Niveles de Calificación

5.1. Para Ecuador existirán tres niveles básicos de calificación.

5.2. Mientras que el personal esté en entrenamiento inicial previo a la calificación y certificación, el individuo será considerado como aprendiz.

El Aprendiz no debe realizar individualmente ninguna interpretación, evaluación, o reportar resultados de ninguna prueba de PdM [36].

5.3. Los tres niveles básicos de calificación son:

5.3.1. Nivel I PdM: Será calificado en el método aplicable para:

Ejecutar apropiadamente, calibraciones específicas de PdM, y evaluaciones específicas para determinar aceptación o rechazo en una inspección. Al decir “específica” se refiere a que se debe realizar de acuerdo con instrucciones escritas y registros de resultados, descritos en un procedimiento. El nivel I no tiene autoridad para firmar la aceptación de la inspección [36]

El nivel I de PdM debe recibir el entrenamiento y supervisión necesaria por un nivel II o nivel III en PdM y NO podrá firmar los reportes de inspección.

5.3.2. Nivel II PdM: Será calificado en el método o técnica aplicable para:

Calibrar equipos de PdM, para interpretar y evaluar resultados con respecto a códigos aplicables, estándares y especificaciones. El nivel II PdM, debe estar completamente familiarizado con el alcance y limitaciones de los métodos para los cuales ha sido calificado y debe asumir responsabilidades por el entrenamiento de los Aprendices, niveles I y de otros niveles II PdM. El nivel II PdM debe ser capaz de organizar y reportar los resultados de PdM. El nivel II puede firmar como responsable de una inspección y dictaminar la condición de una parte de acuerdo a criterios de aceptación y rechazo descritos en los documentos técnicos aplicables para cada inspección y método. El nivel II puede firmar como APROBADOR de informes [36].

5.3.3. Nivel III PdM: Será calificado en el método o técnica aplicable para:

Cumplir con todas las responsabilidades descritas para el nivel I y II. Debe ser capaz de desarrollar, calificar, y aprobar procedimientos. Debe

establecer y aprobar técnicas de inspección, interpretar códigos, estándares, especificaciones, y procedimientos, y designaciones de métodos, técnicas, y procedimientos de PdM a ser usados. El nivel III en PdM, debe ser el responsable de las operaciones de PdM, y debe ser capaz de interpretar, evaluar y APROBAR resultados en términos de códigos existentes, estándares y especificaciones en los respectivos informes. El nivel III en PdM debe tener la suficiente experiencia práctica en aplicaciones de fabricación de materiales y productos, para establecer técnicas y criterios de aceptación o rechazo. El nivel III PdM, debe ser capaz de entrenar y examinar a personal de PdM como niveles I, II y III para certificarlos en los diferentes métodos [36].

6. Educación, entrenamiento y experiencia requeridos para calificación inicial en PdM.

- 6.1.** Ecuador considerará como candidato para la certificación en PdM, a las personas que tendrán suficiente educación, formación, entrenamiento y experiencia para asegurar la calificación en aquellos métodos los cuales están siendo considerados para certificación. Documentos previos a la certificación pueden ser usados por el empleador como evidencia de calificación, para un nivel comparable de certificación [36].
- 6.2.** Los documentos de entrenamiento y experiencia alcanzados en posiciones y actividades anteriores, comparables a los niveles I, II y/o III descritos en esta práctica escrita, pueden ser consideradas satisfactorias según los criterios del 6.3 [36].
- 6.3.** Para ser considerados a una certificación, un candidato debe satisfacer uno de los siguientes criterios aplicables para cada nivel:

6.3.1. Niveles PdM I y II

La tabla 2 lista los requerimientos de entrenamiento y las horas de experiencia a ser consideradas para la calificación inicial e individual del nivel I y nivel II.

Método de examinación	Nivel NDT	Técnica	Horas de entrenamiento	Experiencia	
				Mínimo de horas en el método o técnica	Total de horas en NDT
Termografía infrarroja	1		32	210	400
	2	Eléctrica / Mecánica	34	1260	1800
Prueba de ultrasonido	1		40	210	400
	2		40	630	1200
Prueba visual	1		8	70	130
	2		16	140	270
Efecto Corona*	2		24	-	-

* CITI, Corona Inspection Training Institute

Tabla N. 2: Niveles de experiencia y entrenamiento inicial para niveles I y II y II limitados [36]

Notas:

- Si una persona es calificada directamente como nivel II, la experiencia requerida será igual a la suma de los tiempos requeridos para el nivel I y nivel II y la formación estará compuesta por la suma de las horas requeridas para el nivel I y nivel II [36].

6.3.2. NIVEL PdM III

6.3.2.1. Tener un título de nivel de estudios de mínimo cuatro años en un instituto superior técnico o universidad en la rama de ingeniería o ciencias, más un año adicional de experiencia como un nivel II PdM en el método de PdM aplicable o con un comparable a los requerimientos del nivel II PdM [36].

6.3.2.2. Tener completado con pase de grado mínimo dos años de estudios superiores de ingeniería o ciencias, en una

universidad o instituto superior técnico, más dos años adicionales de experiencia como un nivel II PdM en el método de PdM aplicable o con un comparable a los requerimientos del nivel II PdM [36].

7. Programas de entrenamiento.

- 7.1.** Personal que sea considerado para una certificación inicial debe completar la formación suficiente de entrenamiento organizado y estar completamente familiarizado con los principios y prácticas del método de PdM específica relacionada con el nivel deseado de certificación aplicable a los procesos que se utilizarán y los productos de la prueba. El entrenamiento puede ser llevado por un instructor, autoestudio, entrenamiento virtual, entrenamiento por software de computadora o por internet. El entrenamiento virtual, entrenamiento por software de computadora o por internet llevara las horas y contenido de entrenamiento de acuerdo a 7.2. Todo programa de entrenamiento debe ser aprobado por un Nivel III NDT [36].
- 7.2.** El programa de entrenamiento debe incluir las suficientes exámenes para asegurar el entendimiento necesario de la información.
- 7.3.** Cuando se requiera servicios de capacitación externa, el empleador es responsable asegurar que cada servicio reúna los requerimientos de este procedimiento [36].

8. Exámenes

8.1. Administración y ejecución.

- 8.1.1.** Un Nivel III en PdM, debe ser el responsable para la administración y ejecución de la examinación especificada en iii. hasta vii., para los niveles I y II u otro personal nivel III. La administración y ejecución de exámenes puede ser delegadas a un representante calificado por un nivel III PdM en el Ecuador y luego deben ser registradas. Un representante calificado de

empleador, realizará la actual administración y ejecutar las exámenes para un nivel III, especificadas en 8.7 [36]

8.1.1.1. Para ser designado como un representante calificado del nivel III en la administración y ejecución de los exámenes de calificación personal nivel I y II. La persona designada tendrá documentada las instrucciones específicas dadas por el nivel III en la administración y ejecución de los exámenes de calificación para personal en PdM. Adicionalmente el examen práctico debe ser administrado por una persona certificada en el método aplicable de PdM como nivel II o III [36].

8.1.1.2. Excepto de lo que se manifiesta en 8.7.4. y 8.7.5. un candidato a nivel III deberá aprobar un examen básico para nivel III, un examen específico del método para nivel III, el cual será administrado y calificado por el nivel III NDT designado en la administración y ejecución del programa de calificación o deberá presentar a este mismo representante la documentación que lo avale como nivel III NDT para ser revisada y aprobada. Las preguntas utilizadas para la examinación del nivel III serán aprobadas por un nivel III certificado en los métodos para los cuales las exámenes serán administradas [36].

8.1.2. Para personal nivel I y II, la calificación de aprobación debe ser determinada por un simple promedio de los resultados de los exámenes general, específico y práctico como se los describe posteriormente. Para personal nivel III la calificación de aprobación debe ser determinado por un simple promedio de los resultados de la examinación básica, del método y específico como se describe posteriormente [36].

- 8.1.3. Las exámenes realizadas por el empleador para la calificación de aprobación es el promedio de los exámenes efectuados y será mayor o igual al 80 por ciento, con exámenes individuales de no menos del 70 por ciento [36].
- 8.1.4. Cuando una examinación es administrada y ejecutada para el empleador por medio de una agencia externa, el empleador aceptará como 80% el porcentaje total de aprobación [36].
- 8.1.5. Si el empleador requiere contratar los servicios de exámenes por una empresa externa, deberá asegurarse de que esta certifique al personal de acuerdo al presente procedimiento [36].
- 8.1.6. En ningún caso una examinación se realizará por uno mismo y así mismo o por un subordinado.

8.2. Examinación Visual

- 8.2.1. **Visión cercana.** La examinación debe asegurar la capacidad del personal para visión cercana de forma natural o corregida en por lo menos un ojo, de tal forma que sea capaz de leer un mínimo de letras JAEGER número 2, a una distancia no menor de 12 Inches (30,5 cm) en un gráfico de prueba Jaeger estándar. Esta examinación debe ser realizada anualmente [36].
- 8.2.2. **Diferenciación de contraste de color.** La examinación debe demostrar la capacidad del personal de distinguir y diferenciar el contraste entre colores o formas de grises utilizados en el método de “Ishihara Color Plates”. Este examen debe ser realizado en intervalos de cinco años [36].
- 8.2.3. Este examen lo podrá realizar el nivel III en PdM, o el nivel Capacitador, o un profesional optómetra designado por el nivel III, o por el medico ocupacional de la empresa y expirará el último día del mes de expiración [36].

8.3. Examen General (Escrito, para niveles I y II PdM)

- 8.3.1.** La examinación general debe direccionarse a los principios básicos del método aplicable.
- 8.3.2.** En la preparación del examen, el nivel III PdM o el nivel Capacitador debe seleccionar preguntas apropiadas que cubran el método de aplicación el grado requerido por el procedimiento de calificación de personal en PdM de la Empresa [36].
- 8.3.3.** El contenido y formato de las preguntas será similar a las preguntas de ejemplo del apéndice de la SNT-TC-1A.
- 8.3.4.** El mínimo número de preguntas será de 40 [36].

8.4. Examen Específico (Escrito, para niveles I y II PdM)

- 8.4.1.** El examen específico debe contener temas referentes al equipo, procedimientos de operación, y técnicas de PdM que el individuo puede encontrar durante asignaciones específicas definidas por el empleador [36].
- 8.4.2.** El examen específico debe también cubrir las especificaciones o códigos y criterios de aceptación usados en los procedimientos de PdM del empleador.
- 8.4.3.** El mínimo número de preguntas es de 20.

8.5. Examen Práctico (para niveles I y II PdM)

- 8.5.1.** El candidato debe demostrar familiaridad y capacidad para operar el equipo necesario de PdM, registros, y analizar los resultados para el nivel requerido [36].
- 8.5.2.** Por lo menos un espécimen con defectos debe ser inspeccionado y los resultados de PdM analizados por el candidato en campo o laboratorio [36].
- 8.5.3.** Examen práctico del personal nivel I y II PdM. La habilidad debe ser demostrada en la selección y ejecución de la técnica PdM

aplicable dentro del método e interpretación y evaluación de resultados sobre uno o más probetas aprobados por el nivel III PdM. Por lo menos 10 diferentes puntos de chequeo son requerido para lograr un entendimiento de las variables de PdM y los requerimientos del procedimiento deben ser incluidos en este examen práctico y registrados. El candidato debe detectar todas las anomalías y condiciones especificadas por el nivel III. La práctica debe ser puntuada en base a porcentajes de los puntos de chequeo preestablecidos [36].

8.6. Criterios Adicionales de las exámenes escrita, específica y práctica.

8.6.1. Exámenes escritas de los niveles I, II, III en PdM

8.6.1.1. Todos los exámenes escritos para los niveles I, II y III deben ser realizados a libro cerrado, excepto cuando estos requieran datos, tales como: gráficos, tablas, especificaciones, procedimientos, etc., que pueden ser provistos con o en el examen. Todas las preguntas de los exámenes de nivel I PdM y nivel II PdM deben ser aprobadas por el nivel III PdM [36].

8.6.2. El empleador puede eliminar la examinación específica si el candidato tiene un certificado validado ASNT NDT nivel II en el método y adicional se demuestra la experiencia de éste, en algún sector industrial [36].

8.6.3. Exámenes Prácticos

8.6.3.1. Un Nivel II ACCP debe reunir con todos los requerimientos del 8.5

8.6.4. Un nivel III NDT es el responsable para asegurar que si los exámenes específico y práctico de un ACCP y un ASNT nivel II

usados por el empleador según 8.6.2 y 8.6.3.1. y requerimientos de 8.4.1, 8.4.2 y 8.5.5. son satisfechos [36].

8.7. Exámenes para Nivel III PdM

8.7.1. Examen Básico

8.7.1.1. Examinación básica de PdM (Es requerido por una sola vez, cuando más de otros métodos PdM sean tomados). El mínimo número de preguntas que debe ser tomado es como sigue [36]:

8.7.1.2. Quince (15) preguntas relacionadas con el entendimiento del documento SNT-TC-1A.

8.7.1.3. Veinte (20) preguntas relacionadas para materiales aplicables, fabricación y tecnología del producto.

8.7.1.4. Veinte (20) preguntas similares a las preguntas realizadas sobre otros métodos PdM requeridas para calificación de nivel II PdM [36].

8.7.2. Examen del Método. (Para cada método)

8.7.2.1. Treinta (30) preguntas relativas a fundamentos y principios, similares a las preguntas publicadas por ASNT para nivel III por cada método y.

8.7.2.2. Quince (15) preguntas relativas para la aplicación y el establecimiento de técnicas y procedimientos, similares a las preguntas publicados por ASNT para nivel III por cada método, y

8.7.2.3. Veinte (20) preguntas relativas a la capacidad de interpretación de códigos, estándares y especificaciones del método PdM [36].

8.7.3. Examen Específico (por cada método)

8.7.3.1. Veinte (20) preguntas relativas a las especificaciones, equipamiento, técnicas y procedimientos aplicables al empleador, productos y métodos empleados y a la

administración del empleador descrita en esta práctica escrita [36].

8.7.3.2. El empleador puede eliminar el examen específico si el candidato tiene un nivel III PdM ASNT o nivel III ACCP Profesional certificado en el método y si evidencia documentadamente su experiencia, incluida la preparación de procedimientos de PdM, códigos, estándares o especificaciones y la evaluación de resultados de pruebas de PdM [36].

8.7.4. Un nivel III ASNT certificado, cumple las exámenes descritas en los numerales 8.7.1 y 8.7.2 para cada método PdM aplicable.

8.7.5. Un nivel III ACCP certificado, cumple las exámenes descritas en los numerales 8.7.1 y 8.7.2 para cada método PdM aplicable.

8.8. Reexaminación

8.8.1. Aquel que falle en lograr alcanzar los porcentajes requeridos en algún examen, debe esperar 30 días para rendir otra examinación, o recibir un entrenamiento adicional por un NIVEL III PdM antes de la reexaminación [36].

9. Certificación

9.1. La certificación en todos los niveles del personal de PdM es responsabilidad del empleador [36].

9.2. Certificación de personal en PdM se basará sobre la demostración de una calificación satisfactoria según las secciones 6, 7 y 8 de esta práctica escrita.

9.3. A opción del empleador podrá contratar los servicios de una agencia externa que se ocupe de proveer los servicios de un nivel III PdM. En tales

circunstancias la responsabilidad de la certificación siempre será el empleador [36].

9.4. Los archivos del personal certificado deben ser mantenidos en un registro por el empleador durante la duración especificada y debe incluir lo siguiente [36]:

9.4.1. Nombre del individuo certificado.

9.4.2. Nivel de certificación y el método PdM

9.4.3. Educación y experiencia de cada certificación individual

9.4.4. Demostración de cumplimiento satisfactoriamente con el entrenamiento en concordancia a esta Práctica Escrita

9.4.5. Resultados de la examinación de visión según 8.2. y su periodo de certificación.

9.4.6. Copias de la examinación actual o evidencia de los exámenes

9.4.7. Otras pruebas adecuadas de calificaciones satisfactorias cuando tales calificaciones se utilizan en lugar del examen prescrito en 8.7.3.2

9.4.8. Evidencia de grados

9.4.9. Firma del nivel III verificando las calificaciones del candidato para la certificación.

9.4.10. Fecha de certificación y/o recertificación

9.4.11. Fecha de expiración de la certificación.

9.4.12. Firma del representante de la Empresa.

9.5. Los registros de las certificaciones del personal serán mantenidos por el periodo de certificación individual. Después de la separación o terminación del empleo o expiración de la certificación, los registros de certificación del personal afectado pueden ser removidos de los registros activos, pero se mantendrá al menos 12 meses [36].

10. Evaluación del desempeño técnico

- 10.1.** El personal de PdM puede ser reexaminado en cualquier tiempo a criterio del responsable del empleador, o a resultados dados por una auto-evaluación después de una auditoria interna realizada en la Empresa, y podrá extender o revocar sus certificaciones [36].
- 10.2.** Se evaluará el desarrollo técnico de los niveles I y II y esta deberá ser evaluada y documentada por el responsable de la Empresa, se evaluará recurrentemente cuándo la Empresa sienta la necesidad de hacerlo por medio de una examinación práctica, esta examinación la realizará un nivel III. La examinación práctica se realizará siguiendo la sección 8.5, con un plazo máximo del tiempo de validez de la certificación [36].

11. Servicio interrumpido de trabajo en PdM

- 11.1.** Al menos que se requiera por contrato, o determinado por un código aplicable, estándar, especificación o regulación, la reexaminación y la recertificación de la certificación de personal PdM será requerido si la certificación individual [36].
 - 11.1.1.** Si el candidato para certificarse se encuentra realizando tareas ajenas a pruebas de PdM por más de seis meses o mas
 - 11.1.2.** Para un total acumulativo de 6 meses o más durante un periodo de 1 año o más.
- 11.2.** Todos los niveles de personal PdM con servicio interrumpido deberán recertificarse por reexaminación en alguno o en todas las partes de los exámenes para el método aplicable que determine el nivel III PdM y/o el designado por las empresas [36].

12. Recertificación

- 12.1.** Todo el personal en los diferentes niveles de PdM deben ser re-certificado periódicamente de acuerdo con uno de los siguientes criterios:
 - 12.1.1.** Evidencia satisfactoria de continuidad en el desarrollo de las técnicas.

12.1.2. Reexaminación de acuerdo a los numerales 8 considerados por el nivel III responsable.

12.2. Todos los niveles de PdM serán recertificados por un nivel III en PdM cada cinco años. La certificación expira el último día del mes de expiración [36].

13. Terminación de la certificación

13.1. El empleador deberá considerar revocada las certificaciones cuándo el personal haya dejado de pertenecer a la Empresa.

13.2. Un nivel I, II, y III, cuya certificación ha sido revocada por dejar de pertenecer a una organización puede ser calificado nuevamente por un nivel III en PdM de su nuevo empleador y certificado por el nuevo empleador al mismo nivel precedente, basado a exámenes como se indica en la sección 8 y de acuerdo a lo siguiente [36]:

13.2.1. El empleado tiene que tener una certificación previa a la prueba.

13.2.2. El empleado debe haber estado trabajando en PdM en el método que haya estado certificado dentro del plazo de seis meses después de la revocación [36].

13.2.3. El empleado debe ser recertificado dentro de los 6 meses de la revocación.

13.2.4. Previa a la examinación para la certificación, los empleados que no cumplan con los requerimientos anteriores deben recibir un entrenamiento adicional como se considere apropiado por un nivel III en PdM y/o el designado de la empresa [36].

14. Restitución de la certificación

14.1. Un nivel I, II y III, cuya certificación ha sido revocada pueden volver a ser certificado con su anterior nivel de PdM, sin un nuevo examen si proporciona todas las siguientes condiciones [36]:

- 14.1.1.** El empleador, ha mantenido la certificación personal y los documentos necesarios de acuerdo a lo descrito anteriormente en 9.4
- 14.1.2.** Si la vigencia de su certificación no ha expirado al momento de la terminación de su contrato con la Empresa.
- 14.1.3.** Si el empleado está siendo reintegrado, dentro de los seis meses de la terminación de su contrato [36].

ANEXO N.- 02 Tabla de Normas

INSPECCION VISUAL	CÓDIGO DE NORMA	ITEM DE NORMA
Inspección Postes		
- Poste de hormigón	NTE INEN 1965-1	Norma de fabricación y Requisitos a cumplir en las pruebas
	7. Aceptación o rechazo	
	a. Inspección visual	
	4.15. Acabados superficiales	Visualmente buen aspecto
		Libre de fisuras (condiciones normales de trabajo fisuras hasta 0,20 mm y condiciones agresivos como costa marítima, posibles ataque de químicos, etc fisuras hasta 0,10 mm)
		Daños superficiales (los que afectan a la estructura deben ser retirados y los que no afectan a la estructura deben ser reparados)
		Provistas de tuercas de acero galvanizado (en caso de tener toma a tierra)
	4.8. Armadura principal	Varilla libre de óxido, <i>no expuesta al intemperie.</i>
	7.3. Flexión	Libre de flexión (ya que una vez flexionado es porque paso su zona elástica).
	CONSTRUCTIVO	
		Inclinación.
Inspección Perfil L		
- Crucetas	NTE INEN 3046	Norma de fabricación de producto
- Pie de amigo	4.7.1 Resistencia a la corrosión	No deben mostrar señales de corrosión que pueda afectar su funcionamiento.
- Pletinas	NTE INEN 2215	Acero estructural laminado en caliente, acero de grado A36 o A572 de grado 50
	6.2.2.1 Rechazo individual del material	El material que presente rajaduras, laminación, astillamientos, o cualquier otro defecto que afecte su utilización será rechazado.
	ASTM A123	Norma de Galvanizado
	6.2. Acabado	El revestimiento será continuo
	6.4. Aspecto	Libre de áreas sin revestir
		Exposición del material base y que no exceda los máximos permitidos (6.2.1.: Cada área sujeta a renovación será de 1 pulgada [25 mm] o menos en su dimensión más angosta)
	8.3. Adhesión	Se considerará inadecuada si el revestimiento se descascara exponiendo el material base.
Inspección Herrajes:		
- Abrazadera o collar	NTE INEN 3046	Norma de fabricación de producto
- Perno máquina, Tuerca, Perno U, Perno ojo	4.7.1 Resistencia a la corrosión	No deben mostrar señales de corrosión que pueda afectar su funcionamiento.
- Arandelas de presión y/o presión	NTE INEN 2215	Acero estructural laminado en caliente, acero de grado A36 o A572 de grado 50
- Grillete	6.2.2.1 Rechazo individual del material	El material que presente rajaduras, laminación, astillamientos, o cualquier otro defecto que afecte su utilización será rechazado.
- Adaptador bola - ojo	ASTM A123	Norma de Galvanizado
- Adaptador Y, bola - horquilla	6.2. Acabado	El revestimiento será continuo
- Grapa de suspensión con conector	6.4. Apariencia	Libre de áreas sin revestir

- Grapa de retención con conector		Exposición del material base y que no exceda los máximos permitidos (6.2.1.: Cada área sujeta a renovación será de 1 pulgada [25 mm] o menos en su dimensión más angosta)
- Grapa de suspensión para cable de guarda	8.3. Adhesión	Se considerará inadecuada si el revestimiento se descascara exponiendo el material base.
- Grapa de retención para cable de guarda	ASTM A153	Norma de Galvanizado por inmersión y centrifugado
- Herraje sujeción cable de guarda	4.1. Acabado y apariencia	Los artículos recubiertos de zinc deben estar libres de áreas sin recubrimiento, ampollas, depósitos de fundente, inclusiones de escoria y otros tipos de proyecciones que puedan afectar la utilización de los artículos.
- Conector bifilar o ranura paralela	ASTM A153	Norma de Galvanizado por inmersión y centrifugado
	4.1. Acabado y apariencia	Los artículos recubiertos de zinc deben estar libres de áreas sin recubrimiento, ampollas, depósitos de fundente, inclusiones de escoria y otros tipos de proyecciones que puedan afectar la utilización de los artículos.
Inspección Aisladores vidrio o porcelana		
- Caperuza	ASTM A153	Norma de Galvanizado por inmersión y centrifugado
	4.1. Acabado y apariencia	Los artículos recubiertos de zinc deben estar libres de áreas sin recubrimiento, ampollas, depósitos de fundente, inclusiones de escoria y otros tipos de proyecciones que puedan afectar la utilización de los artículos.
- Flocado		
- Cemento		
- Vástago o perno	ASTM A153	Norma de Galvanizado por inmersión y centrifugado
	4.1. Acabado y apariencia	Los artículos recubiertos de zinc deben estar libres de áreas sin recubrimiento, ampollas, depósitos de fundente, inclusiones de escoria y otros tipos de proyecciones que puedan afectar la utilización de los artículos.
- Falda de vidrio o porcelana	ANSI C29.9	
	4.2. Material	La cara de la porcelana debe ser esmaltada, libre de imperfecciones (Rotura, Flameo, Fisuras, Porosidades)
- Número de aisladores 52-3 suspensión	Estructuras tipo para línea de Subtransmisión a 69 kV, INECEL / AISLADORES	
	5	Es la cantidad de aisladores a utilizarse en cada estructura y en todas las zonas, excepto las abajo descritas.
	6	Es la cantidad en aisladores a utilizarse en cada estructura y cuando la línea corriera muy próxima al mar, por zonas de tormentas, en condiciones de niebla frecuente o por zonas de atmósfera contaminada.
- Número de aisladores 52-3 retención	Estructuras tipo para línea de Subtransmisión a 69 Kv, INECEL / AISLADORES	
	6	Es la cantidad de aisladores a utilizarse en cada estructura y en todas las zonas, excepto las abajo descritas.
	7	Es la cantidad en aisladores a utilizarse en cada estructura y cuando la línea corriera

		muy próxima al mar, por zonas de tormentas, en condiciones de niebla frecuente o por zonas de atmósfera contaminada.
--	--	--