



ESPE
UNIVERSIDAD DE LAS FUERZAS ARMADAS
INNOVACIÓN PARA LA EXCELENCIA

**DEPARTAMENTO DE ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA
CARRERA DE INGENIERÍA ELECTROMECAÁNICA**

**TRABAJO DE TITULACIÓN, PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO
DE INGENIERO ELECTROMECAÁNICO**

**TEMA: APLICACIÓN DE TÉCNICAS PREDICTIVAS EN AISLADORES
INSPECCIÓN VISUAL, EFECTO CORONA Y TERMOGRAFÍA EN
LÍNEAS DE SUBTRANSMISIÓN DE LA ZONA COSTERA DEL PAÍS
PARA ESTABLECER UN PLAN DE MANTENIMIENTO Y EVALUACIÓN
TÉCNICA-ECONÓMICA**

AUTORES:

CALUÑA TERREROS, ERIKA KATIUSHKA

LÓPEZ CARRASCO, DAYSY VALERIA

DIRECTOR: ING. MULLO QUEVEDO, ÁLVARO SANTIAGO

LATACUNGA

2019



DEPARTAMENTO DE ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

CARRERA DE INGENIERÍA ELECTROMECAÁNICA

CERTIFICACIÓN

Certifico que el trabajo titulado “**APLICACIÓN DE TÉCNICAS PREDICTIVAS EN AISLADORES INSPECCIÓN VISUAL, EFECTO CORONA Y TERMOGRAFÍA DE LÍNEAS DE SUBTRANSMISIÓN DE LA ZONA COSTERA DEL PAÍS PARA ESTABLECER UN PLAN DE MANTENIMIENTO Y EVALUACIÓN TÉCNICA-ECONÓMICA**” fue realizado por las señoritas, Caluña Terreros Erika Katiushka y López Carrasco Daysy Valeria el mismo que ha sido revisado en su totalidad, analizado por la herramienta de verificación de similitud de contenido; por lo tanto cumple con los requisitos teóricos, científicos, técnicos, metodológicos y legales establecidos por la Universidad de Fuerzas Armadas ESPE, razón por la cual me permito acreditar y autorizar para que lo sustente públicamente.

Latacunga, 1 de julio 2019

Firma:

Ing. Alvaro Santiago Mullo Quevedo
C.C.: 0502768542



DEPARTAMENTO DE ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA
CARRERA DE INGENIERÍA EN ELECTROMECÁNICA

AUTORÍA DE RESPONSABILIDAD

Nosotras, Caluña Terreros Erika Katiushka y López Carrasco Daysy Valeria declaramos que el contenido, ideas y criterios del trabajo de titulación **“APLICACIÓN DE TÉCNICAS PREDICTIVAS EN AISLADORES INSPECCIÓN VISUAL, EFECTO CORONA Y TERMOGRAFÍA DE LÍNEAS DE SUBTRANSMISIÓN DE LA ZONA COSTERA DEL PAÍS PARA ESTABLECER UN PLAN DE MANTENIMIENTO Y EVALUACIÓN TÉCNICA-ECONÓMICA”**, es de nuestra autoría y responsabilidad, cumpliendo con los requisitos teóricos, científicos, técnicos, metodológicos y legales establecido por la Universidad de las Fuerzas Armadas ESPE, respetado los derechos intelectuales de terceros y referenciando en las citas bibliográficas.

Consecuentemente el contenido de la investigación mencionada es veraz.

Latacunga, 1 de julio 2019

Firma:

Caluña Terreros Erika Katiushka
C.C.: 180469548-2

Firma:

López Carrasco Daysy Valeria
C.C.: 180443297-7



DEPARTAMENTO DE ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA
CARRERA DE INGENIERÍA EN ELECTROMECÁNICA

AUTORIZACIÓN

Nosotras, Caluña Terreros Erika Katiushka y López Carrasco Daysy Valeria autorizamos a la Universidad de las Fuerzas Armadas ESPE publicar el trabajo de titulación **“APLICACIÓN DE TÉCNICAS PREDICTIVAS EN AISLADORES INSPECCIÓN VISUAL, EFECTO CORONA Y TERMOGRAFÍA DE LÍNEAS DE SUBTRANSMISIÓN DE LA ZONA COSTERA DEL PAÍS PARA ESTABLECER UN PLAN DE MANTENIMIENTO Y EVALUACIÓN TÉCNICA-ECONÓMICA”** en el Repositorio Institucional, cuyo contenido, ideas y criterios son de nuestra responsabilidad.

Latacunga, 1 de julio 2019

Firma:

Caluña Terreros Erika Katiushka
C.C.: 180469548-2

Firma:

López Carrasco Daysy Valeria
C.C.: 180443297-7

DEDICATORIA

Mi tesis se la dedico con mucho cariño y amor a mi madre y mejor amiga Margarita Terreros quien ha estado especialmente en los momentos las difíciles de mi vida siendo mi consejera, mi apoyo.

A mi padre, Héctor Caluña y hermanos, Diego y Joel, quienes me han enseñado que el trabajo con esfuerzo, dedicación, sacrificio, honradez, es el más satisfactorio. Gracias por los valores y principios que han inculcado en mí.

Finalmente, se la dedico a Leonado Ch. quien ha estado a mi lado durante esta etapa importante de mi vida que ha culminado. Te quiero

Erika

El presente trabajo de investigación va dedicado a esos seres llenos de luz que hacen que mis días sean grandiosos, mis padres Mentor López y Rocío Carrasco por siempre brindarme su amor, paciencia, apoyo y consejos durante toda mi vida, me enseñaron que con esfuerzo y constancia se logra las cosas, sin ellos jamás lo hubiese logrado. “*Los Amo Mucho*”.

A mis hermanos Juan Carlos, Diana y Santiago, a mis sobrinos y cuñados por confiar en mí y darme su apoyo, su cariño, aliento y esperanza en todo momento. “*Por fin hermanos lo logré*”.

A mi sobrino Christopher quien con sus ocurrencias alivio los días más difíciles, su cariño y amor me alentaron a seguir. “Gracias Cris”

Daysy Valeria

AGRADECIMIENTO

Quiero agradecer a mis padres por ser quienes me impulsaron a seguir mis sueños y metas, que gracias a sus enseñanzas y ejemplo me he convertido en una gran mujer de la cual ellos se pueden sentir orgullosos.

Erika

A Dios Padre Todopoderoso, por darme sabiduría ser mi camino, verdad, y vida, a Jesucristo quien me llena con su infinito amor y misericordia, gracias por haberme permitido alcanzar la meta anhelada fruto del Espíritu Santo que aumentaron mi esfuerzo constancia y dedicación. *“Gracias Dios por todo”*

A César el amor de mi vida quien con su amor infinito paciencia y entrega para conmigo, estuvo presente en todo momento motivándome, tu afecto y cariño son los detonantes de mi felicidad, de mi esfuerzo y de mis ganas de buscar lo mejor, gracias por ayudarme a concluir esta etapa de mi vida. *“Eres mi inspiración, Te Amo”*

Daysy Valeria

ÍNDICE DE CONTENIDOS	
DEPARTAMENTO DE ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA	i
CERTIFICACIÓN	ii
AUTORÍA DE RESPONSABILIDAD	iii
AUTORIZACIÓN	iv
DEDICATORIA	v
AGRADECIMIENTO	vi
ÍNDICE DE CONTENIDOS	vii
ÍNDICE DE FIGURAS	xii
ÍNDICE DE TABLAS	xiv
RESUMEN	xvi
ABSTRACT	xvii
CAPÍTULO I	
PROBLEMÁTICA	
1.1 Planteamiento del problema	1
1.2 Antecedentes	1
1.3 Justificación e importancia	2
1.4 Objetivos	3
1.4.1 Objetivo general	3
1.4.2 Objetivos específicos.....	3
CAPÍTULO II	
MARCO TEÓRICO	
2.1 Antecedentes de investigación	4
2.2 Línea de subtransmisión.	5
2.3 Aisladores en líneas de subtransmisión	5
2.4 Material de los aisladores	6
2.4.1 Aisladores de vidrio y porcelana	6
2.4.2 Diferencia entre los aisladores de vidrio y porcelana	7
2.4.3 Aisladores poliméricos.....	7
2.5 Tipos de Aisladores	8
2.5.1 Aislador Espiga	8

2.5.2 Aislador de soporte o rígido.....	8
2.5.3 Aislador de cadena o Suspensión.	9
2.5.4 Aislador de tensión o Amarre	10
2.6 Tipos de contaminación.....	11
2.6.1 Contaminación Marina.....	11
2.6.2 Contaminación industrial	12
2.6.3 Contaminación Desértica	13
2.7 Técnicas Predictivas.....	13
2.8 Inspección Visual	13
2.8.1 Fallas por contaminación en aisladores.....	17
2.9 Termografía.....	20
2.9.1 Clasificación	21
2.9.2 Procedimiento para análisis termográfico	21
2.9.3 Termografía en el mantenimiento predictivo.....	22
2.9.4 Cámara infrarroja	22
2.9.5 Tipos de cámaras.....	23
2.9.6 Análisis de Termografía mediante la cámara Fluke Ti32	27
2.9.7 Monitoreo de Sistemas Eléctricos.....	27
2.9.8 Criterios de Evaluación de la gravedad de la temperatura.....	28
2.9.9 Criterios de diferencia de temperatura.....	28
2.9.10 Aspectos importantes para la toma de termogramas.....	28
2.9.11 Normas de termografía.....	34
2.10 Efecto Corona	37
2.10.1 El efecto corona en cadena de aisladores	38
2.10.2 Manifestaciones del Efecto Corona	40
2.10.3 Cámara coronográfica	41
2.10.4 Pérdidas por Efecto Corona	43
2.10.5 Método de Peek para el cálculo de pérdidas por efecto corona.....	44
2.11 Pérdidas técnicas	45
2.12 Pérdidas no técnicas	47
2.13 Tipos de Mantenimientos.....	48

2.13.1	Mantenimiento Predictivo	49
2.13.2	Mantenimiento Preventivo	51
2.13.3	Mantenimiento Correctivo.....	52
2.13.4	Mantenimiento Proactivo	53
2.14	Fórmulas para el desarrollo del Mantenimiento Predictivo.....	53
2.14.1	Tiempo medio entre fallas	53
2.14.2	Tiempo medio de reparación	55
2.14.3	Disponibilidad (D).....	55
2.14.4	Factor de fiabilidad.....	55
2.14.5	Factor de Disponibilidad (FD).....	55
2.14.6	Frecuencia de inspecciones	56
2.14.7	Factor de Costo.....	56
2.14.8	Factor de Falla	57
2.14.9	Factor de Ajuste	58
2.14.10	Intervalo de Inspecciones Predictivo	59
2.15	Fundamentación legal	59
2.16	Hipótesis	59
2.17	Variables de investigación	59
2.18	Operacionalización de variables.....	60

CAPÍTULO III

METODOLOGÍA

3.1	Modalidad de la investigación.....	61
3.2	Tipos de Investigación.....	61
3.3	Diseño de la investigación	62
3.4	Niveles de investigación	63
3.5	Muestra	65
3.6	Técnicas de recolección de datos.....	65
3.6.1	Instrumentos	65
3.7	Técnicas de análisis de datos.....	66
3.8	Técnicas de comprobación de hipótesis.....	66

CAPÍTULO IV

ANÁLISIS DE DATOS

4.1	Análisis estadístico mediante inspección visual.....	67
4.1.1	Inspección visual 2015	67
4.1.2	Inspección predictiva 2016	70
4.1.3	Inspección Visual 2017.....	70
4.1.4	Inspección Visual 2018.....	72
4.1.5	Deterioro de aisladores	75
4.2	Análisis estadístico mediante termografía	78
4.2.1	Termografía 2015.....	78
4.2.2	Termografía 2017	80
4.2.3	Termografía 2018.....	81
4.3	Análisis estadístico efecto corona.....	85
4.3.1.	Efecto corona en aisladores 2015, 2017, 2018.....	86
4.3.2	Efecto corona 2015	87
4.3.3	Efecto Corona 2017.....	89
4.3.4	Efecto Corona 2018.....	91
4.4	Relación entre efecto corona y termografía	94
4.5	Cálculo de pérdidas de potencia y energía por efecto corona	95
4.6	Cálculo de la cadena de aisladores.....	99

CAPÍTULO V

ELABORACIÓN DEL PLAN DE MANTENIMIENTO PARA LA LÍNEA DE SUBTRANSMISIÓN SAN VICENTE- JAMA

5.1	Descripción de la línea San Vicente -Jama.	102
5.2	Área de mantenimiento	103
5.2.1	Misión.....	103
5.2.2	Visión	103
5.2.3	Objetivos	103
5.3	Políticas.....	103
5.4	Personal a ser designado	104
5.5	Equipos de protección	104
5.6	Clima y condiciones de contaminación	105

5.6.1	Condiciones ambientales de San Vicente.....	105
5.6.2	Condiciones ambientales de Jama	106
5.6	Plan de mantenimiento.....	108
5.7	Disponibilidad de datos	110
5.8	Procedimiento de seguridad para mantenimiento de redes eléctricas	110
5.9	Procedimiento para realizar Inspección visual en Aisladores en la línea	114
5.9.1	Criterios de Aceptación	117
5.9.2	Anomalías existentes en los aisladores.....	118
5.9.3	Reporte de inspección.....	119
5.10	Procedimiento de inspección bajo el Estándar ASTM E 1934-99	120
5.10.1	Criterios de Aceptación	124
5.10.2	Reporte de inspección.....	125
5.11	Procedimiento de inspección utilizando Efecto Corona	125
5.11.1	Criterios de Aceptación	128
5.11.2	Reporte de inspección.....	128
5.12	Procedimiento de lavado de aisladores. ANEXO C.	129
5.13	Frecuencia de mantenimiento	134
5.13.1	Frecuencia de inspecciones	136
5.13.2	Pérdidas Económicas.....	137
	CONCLUSIONES	140
	RECOMENDACIONES	142
	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	143
	ANEXOS.....	149

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Aislador de suspensión	6
Figura 2. Aislador tipo espiga	8
Figura 3. Aisladores de soporte.....	9
Figura 4. Aislador tipo cadena	10
Figura 5. Aislador tipo amarre	11
Figura 6. Aislador afectado por hongos.	12
Figura 7. Aislador afectado por la contaminación industrial	12
Figura 8. LUMIX G5	16
Figura 9. Aislador afectado por exceso de corriente de fuga	18
Figura 10. Proceso de flameo de los aisladores	19
Figura 11. Aislador con caperuza perforada.....	19
Figura 12. Imagen termográfica en subestaciones	23
Figura 13. Cámara Termográfica Fluke.....	25
Figura 14. Anemómetro.....	27
Figura 15. Patrón de Radiación de cargas desbalanceadas.....	28
Figura 16. Resolución Térmica.....	29
Figura 17. Paletas de Colores	30
Figura 18. Rango de temperatura, Bushings de un Transformador.	31
Figura 19. Situación de medición	31
Figura 20. Campo de visión.....	33
Figura 21. Relación voltaje- corriente	37
Figura 22. Anillo anti Corona	38
Figura 23. Efecto corona en cadena de aisladores.....	39
Figura 24. Espectro de la radiación emitida por efecto corona	39
Figura 25. Ruido recomendable por la O.M.S en dB	40
Figura 26. Cámara CoroCam 6D.....	42
Figura 27. Curva de falla de un equipo.....	48
Figura 28. Diagrama de mantenimiento predictivo	50
Figura 29. Diagrama mantenimiento preventivo	52

Figura 30. Diagrama mantenimiento correctivo	53
Figura 31. Porcentajes de puntos con anomalías en el 2015	67
Figura 32. Frecuencia de Anomalías en Inspección Visual 2015.....	68
Figura 33. Reporte de Inspección Visual	69
Figura 34. Porcentajes de puntos con anomalías en el 2017	70
Figura 35. Porcentajes de puntos con anomalías en 2018	73
Figura 36. Frecuencia de Anomalías en Inspección Visual 2018.....	74
Figura 37. Comportamiento de anomalías.....	74
Figura 38. Evolución del deterioro en los aisladores durante 4 años	77
Figura 39. Delta Térmico de Aisladores 2015.....	79
Figura 40. Delta Térmico de Aisladores 2017	81
Figura 41. Delta Térmico de Aisladores 2018.....	83
Figura 42. Aumento de puntos calientes	85
Figura 43. Efecto Corona en Aisladores 2015, 2017, 2018.....	86
Figura 44. Efecto Corona 2015.....	87
Figura 45. Efecto Corona 2017.....	89
Figura 46. Efecto Corona 2018.....	91
Figura 47. Reporte de efecto corona	93
Figura 48. Progreso del efecto corona en la línea	94
Figura 49. Efecto corona VS. Termografía	95
Figura 50. Localización de la Línea. S/E San Vicente-Jama.....	102
Figura 51. Diagrama de flujo del mantenimiento preventivo y predictivo	109
Figura 52. Etapas del mantenimiento	110
Figura 53. Cadena de aisladores de suspensión	133

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1	<i>Diferencias entre aisladores de vidrio y aisladores de porcelana</i>	7
Tabla 2	<i>Número de fotografías a tomar por aisladores</i>	14
Tabla 3	<i>Variación de temperatura</i>	35
Tabla 4	<i>Normas que hacen referencia al EPP</i>	36
Tabla 5	<i>Datos técnicos de la cámara coronográfica</i>	42
Tabla 6	<i>Clasificación del nivel de daño efecto corona</i>	43
Tabla 7	<i>Factor Superficial y Ambiental</i>	45
Tabla 8	<i>Pérdidas técnicas de cada empresa distribuidora</i>	46
Tabla 9	<i>Pérdidas técnicas de cada empresa distribuidora</i>	47
Tabla 10	<i>Operacionalización de variable independiente</i>	60
Tabla 11	<i>Operacionalización de variable dependiente</i>	60
Tabla 12	<i>Datos Estadísticos de la inspección visual 2015</i>	67
Tabla 13	<i>Frecuencia de Anomalías según el tipo de Aislador</i>	68
Tabla 14	<i>Datos Estadísticos de la Inspección Visual 2017</i>	70
Tabla 15	<i>Frecuencia de Anomalías según el tipo de Aislador</i>	71
Tabla 16	<i>Datos Estadísticos de la Inspección 2018</i>	72
Tabla 17	<i>Frecuencia de Anomalías según el tipo de Aislador</i>	73
Tabla 18	<i>Deterioro del aislador (muestra)</i>	75
Tabla 19	<i>Datos Estadísticos de la Inspección Termográfica del 2015</i>	78
Tabla 20	<i>Datos Estadísticos de la Inspección Termográfica 2017</i>	80
Tabla 21	<i>Datos Estadísticos de la Inspección Termográfica del 2018</i>	81
Tabla 22	<i>Efecto corona 2015, vs Inspección Visual y Termografía</i>	88
Tabla 23	<i>Efecto corona 2017, vs Inspección Visual y Termografía</i>	90
Tabla 24	<i>Efecto corona Tercer Año, vs Inspección Visual y Termografía</i>	92
Tabla 25	<i>Pérdidas por efecto corona en Aisladores por año</i>	96
Tabla 26	<i>Pérdidas por efecto corona al año</i>	97
Tabla 27	<i>Niveles de contaminación</i>	107
Tabla 28	<i>Distancia de seguridad para trabajos en A.V.</i>	117
Tabla 29	<i>Criterios de Aceptación para el análisis de Inspección Visual</i>	117

Tabla 30	<i>Anomalías existentes en los aisladores</i>	118
Tabla 31	<i>Criterios de aceptación según ANSI/NEMA/IEEE A.V.</i>	124
Tabla 32	<i>Criterios de Aceptación según el fabricante de la cámara</i>	128
Tabla 33	<i>Distancias de seguridad para el lavado de aisladores</i>	131
Tabla 34	<i>Parámetros de seguridad según resistividad y presión del agua</i>	131
Tabla 35	<i>Disponibilidad de los datos de la línea de S/E San Vicente-Jama</i>	135
Tabla 36	<i>Datos MTBF en días y horas</i>	135
Tabla 37	<i>Datos MTTR, Disponibilidad, Factor de Fiabilidad</i>	136
Tabla 38	<i>Frecuencia de Inspecciones</i>	136
Tabla 39	<i>Energía perdida en la Línea San Vicente-Jama de los últimos años</i>	137
Tabla 40	<i>Costo Total de Pérdidas en la Línea San Vicente-Jama</i>	138
Tabla 41	<i>Energía disponible y Pérdidas de energía de CNEL</i>	139

RESUMEN

Las pérdidas de energía eléctrica en la zona costera del país muestra porcentajes elevados como por ejemplo la Unidad de Negocio CNEL Sto. Domingo para el año 2018 presenta un 7,49% de pérdidas técnicas y 1% de pérdidas no técnicas según el Plan Maestro de Electrificación 2013-2022, en el volumen II de Estudio y Gestión de la demanda Eléctrica realizado por el CONELEC, por lo que el presente trabajo pretende realizar un plan de mantenimiento basado en la aplicación de técnicas predictivas como inspección visual, efecto corona y termografía, donde se hizo uso de datos históricos desde el 2015 y actuales para la realización del análisis estadístico donde categorizó las anomalías encontradas en inspección visual en los aisladores para darles un grado de severidad, se realizó una predictiva donde se determinó un aumento del 1% de puntos de inspección que presentarán efecto corona y termografía para el año 2019, se demostró que el efecto corona se presenta en la zona costera a un nivel de 69KV debido a las condiciones climáticas, las pérdidas de energía por efecto corona son despreciables en comparación a las perdidas por salida de la línea no programadas, para la realización del plan de mantenimiento se determinó la frecuencia de inspecciones predictivas una vez al año y de mantenimiento preventivo dos veces al año para evitar las pérdidas económicas que para el año 2018 fueron de 56.459,19 USD.

PALABRAS CLAVE:

LINEAS DE TRANSMISIÓN - EFECTO CORONA

AISLADORES - ELECTRICIDAD

TERMOGRAFIA

ABSTRACT

Losses of electricity in the coastal area of the country show high percentages, such as the CNEL Sto. Business Unit. Domingo for the year 2018 presents 7.49% of technical losses and 1% of non-technical losses according to the Electrification Master Plan 2013-2022, in Volume II of Study and Management of Electric Demand made by CONELEC, so that the present work intends to carry out a maintenance plan based on the application of predictive techniques such as visual inspection, crown effect and thermography, where historical data were used from 2015 and current for the statistical analysis where it categorized the anomalies found in visual inspection in the insulators to give them a degree of severity, a predictive was made where an increase of 1% of inspection points was determined that will present corona and thermography effect for the year 2019, it was demonstrated that the corona effect occurs in the area coast at a level of 69KV due to climatic conditions, the energy losses by corona effect are negligible in In addition to the losses due to unscheduled exit from the line, the frequency of predictive inspections once a year and preventive maintenance twice a year was determined to avoid the economic losses that for the year 2018 were 3,521,414.69 USD.

KEYWORDS:

TRANSMISSION LINES - CORONA EFFECT

ISOLATORS - ELECTRICITY

THERMOGRAPHY

CAPÍTULO I

1 PROBLEMÁTICA

1.1 Planteamiento del problema

El sistema eléctrico interconectado del Ecuador, es un sistema de barra infinita que provee de energía eléctrica sin cortes a todo el país. Pero en las líneas de Subtransmisión cercanas a la zona costera existe salinidad que causa contaminación, además las condiciones ambientales como temperatura y humedad son muy elevadas llegando 29 °C y 98% de humedad (weatherspark, 2018), disminuyendo considerablemente la resistencia dieléctrica de los aisladores, y con esto provocan diferentes tipos de fallas que pueden conllevar a cortes y pérdidas de energía de la línea, por lo que es necesario establecer un plan de mantenimiento con los datos obtenidos mediante la aplicación de técnicas predictivas con el fin de prevenir fallas y pérdidas en el transporte de energía.

1.2 Antecedentes

En el Plan Maestro de Electrificación 2013-2022, en el volumen II de Estudio y Gestión de la demanda Eléctrica realizado por el CONELEC, presenta el porcentaje de las pérdidas técnicas obtenidas de las empresas distribuidoras de energía en donde la región litoral, muestra un porcentaje mayor de pérdidas técnicas en la CNEL Sto. Domingo 7.49% (CONELEC, 2015).

En el Ecuador la contaminación ambiental en los aisladores se presenta con mayor magnitud en las cercanías al mar, debido a la acumulación de sedimentos salinos y

polvos los cuales en estado seco presentan muy alta resistividad, pero al interactuar con la humedad estas partículas se vuelven conductoras las cuales originan corrientes de fuga en la superficie del aislador (Tinoco, 2002).

Se debe considerar que, en la superficie de los aisladores, la concentración máxima de depósito de sal con la que no tiene riesgo de producir fallas o arcos es 0.03mg (Sakshaug E.C, 1982). Estas sales al ser absorbentes, retienen cantidades de agua formando soluciones conductoras, esto puede llevar a un contorneo en todo el aislador lo cual puede ser disipado por las protecciones.

1.3 Justificación e importancia

Con la implementación de técnicas predictivas se obtendrán datos que serán útiles para la predicción de fallas por problemas en los aisladores, se realizará un plan de mantenimiento para aisladores de las líneas de Subtransmisión de la zona costera del país que durante varios años han presentado fallas y pérdidas económicas, y así asegurar que el sistema eléctrico sea eficiente y viable.

Dentro de los objetivos que tiene la Universidad de las Fuerzas Armadas - ESPE se encuentra la formación integral de profesionales de excelencia con enfoque investigativo, capaces de solucionar problemas en el entorno en el que se desarrollen, es por eso que el presente proyecto busca mejorar de la viabilidad del sistema eléctrico de la zona costera al diseñar un plan de mantenimiento predictivo y el análisis técnico-económico, adecuado para las condiciones de contaminación presentes en la línea de subtransmisión.

El proyecto puede ser utilizado también como medio de aprendizaje para los estudiantes de Ingeniería que se están formando en el área de Ingeniería en Mantenimiento, Líneas de Transmisión, y Alto Voltaje en la Universidad de las Fuerzas Armadas – ESPE ya que en la regulación 002/18 del CONELEC referente a la Calidad del Sistema Eléctrico de Distribución, menciona la importancia de un suministro eléctrico continuo y de la calidad, que posee estándares mínimos de evaluación y medición por parte de las empresas eléctricas Distribuidoras.

1.4 Objetivos

1.4.1 Objetivo general

Aplicar técnicas predictivas en las líneas de subtransmisión mediante el uso de equipos de inspección visual, termografía y efecto corona en aisladores en la zona costera del país para establecer un plan de mantenimiento y la evaluación técnica-económica.

1.4.2 Objetivos específicos

Investigar el estado del arte de las técnicas predictivas existentes para realizar un modelo de mantenimiento para de aisladores en alto voltaje.

Definir una muestra de las líneas de Subtransmisión de la zona costera para analizar las anomalías relevantes asociadas a la contaminación de los aisladores.

Diseñar un modelo aplicable al mantenimiento de aisladores en líneas de subtransmisión de 69KV, para mejorar la logística y reducir costos en las pérdidas utilizando datos históricos de CNEL-EP Sto. Domingo.

CAPÍTULO II

2 MARCO TEÓRICO

El presente capítulo abarca definiciones y terminología, la cual permitirá tener un breve conocimiento acerca del área de estudio, así como identificar los elementos necesarios para realizar la aplicación de las técnicas predictivas en la línea de Subtransmisión de la zona costera del país y poder establecer un plan de mantenimiento.

2.1 Antecedentes de investigación

En la tesis “MODELO DE MANTENIMIENTO PARA AISLADORES CONTAMINADOS EN LA LÍNEA 220 KV CÓNDORES - PARINACOTA ” (2018). Previo la obtención del título de ingeniero civil electricista, el autor Cristian David Silva Pacheco, desarrolla un plan de mantenimiento puesto que en la línea Cóncores- Parinacota de Chile, entre el 2006 y el 2016 en esta línea se presentaron 20 eventos de falla de los cuales el 30 % fueron debidos a la contaminación. (Silva C. , 2018)

En la tesis “Análisis del fenómeno efecto corona en la cadena de aisladores de la línea de transmisión L-1001 Machupicchu - Cachimayo.” (2015). Previo la obtención del título de ingeniero electricista de los autores Diego Huamani y Luis Salcedo, fue realizada con el fin de evaluar los problemas que causa el efecto corona en las líneas de transmisión como pérdidas de potencia y deterioros en las cadenas de aisladores, donde las condiciones de efecto corona aumenta según las condiciones críticas de lluvia, humedad, contaminación y principalmente aisladores en malas condiciones físicas y operativas. (Luis Salcedo, 2015)

En la tesis “PRINCIPIOS BÁSICOS DE LA TERMOGRAFÍA INFRARROJA Y SU UTILIZACIÓN PARA MANTENIMIENTO PREDICTIVO” (2011). Previo la obtención del título de especialista en control e instrumentación industrial de la Universidad Pontificia Bolivariana, como autores Lidia Neita y Elkin Peña, explica la importancia, características, ventajas, desventajas, toda la información necesaria para la realización e interpretación de las imágenes termográfica obtenidas. (Lidia Neita, 2011)

2.2 Línea de subtransmisión.

Las de plantas de generación, líneas de transmisión, líneas de Subtransmisión y distribución son los elementos que componen los sistemas eléctricos de potencia, una línea de Subtransmisión es un sistema constituido por elementos que puede transportar energía eléctrica a un voltaje de 115 KV, 69 KV, 34.5KV, 46 KV a través de conductores. Es importante resaltar que el voltaje de Subtransmisión debe ser elevado, para que exista una mejor capacidad de la línea y menores pérdidas por unidad de potencia transmitida (Loor, 2013).

2.3 Aisladores en líneas de subtransmisión

Los aisladores tienen la función de sujetar mecánicamente, manteniéndolo aislado de tierra, de otros conductores y de estructuras mecánicas, los aisladores deben ser capaces de soportar todo tipo de tensiones ya sean eléctricas o mecánicas. En las líneas de alta tensión se utilizan aisladores tipo suspensión de polímero como se puede observar en la figura 1 los cuales consta de una hilera de discos, donde el número de disco depende de varios factores como, el nivel de contaminación, voltaje de fase de línea, la distancia mínima de fuga, aislamiento para un nivel de impulso de rayo (Loor, 2013).

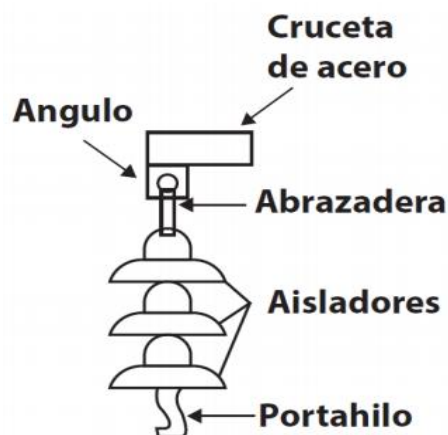


Figura 1 Aislador de suspensión

Fuente: (Loor, 2013)

2.4 Material de los aisladores

Los aisladores se pueden clasificar de acuerdo a diversos factores, según el material que los constituye, existe aisladores de vidrio, de porcelana y plástico. De acuerdo al uso los aisladores pueden ser de intemperie y de recintos cubiertos. Por el diseño se pueden clasificar en aisladores rígidos, de suspensión y de tipo espiga. Según el régimen de operación son aisladores de corriente continua y corriente alterna.

2.4.1 Aisladores de vidrio y porcelana

Este tipo de aisladores presenta excelentes propiedades de fuerza soportable, peso, resistencia a la contaminación razonable y distintas dimensiones dependiendo las necesidades. Los aisladores de porcelana son más utilizados en las partes externas, es decir a la intemperie, debido a sus componentes aislantes como el cuarzo, caolín y feldespato.

Los aisladores de vidrio pueden soportar altas y bajas temperaturas, poseen alta resistencia, incluso a la presencia de colisiones. Si el aislador presenta algún tipo de fisura de inmediato se rompe la falda con el fin de que no exista caída del conductor.

2.4.2 Diferencia entre los aisladores de vidrio y porcelana

Tabla 1

Diferencias entre aisladores de vidrio y aisladores de porcelana

Vidrio	Porcelana
Se puede observar con facilidad las anomalías internas.	No se observa defectos internos
En presencia del sol, existe menor calentamiento debido a que las ondas pasan directamente a través del vidrio y no son retenidas.	Se calientan con gran facilidad, absorben rayos solares.
Son más atractivos, lo que hace que sean más susceptibles para vandalismo.	No son vistosos
Cuando existe variabilidad en la tensión, estos no se perforan con facilidad	Se agrietan rápidamente en presencia de cambios de voltaje.

2.4.3 Aisladores poliméricos

En los aisladores poliméricos la utilización de materiales o recubrimientos hidrofóbicos aumentan la vida útil del aislador. Este tipo de aisladores posee una alta resistencia a la tracción y bajo peso, se han empezado a utilizar ampliamente para ambientes similares de alta contaminación. La ventaja de utilizar este tipo de aisladores es que las características hidrofóbicas que son traspasadas a agentes contaminantes que se

encuentran sobre la superficie, lo que disminuye los efectos de contaminación (Chamorro, 2017).

2.5 Tipos de Aisladores

2.5.1 Aislador Espiga

Está compuesto por un material dieléctrico lo que permite montarlo sólidamente sobre una estructura a través de una espiga que sujeta al aislador, como se muestra en la figura 2.



Figura 2. Aislador tipo espiga

Fuente: (DISMATEL, 2015)

2.5.2 Aislador de soporte o rígido

Este tipo de aisladores están constituidos para soportar tensiones de arco hasta 200KV a 60 Hz al existir riesgo al aplicar voltajes altos a un solo aislador provoca que este tipo de elementos no se use con tensiones mayores a 66 KV (Figura 3).

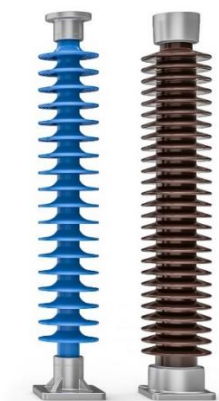


Figura 3. Aisladores de soporte

Fuente: (LAPP INSULATORS, 2016)

2.5.3 Aislador de cadena o Suspensión.

Los aisladores de cadena se usan para voltajes superiores a 66 KV, en largos vanos y conductores de gran tamaño. Están formados por un número variable de elementos, los mismos que poseen grados de libertad alrededor de la unión al soporte. En las cadenas de aisladores se presenta un número de discos tal que es proporcional al nivel de voltaje, así por ejemplo se tiene para 66 KV se debe colocar de 4 a 5 discos, para 110 KV de 7 a 8, para 132 KV de 8 a 10, para 154 KV de 9 a 11, para 220 de 14 a 20.

La tensión de arco por contorno en cadenas de aisladores de suspensión es casi proporcional a la distancia, a 60 Hz y con las sobretensiones que se originan en las maniobras (Harper, 2000).

El aislador de tipo cadena es utilizado en alto y medio voltaje, debido a que permite elevar la tensión, aumentando la longitud de la cadena. Al presentarse rotura en uno de

los aisladores, no se suspende el servicio por completo puesto que la cadena sigue manteniendo al aislador (Figura 4).



Figura 4. Aislador tipo cadena

Fuente: (DISMATEL, 2015)

2.5.4 Aislador de tensión o Amarre

Es la cantidad de aisladores que se encuentran ubicadas en el límite de la línea de transmisión. Su finalidad es soportar la tensión y el esfuerzo de tensión de un cable. Cuando existe conductores muy pesados se dispone cadenas dobles y triples para que puedan soportar. (Figura 5)



Figura 5. Aislador tipo amarre

Fuente: (LAPP INSULATORS, 2016)

2.6 Tipos de contaminación

Los diferentes tipos de contaminación en los aisladores pueden ser:

2.6.1 Contaminación Marina

Puede ubicarse no sólo en las cercanías a la costa, sino también a distancia considerables del mar, su nivel de contaminación se ubica entre los niveles medios, altos y en algunas ocasiones críticos. Esta contaminación contiene altos niveles de sal y humedad, estos niveles no se mantienen constantes por lo que en un año los niveles de contaminación pueden ser mínimos o máximos. En las cadenas de aisladores también se pueden encontrar contaminación por hongos como se puede observar en la figura 6.



Figura 6. Aislador afectado por hongos.

Fuente: (Pozo, 2009)

2.6.2 Contaminación industrial

La contaminación de tipo industrial se origina por el desarrollo industrial, generando desechos los cuales son enviados a la atmósfera, el nivel de contaminación depende cada zona. Existen casos en que los desechos se adhieren fuertemente al aislador lo que puede afectar a la eficiencia del aislador y al deterioro prematuro del aislador. (Figura 7)



Figura 7. Aislador afectado por la contaminación industrial

Fuente: (Pozo, 2009)

2.6.3 Contaminación Desértica

Se produce en zonas que se caracterizan por largos periodos sin lluvia, y fuertes vientos que transportan arena y sal, el cual en estado seco tiene una alta resistencia, pero en el momento que esta capa de contaminación de arena y sal se humedece se vuelve conductora. En estos lugares las fluctuaciones varían hasta un 93% de humedad máximo (Jesus Alberto Hernandez, 2015).

2.7 Técnicas Predictivas

2.8 Inspección Visual

Este tipo de técnica predictiva es un de las más comunes existentes que ayuda a comprobar el estado de los aisladores, se trata de recorrer la línea de Subtransmisión observando las irregularidades que presentan los aisladores (Silva C. , 2018). El principal instrumento de evaluación es el ojo humano que se complementa con instrumentos de iluminación y medición.

Los resultados dependen de la experiencia del técnico y de su agudeza visual, al realizar el análisis de las líneas de subtransmisión se debe realizar con un dron que posea cámara fotográfica incorporada.

Ventajas

- Es un tipo de inspección de muy bajo costo.
- También entrega información sobre otros elementos de la línea.

Desventajas

- Se debe realizar este tipo de inspección por personas que tengan experiencias y tenga la capacidad de analizar el estado del aislador de manera visual.
- No entrega datos certeros ni comparables.
- Incluso con visión aumentada es difícil detectar daños severos en un aislador con simple vista (Silva C. , 2018).


En la actualidad existen dos tipos de falla que pueden detectarse por medio de la técnica de inspección visual: 1) Degradación (corrosión, contaminación y caleo); 2) Daño (tracking, faldón roto, barra descubierta, etc.)

Número y Orden de Capturas de Imágenes.

Al realizarse la inspección visual de las anomalías notorias se procede a la captura de imágenes fotográficas y de ser posible video. En la tabla 2 representa el número de fotografías a tomar según el elemento, se debe tomar de derecha hacia la izquierda, si al fotografiar existe aisladores de suspensión se debe considerar que el ángulo de disparo del dron será 30°.

Tabla 2

Número de fotografías a tomar por aisladores

ítem	69kV	N. de fotos
Suspensión o pasante (Aislador cadena)		
1	Foto panorámica horizontal	1
		Continua 

2	Línea de guarda	1
3	Cadena de aisladores por la parte superior	3
4	Cadena de aisladores por la parte inferior	6
5	si se observa anomalía crítica o importante	hasta 3
Suspensión o pasante (Aislador line post)		
1	Foto panorámica horizontal	1
2	Línea de guarda	1
3	Cadena de aisladores por la parte superior	3
4	Cadena de aisladores por la parte inferior	3
5	si se observa anomalía crítica o importante	hasta 3

Una vez tomadas las fotografías se procede a verificar la claridad y la nitidez, el dron captura imágenes en 4K (3840*2160).

Cámara Fotográfica para realizar inspección visual

Para realizar inspección visual se recomienda utilizar una cámara fotográfica profesional PANASONIC LUMIX G5. (figura 8)

La fotografía es la principal herramienta para la inspección visual, siendo indispensable conocer los parámetros y configuración es de la cámara fotográfica. Las fotografías se tomarán en modo manual íntegramente, con el debido manejo de todos los controles de la cámara. Para esto el técnico recibirá la inducción y realizará las prácticas necesarias.



Figura 8. LUMIX G5

Fuente: (Panasonic, 2012)

Características de la Cámara

Sensibilidad (ISO)

La sensibilidad ISO marca la cantidad de luz que necesita la cámara para hacer fotografía.

Para las cámaras fotográficas modelo LUMIX, el ISO recomendable más bajo es de 160 y máximo 3200.

SOLEADO LUMINOSO: ISO 160 - 200

NUBLADO: ISO 400

NOCHE: ISO 3200

Velocidad de obturación

Hace referencia al período de tiempo durante el cual está abierto el obturador de la cámara fotográfica. Se expresa en segundos y fracciones de segundo. Para las cámaras fotográficas modelo LUMIX, la velocidad recomendable más baja es de 80 y máximo 1000.

SOLEADO LUMINOSO: 1/200 - 1/250

NUBLADO: 1/60 - 1/160

NOCHE: 1/60 – 1/160

2.8.1 Fallas por contaminación en aisladores.

El flameo presente por la contaminación en los aisladores ocurre cuando existen depósitos acumulados de sustancias, partículas como óxidos metálico y coque que en ambientes secos son conductoras, y las partículas como las sales que al humedecerse permiten la conductividad de la energía eléctrica.

Excesiva corriente de fuga

En el momento en que se presenta humedad en la superficie del aislador su resistencia disminuye considerablemente y se presenta una corriente de fuga que aumenta la temperatura del aislador, y esta disminuye la resistencia dieléctrica del aislador. (Figura 9)

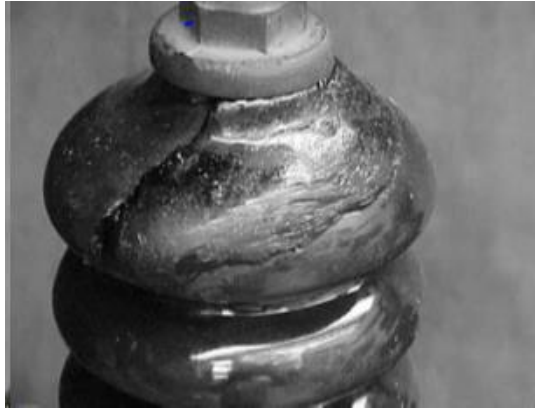


Figura 9. Aislador afectado por exceso de corriente de fuga

Fuente: (David, 2017)

Flameos continuos

Existen 3 tipos de flameos por contaminación.

- Cuando el aislador se expone a la lluvia después de haber sido energizado al voltaje normal de trabajo, durante un largo período de tiempo.
- Cuando un aislador contaminado y “húmedo” se energiza a su voltaje normal de trabajo. Se puede presentar el flameo antes de alcanzar la estabilidad térmica.
- Cuando un aislador contaminado y “húmedo” se somete a un voltaje transitorio. Siempre se presenta el flameo antes de llegar a la misma. (figura 24)

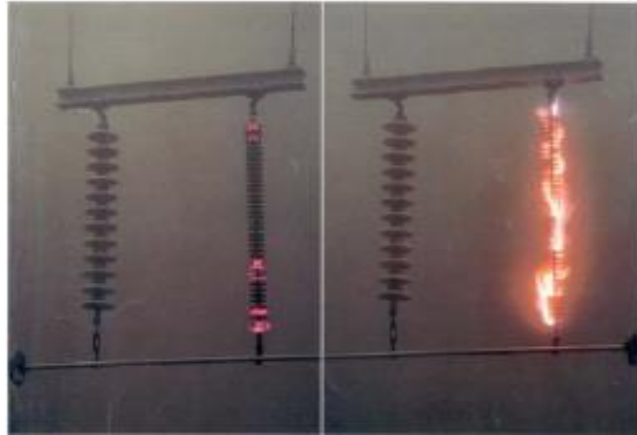


Figura 10. Proceso de flameo de los aisladores

Fuente: (David, 2017)

Perforación

El excesivo calentamiento local y el calentamiento diferencial ocasionados por la excesiva corriente de fuga, disminuyen rápidamente la resistencia dieléctrica del material, lo cual existe una mayor disipación de energía hasta producir la ruptura y perforación del aislador.(Figura 11)



Figura 11. Aislador con caperuza perforada

Fuente: (Valerino, 2003)

Corrosión

La corrosión aparece de forma acelerada en las partes metálicas en instalaciones que operan en zonas de alta contaminación. Las causas principales de la corrosión son:

- Corriente de fuga.
- Pérdida del galvanizado, quedando el metal expuesto al medio corrosivo
- Generación de ácido nítrico a partir de ozono producido por el efecto corona y el calentamiento.

2.9 Termografía

Las lecturas infrarrojas de la temperatura pueden determinar defectos en los aisladores, debido a la degradación de los materiales bajo efectos de campos eléctricos asociados a la generación de calor. También las descargas se pueden determinar por mediciones infrarrojas. Con la termografía se puede detectar una disminución de la hidrofobia de los materiales polímeros. La imagen obtenida por la termografía se denomina termograma que permite determinar los gradientes de temperatura y de este modo formar patrones para reconocimiento de la falla (Silva C. , 2018).

Importancia

Existen pérdidas en todas las máquinas y sistemas eléctricos, donde el paso de corriente, cargas elevadas, vibraciones, fatiga de materiales, condiciones ambientales, hacen que esa energía se transforme en calor, el cual provoca el deterioro de las superficies y fallas en los sistemas eléctricos o mecánicos. Pero este tipo de anomalías

pueden ser detectadas por termografía infrarroja que visualiza los puntos de alto riesgo de falla.

2.9.1 Clasificación

Termografía cualitativa

Mediante la inspección por medio de termografía infrarroja, se detecta las anomalías térmicas que dependen del tipo de trabajo pueden ser puntos calientes o fríos, que poseen temperaturas diferentes a las de condiciones normales de trabajo.

Termografía cuantitativa

Una vez identificada la anomalía térmica, se procede a medir la temperatura, con estos datos se puede realizar un histórico para determinar si hay un incremento de temperatura, y anticiparse a la falla (Valenzuela, 2006).

2.9.2 Procedimiento para análisis termográfico

Estudio de la aplicación

Se debe obtener información de proceso o funcionamiento a la cual se aplicará termografía infrarroja, para adaptar la cámara a la aplicación de estudio, ya que no existe una cámara para todas las aplicaciones.

Programación de inspección

Estas se las debe realizar cuando los sistemas o equipos se encuentran en plena carga, algunas semanas antes del paro general, y cuando se tienen emergencias, esto con el fin de coordinar las actividades con el personal involucrado (Valenzuela, 2006).

Ejecución de la inspección termográfica

Se procede a tomar imágenes con la cámara infrarroja, almacenando y posteriormente analizarlas en el programa propio de la cámara (Valenzuela, 2006).

Informe

Reúne toda la información para demostrar la existencia de anomalías térmicas, y finalmente se genera una orden de trabajo para que el personal calificado realice las reparaciones o correcciones (Valenzuela, 2006).

2.9.3 Termografía en el mantenimiento predictivo.

En la actualidad la termografía infrarroja, es de gran importancia en el mantenimiento preventivo, ya que permite detectar fallas antes de que ocurra y poder programar el mantenimiento correspondiente antes de que ocurra la falla. Con la detección de anomalías se puede evitar las paradas no programadas que afectan a la estabilidad del sistema eléctrico de potencia (Lidia Neita, 2011).

2.9.4 Cámara infrarroja

La energía infrarroja es el resultado de la vibración y rotación de átomos de cuerpos, y la como resultado un aumento de temperatura, siendo únicamente por la cámara infrarroja (figura 12) ya que el ojo humano solo puede ver radiación visible (Valenzuela, 2006).

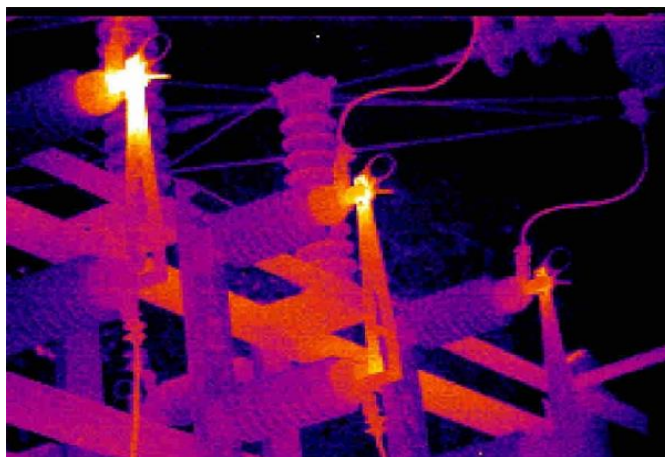


Figura 12. Imagen termográfica en subestaciones

Fuente: (Drone X Services)

Funcionamiento básico

La cámara infrarroja tiene como señal de entrada la radiación infrarroja del cuerpo para generar la imagen térmica con un espectro de colores, según la escala la temperatura es más elevada cuando se puede divisar un color blanco. La cámara toma la fotografía térmica y luego calcula e indica la temperatura de cualquier punto dentro de la imagen, ya que la radiación térmica es función de la temperatura de superficie de los objetos (Valenzuela, 2006).

2.9.5 Tipos de cámaras

Para adquirir una cámara termográfica el primer paso es conocer el tipo de aplicaciones de inspección que posee, ya que existen tres tipos de cámaras que dependen de la longitud de onda que detectan las cuales existen:

Cámaras de onda corta

Son cámaras extremadamente sensibles que utilizan un segmento del espectro electromagnético de 0,8 a 2,5 μm , y tiene diferentes aplicaciones como inspecciones en el interior de hornos industriales, análisis de manuscritos históricos, control de calidad en procesos industriales, detección de fragmentos de vidrio en envases con productos para el consumo humano, detección de hielo sobre el fuselaje de aviones, visión nocturna (Valenzuela, 2006).

Cámaras de onda media

Detectan longitudes de onda entre 2,5 – 5,5 μm , con este tipo de cámaras se puede hacer inspección en el exterior durante la noche, ya que en el día la cámara detecta una gran cantidad de reflexiones de sol, con lo cual se tiene imágenes térmicas erróneas, por lo que son más utilizadas en lugares internos o en la noche. Son utilizadas para realizar inspección en edificios y estructuras, en instalaciones eléctricas, mantenimiento industrial, análisis de tensión y fatiga (Valenzuela, 2006).

Cámaras de onda larga

Detectan ondas de energía en un rango de 7,5 - 14 μm , son menos sensibles y es más difícil ver reflexiones del sol en inspecciones al exterior, por lo que pueden ser utilizadas en el día y en la noche obteniendo resultados precisos, se puede aplicar en inspección de líneas de transmisión, inspección en subestaciones, inspecciones aéreas, mantenimiento industrial.

Cámara termografía

La cámara infrarroja detecta la radiación de cuerpo negro que emite un objeto. Entre más alta sea la temperatura de un objeto mayor será la radiación infrarroja que emite como radiación de cuerpo negro. (figura 13)

Características técnicas



Figura 13. Cámara Termográfica

Fuente: (Fluke Corporation y The Snell Group)

- Temperatura de trabajo De -10 °C a +50 °C (de 14 °F a 122 °F)
- Temperatura de almacenamiento -20 °C a +50 °C (-4 °F a 122 °F) sin baterías.
- Humedad relativa 10% a 95% sin condensación.
- Pantalla LCD VGA (640 x 480) panorámica en color, diagonal de 9,1 cm (3,7 pulg.) con retroiluminación y cubierta protectora transparente.

Controles y ajustes

- Escala de temperatura seleccionable por el usuario (°C/°F)
- Selección de idioma
- Ajuste de fecha/hora
- Selección de Emisividad
- Compensación de la temperatura reflejada de fondo
- Corrección de la transmitancia
- Puntos fríos y calientes y punto central en la imagen seleccionables por el usuario (otros marcadores y formas personalizables en el software SmartView®)
- Alarma de temperatura alta
- Nivel de retroiluminación seleccionable por el usuario: brillo máximo o automático
- Información en pantalla seleccionable por el usuario

Software SmartView®; software completo de análisis y generación de informes incluido.

Al realizar la inspección termo gráfica es necesario medir la velocidad del viento, que se hace con un anemómetro FIG (figura 14) el equipo disponible en la empresa tiene incorporado termohigrómetro, es decir también se puede medir la temperatura y humedad relativa.



Figura 14. Anemómetro

Fuente: (PCE, 2019)

2.9.6 Análisis de Termografía mediante la cámara

La termografía determina la distribución de temperaturas en un cuerpo a través de radiación infrarroja que este emite. Se basa en la medición energía térmica radiante emitida desde una superficie para convertirse en una imagen termografía. Un factor importante es la temperatura presente en los aisladores que puede ayudar a controlar el rendimiento, la condición y diagnóstico de problemas.

2.9.7 Monitoreo de Sistemas Eléctricos

La transferencia de calor se produce por conducción a través de componentes eléctricos, estos materiales son excelentes para generar patrones de radiación que puede ser detectado con facilidad con termografía infrarroja. Por ejemplo, en la figura 15 se puede observar diferencia de calor, conocidos como puntos calientes.

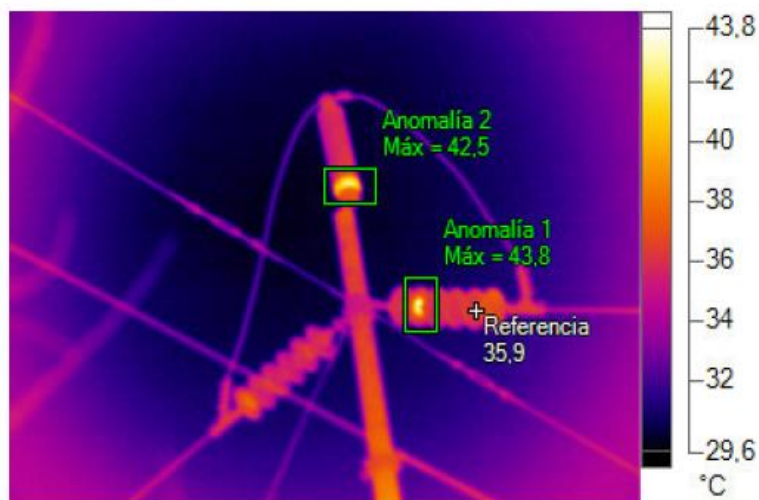


Figura 15. Patrón de Radiación de cargas desbalanceadas

Fuente: (Autor)

2.9.8 Criterios de Evaluación de la gravedad de la temperatura

Al aplicar la cámara de infrarrojos para la monitorización de estado y diagnóstico de aisladores y sus componentes relacionados, se recomienda para las anomalías de temperatura establecer criterios de evaluación (Rodríguez, 2017).

2.9.9 Criterios de diferencia de temperatura

Las temperaturas de referencia y los criterios de evaluación deben basarse en las temperaturas históricas derivadas de un grupo de aisladores, cuando están en la condición ideal de funcionamiento. Las temperaturas emitidas por los fabricantes se deben tomar en cuenta para los criterios de evaluación (Rodríguez, 2017).

2.9.10 Aspectos importantes para la toma de termogramas.

Resolución Térmica.

Para detectar los detalles más pequeños es importante un mayor número de píxeles. Para ver objetos a distancias más largas se necesita una resolución más alta, y por lo tanto se podrá encontrar más problemas, mejorar el diagnóstico con un mejor detalle de la imagen y detectar problemas que de otro modo que no pasarían desapercibidos como se observa en la figura 16 (Rodríguez, 2017).

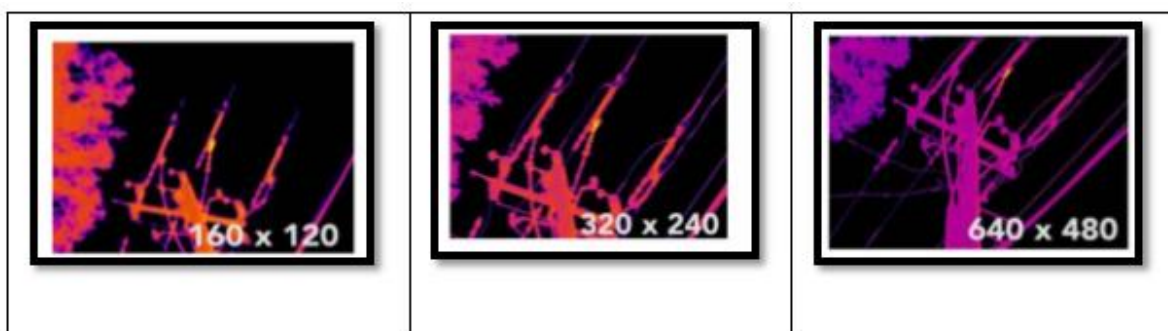


Figura 16. Resolución Térmica

Fuente: (Rodríguez, 2017)

Selección de la paleta de color.

Sobre la imagen real se superponen isoterma y gradientes de temperatura que dan como resultado las paletas de colores, que ayuda a distinguir los niveles de variación de esta. Las paletas disponibles en la termografía infrarroja son: Hierro, arcoíris y escala de grises ver figura 17. Las mediciones de temperatura son las mismas independientemente de la paleta que se escoja.

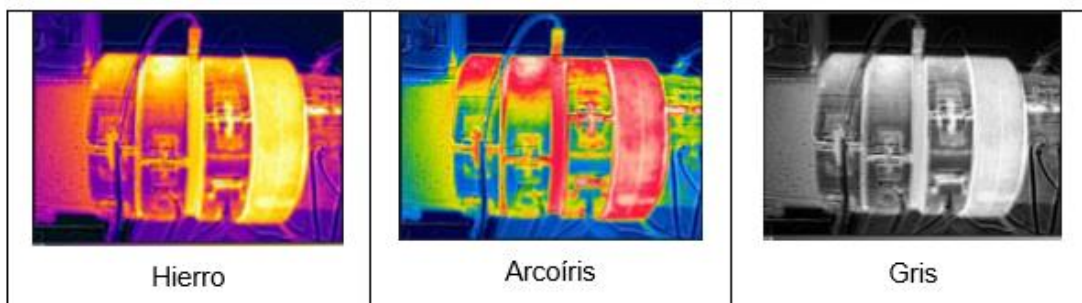


Figura 17. Paletas de Colores

Fuente: (Rodríguez, 2017)

Enfoque.

Se debe enfocar correctamente la cámara infrarroja para obtener buenos resultados ya que imágenes fuera de foco proveen medidas incorrectas.

Nivel e intervalo.

En la cámara termográfica posee un rango de temperatura que define las medidas mínimas y máximas, al medir los elementos estos deben estar en el rango de temperatura de la cámara. El nivel de temperatura puede ser monitoreado ya sea desde la cámara o desde el software lo que define el contraste de la imagen (ver. figura 18). El punto medio del intervalo define el brillo de la imagen que permite observar con claridad las anomalías (Rodríguez, 2017).

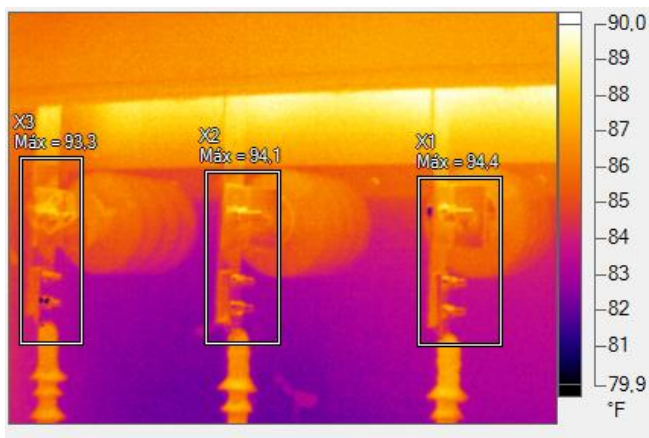


Figura 18. Rango de temperatura, Bushings de un Transformador.

Fuente: (Autor)

Temperatura de medición.

La cámara recibe radiación que se produce directamente desde el objeto inspeccionado e indirectamente por reflejos desde las fuentes circundantes a él.(figura 19)

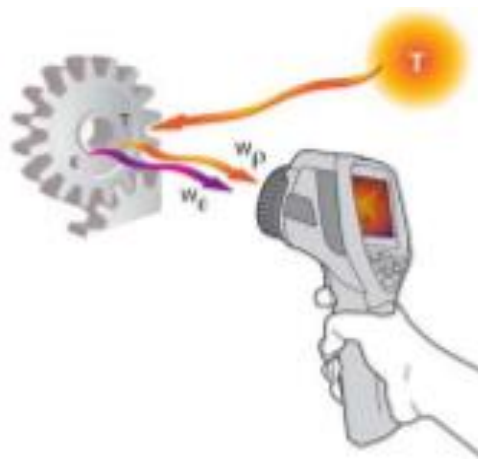


Figura 19. Situación de medición

Fuente: (Rodríguez, 2017)

Temperatura Aparente Reflejada (RAT).

La temperatura aparente es la temperatura no compensada que comprende las emisiones desde el objeto más la temperatura reflejada del alrededor y es importante tenerla en cuenta al momento de tomar termogramas, puesto que pueden dar medidas incorrectas.

Emisividad en la medición de temperatura.

Materiales con altos valores de Emisividad son fáciles de interpretar y medir, por otro lado, materiales con bajos valores de Emisividad reflejan bastante de la radiación de los alrededores y generalmente no permiten diagnósticos realistas, es decir no se puede confiar en el termograma obtenido (Rodriguez, 2017).

Los metales no recubiertos ni pulidos poseen una Emisividad menor de 0,5, los Metales oxidados y corroídos con Emisividad de 0,5 a 0,85, los materiales no metálicos tienen una Emisividad de 0,85, y los materiales cerámicos, cintas aislantes y cintas eléctricas a 0,95

Efectos de la distancia y el tamaño.

Con las cámaras infrarrojas se pueden ver lugares calientes a largas distancias, pero no siempre se puede medir su temperatura con precisión, es necesario acercarse lo suficiente al objeto o punto a medir. Las cámaras infrarrojas tienen características ópticas similares a otros dispositivos ópticos como cámaras fotográficas, videograbadoras y telescopios (Rodriguez, 2017).

Campo de visión (FOV).

Se define como el área de visión que abarca la cámara definida por un ángulo sólido. El Lente de infrarrojos de teleobjetivo opcional presenta un campo de visión $11,5^\circ \times 8,7^\circ$ horizontales y verticales respectivamente. El campo de visión depende de la distancia de la cámara al objeto o la escena tal cual como en las cámaras digitales para este caso la distancia mínima es de 45 cm (aprox. 18 pulg) además posee una resolución espacial (IFOV) Ti32 0,63 mRad (figura 20)

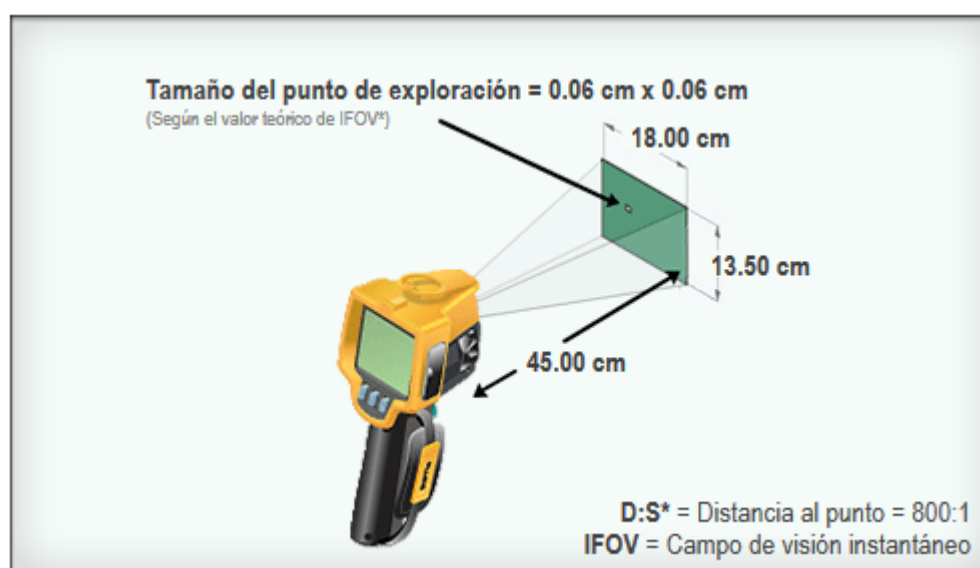


Figura 20. Campo de visión

Fuente: (Autor)

Una imagen está compuesta por miles de píxeles, si se amplifica una imagen, cada píxel se vuelve más distintivo y la imagen pareciera ser más clara. Pero se debe tener en cuenta que un zoom no mejora la habilidad de ver pequeños detalles (Rodríguez, 2017).

2.9.11 Normas de termografía

Según la norma **NETA: Especificaciones de Pruebas Aceptadas para Sistemas y Equipos de Distribución de Potencia eléctrica**, sobre inspección termográfica menciona:

1. Inspección visual y mecánica

Inspeccione la condición física, eléctrica y mecánica.

Retire todas las cubiertas necesarias antes de la inspección termográfica.

2. Los equipos a ser inspeccionados incluirán todos los dispositivos de transporte de corriente.

3. Proporcione un informe incluyendo lo siguiente.

Discrepancias

Diferencias de temperatura entre el área de evaluación y el área de referencia.

Causa de la diferencia de temperatura.

Las áreas inspeccionadas. Identifique las áreas inaccesibles y/ u ocultas.

Identifique las condiciones de carga en el momento de la inspección

4. Parámetros de prueba

Inspeccione los sistemas de distribución con un equipo capaz de detectar una diferencia de temperatura mínima de 1 C a 30 C

El equipo debe detectar la radiación emitida y luego convertirla a una señal visual.

Las inspecciones Termográfica deben realizarse durante los periodos de máxima carga posible pero no menos del 40 % de la carga nominal del equipo eléctrico a ser inspeccionado.

5. Resultados de prueba

Tabla 3

Variación de temperatura.

GRADO	PRIORIDAD	MEDIDAS CORRECTIVAS
1	$\Delta t > 40^{\circ}\text{C}$	Se requiere medidas correctivas inmediatas
2	$40^{\circ}\text{C} > \Delta t > 20^{\circ}\text{C}$	Se requiere medidas correctivas tan pronto sea posible, dependiendo del tipo de carga que alimente y la severidad de la sobre temperatura en este rango.
3	$20^{\circ}\text{C} > \Delta t > 10^{\circ}\text{C}$	Se requiere medidas correctivas en cuanto el programa de mantenimiento lo permita
4	$10^{\circ}\text{C} > \Delta t > 0^{\circ}\text{C}$	se debe tomar medidas correctivas en el próximo periodo de mantenimiento

Fuente: (ANSI/NETA ATS, 2009)

Para realizar el análisis termográfico existe en vigencia la norma ANSI/NETA indicada en la tabla 3 que indica las medidas que se deben seguir en base a la diferencia de temperatura que indica el elemento.


También existe la norma **NFPA (National Fire Association)** y esta tiene dos normas que son aplicables para el mantenimiento eléctrico y la seguridad del sitio de trabajo.

NFPA 70E esta norma se enfoca a los requisitos necesarios para la protección del personal en el área de trabajo, menciona tres requisitos para realizar un trabajo termográfico:

- Las personas que hacen trabajo deben ser entrenadas y deben ser calificadas.
- Los elementos de protección personal deben ser utilizados acuerdo con la exposición al peligro.
- La evaluación del destello de arco debe ser realizada para determinar el nivel apropiado del EPP requerido (Lidia Neita, 2011)

Tabla 4

Normas que hacen referencia al EPP

Implemento de seguridad	Normas
Protección de la cabeza	ANSI Z89.1: Requirements for protective Headwear for Industrial Workers.
Protección de los ojos y de la cara	ANSI Z89.1 Practice for Occupational and Educational Eye and Face Protection.
Guantes	ASTM D 120:Standard Specification for Rubber Insulating Sleeve
Mangas	ASTM D 1051:Standard Specification for Rubber Insulating Sleeve
mangas y guantes	ASTM F 496: Standard Specification for In-Service Care of Insulating Gloves and Sleeves.
protectores de la piel	ASTM F 696:Standard Specification for Leather Protector for Rubber Insulating Gloves and Millens
	Continua 
Pies	ASTM F 1117:Standard Specification for Dielectric Overshoe Footwear. ANSI Z41: Standard for Personnel Protective Footwear.
inspección visual	ASTM F 1236:Standard Guide for Visual Inspection of Electrical Protective Rubber Products.

Fuente: (Lidia Neita, 2011)

NFPA 70B (Electric Equipment Maintenance): esta norma se orienta a los requisitos para el mantenimiento del equipo y de instalaciones eléctricas, también incluye información para elaborar un plan mantenimiento preventivo que incluye cuáles equipos son los más críticos e importantes, la capacitación del personal. Frecuencias de inspección (Lidia Neita, 2011).

2.10 Efecto Corona

El efecto corona se manifiesta por luminiscencia alrededor de los aisladores debido a la ionización del aire que circula por el conductor a causa de los altos niveles de voltaje (Figura 21), estos iones son repelidos y atraídos por el conductor a velocidades muy grandes, produciendo iones por colisión, esto ocurre cuando la diferencia de potencial supera a 30kV/cm que es conocido como voltaje crítico disruptivo en el cual el aire se ioniza (Sánchez, 2016).

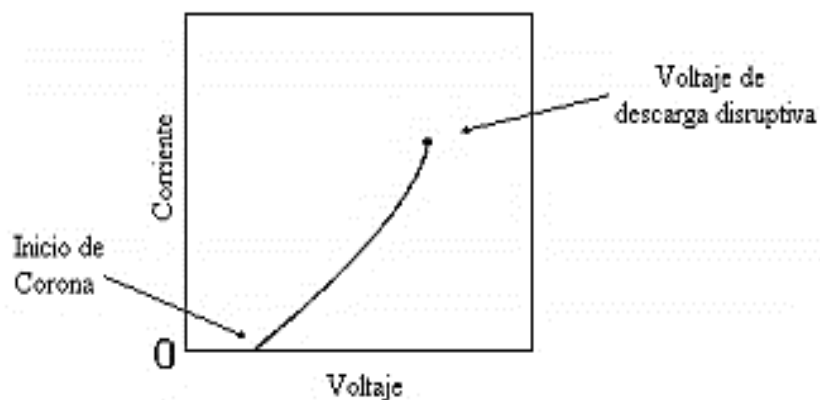


Figura 21. Relación voltaje- corriente

Fuente: (Mena, 2008)

Las líneas eléctricas son diseñadas para que el efecto corona sea mínimo, cuanto mayor sea el nivel de voltaje de la línea mayor será el gradiente eléctrico en la superficie de los cables, por lo tanto, el efecto corona será mayor. Existen otros factores que contribuyen al efecto corona como la humedad, impurezas, rugosidades, irregularidades entre otros.

El efecto corona provoca ciertos fenómenos como ruido audible, perturbaciones de frecuencia de radio y televisión, generación de ozono, pérdidas de energía, viento iónico. El efecto corona puede ser suprimido por medio de anillos anti corona. (Figura 22) (Huamanpi, 2017).



Figura 22. Anillo anti Corona

Fuente: (Huamanpi, 2017)

2.10.1 El efecto corona en cadena de aisladores

Los aisladores no solo deben tener resistencia eléctrica suficiente para evitar el paso de la corriente a tierra, sino también deben ser contruidos de manera que pueden soportar condiciones mecánicas muy severas, descargas atmosféricas, el efecto corona

se lo puede apreciar en la figura 23 y el espectro de radiación en la figura 24. Y las pérdidas unitarias por cada aislador en condiciones de buen tiempo, oscila entre 3w y 5w por disco, y en condiciones de humedad y lluvia se encuentra entre 8w y los 20w por disco, estos valores varían dependiendo del tipo de material del aislador (Luis Salcedo, 2015).

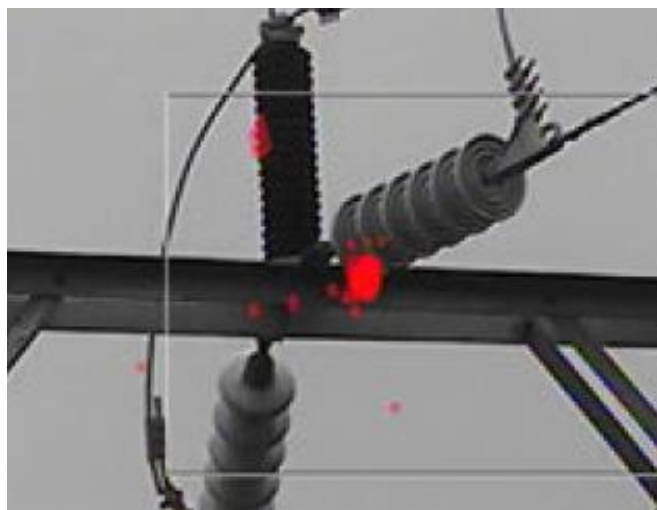


Figura 23. Efecto corona en cadena de aisladores

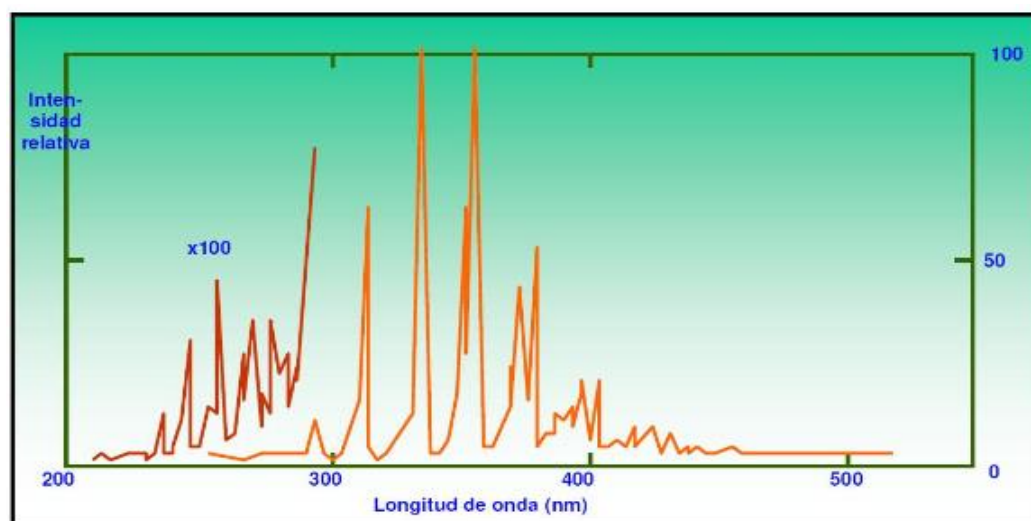


Figura 24. Espectro de la radiación emitida por efecto corona

Fuente: (Martínez, 2010)

2.10.2 Manifestaciones del Efecto Corona

Ruido audible

Este zumbido que se manifiesta por el efecto corona, puede ser perceptible a niveles de voltaje superior a 400 kV, como ejemplo se tiene que en una línea de 500kV y a una distancia de 25 metros, en las condiciones más críticas de neblina o lluvia el ruido se encuentra aproximadamente entre 45- 55 dB y en condiciones normales entre 25-35 dB, donde este ruido tiene una frecuencia 100 Hz (Mena, 2008).

Pero este nivel de ruido no es perjudicial para la salud según la O.M.S y como se puede observar en la figura 25 de los valores aceptables de ruido.

Típos de recintos	Rango de niveles de exposición al ruido que pueden aceptarse
Fábricas para ingeniería pesada	55-75
Fábricas para ingeniería ligera	45-65
Cocinas industriales	40-50
Recintos deportivos y piscinas	35-50
Grandes almacenes y tiendas	35-45
Restaurantes, bares, cafeterías y cafeterías privadas	35-45
Oficinas mecanizadas	40-50
Oficinas generales	35-45
Despachos, bibliotecas, salas de Justicia y aulas	30-35
Viviendas, dormitorios	25-35
Salas de hospitales y quirófanos	25-35
Cines	30-35
Teatros, salas de juntas, iglesias	25-30
Salas de conciertos y teatros de ópera	20-25
Estudios de registro y reproducción sonora	15-20

Figura 25. Ruido recomendable por la O.M.S en dB

Fuente: (CEAC, 2013)

Perturbaciones a frecuencias de radio y televisión

Las pequeñas descargas entorno a los conductores o aisladores generan impulsos eléctricos que se propagan en los conductores a varias frecuencias que alcanzan a los receptores televisores o radios creando interferencias (Mena, 2008).

Generación de Ozono

En condiciones de laboratorio se determinó que la producción de ozono oscila entre 0,5 a 5g por kWh que ha sido disipado por el efecto corona, que depende de las condiciones meteorológicas. El ozono se considera un oxidante muy activo que en concentraciones elevadas es tóxico para la salud, se debe tener en cuenta que la exposición de ozono debe ser máximo de 10 partes por 100 millones en una jornada de 8 hora (Mena, 2008).

2.10.3 Cámara coronográfica

La cámara CoroCAM que se indica en la figura 26 está diseñada para realizar inspección con luz solar, donde sus principales aplicaciones son:

- Inspección en líneas de transmisión y distribución.
- Inspección en subestaciones.
- Inspección en componentes de alta tensión.
- Inspección en generadores y motores.

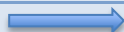


Figura 26 Cámara CoroCam 6D

Fuente: (UVICO Technologies)

Tabla 5

Datos técnicos de la cámara coronográfica

Detector de alta sensibilidad , Emisiones de UVC a $2,05 \times 10^{-18}$ / cm^2 , esto permite la detección de las descargas pequeñas de efecto corona.
Ganancia UV , umbral o integración se puede ajustar para optimizar la imagen.
Cámara de video a color de alta sensibilidad con una resolución de 768 x 675 píxeles.
Control de enfoque automática o manual.
El Recuento de UV se ajusta para compensar los ajustes de la cámara
Señales Corona por encima del nivel de umbral se muestran en tiempo real
UV se superpone a lo visible en una de 4 preestablecido a 100 colores seleccionados por el usuario.
Translucidez de superposición UV se puede ajustar para mostrar la fuente de descarga.
La imagen visible puede ser mejorada para la compensación de contraluz.
GPS integrado con antena interna y de refuerzo.
Baterías Li-ion ligeros reemplazables con 3 horas de funcionamiento.
Continúa 

Fast Set up evita la necesidad de los modos de ahorro de energía.

Fácil operación de la cámara con una mano a través de un teclado multifunción.

Fuente: (UVICO Technologies)

Debido a que no existe una normativa nacional o internacional sobre el efecto corona, para la realización de la inspección, el fabricante de la cámara coronográfica proporciona parámetros para el análisis, los cuales difieren en cada tipo de cámara. (tabla 7)

Tabla 6

Clasificación del nivel de daño efecto corona.

Nivel de daño		
A	Conteos menores a 500 eventos por segundo	Actividad de descarga benigna. No requiere acción.
B	Conteos entre 500 y 1000 eventos por segundo	La actividad de descarga puede estar disminuyendo la vida del componente. se detecta ruido audible, interferencia de radio. Monitorear.
C	Conteos entre 1000 y 2000 eventos por segundo	Dañado o componente degradado. Cambiar o Reparar en la próxima oportunidad. El daño no afectará la seguridad en corto plazo
D	Conteos mayores a 2000 eventos por segundo	El componente es un riesgo para la seguridad o fiabilidad del sistema en el corto plazo. Retirar del servicio lo antes posible.

Fuente: (Sanchez, 2016)

2.10.4 Pérdidas por Efecto Corona

Las pérdidas de potencia tienen su origen principalmente en el efecto corona y efecto joule. Las pérdidas por efecto corona ocurre cuando el gradiente de potencial en la superficie de los conductores, aisladores, excede a la resistencia de la ruptura del aire, estas pérdidas representan un gasto de energía, que calienta el aire.

Los fenómenos corona influyen en tensiones de servicio elevada, por lo que es necesario conservar las pérdidas dentro de límites económicos tolerables.

2.10.5 Método de Peek para el cálculo de pérdidas por efecto corona

El fenómeno de efecto corona ha sido estudiado por F.W. Peek, en 1920 se dedujo mediante métodos experimentales, formulas empíricas que permiten calcular los valores de las tensiones críticas disruptivas y visuales y las perdidas correspondientes. La ley de Peek es válida para conductores en geometría coaxial y puede extenderse para conductores dispuestos de forma que su campo superficial sea prácticamente constante.

$$U_C = \frac{29.8}{\sqrt{2}} * \sqrt{3} * m_C * m_T * \delta * r * \ln\left(\frac{D}{r}\right)$$

UC	tensión critica disruptiva
VC	tensión nominal
29.8	valor máximo de la rigidez dieléctrica del aire a 25c
mC	coeficiente de rugosidad del conductor
mT	coeficiente meteorológico tiempo húmedo 0.8
r	radio del conductor cm
D	distancia media geométrica entre fases cm
δ	factor de corrección de la densidad de aire
h	presión barométrica en cm de columna de mercurio
θ	temperatura en grados centígrados

Tabla 7*Factor Superficial y Ambiental*

Factor "mc" superficial	
1	Conductor liso ideal
0,88-0,96	Conductor nuevo y limpio
0,80-0,87	Conductor áspero envejecido
0,50-0,70	Conductor tratado deficientemente
Factor "mt" ambiental	
1	Seco
0,8	Húmedo
0,16-0,25	Lluvia

Corrección de la densidad del aire

$$\delta = \frac{2.921 * h}{273 + \theta}$$

2.11 Pérdidas técnicas

Las pérdidas técnicas de energía pueden ser causadas por efecto joule que se produce cuando una corriente circula por un conductor que posee una resistencia eléctrica la cual genera pérdidas de tensión y potencia este fenómeno se ve reflejado en forma de calor, efecto corona que se genera por la ruptura dieléctrica del aire, pérdidas de energía por histéresis que dependen de la frecuencia, inducción magnética, del tipo del material del conductor y las pérdidas de energía corrientes de Eddy o corrientes de Foucault que son corrientes parásitas que son generadas cuando un conductor atraviesa un campo magnético el cual causa la circulación de electrones en el conductor los cuales crean campos magnéticos que se oponen al campo magnético aplicado, esto se da generalmente en transformadores y motores eléctricos.

Como se puede observar en la tabla 2 obtenida del plan maestro de electrificación, muestra las pérdidas técnicas que registra cada empresa distribuidora.

Se clasifican en:

- Pérdidas por transporte de energía
- Pérdidas por transformación
- Pérdidas en las mediciones

Tabla 8

Pérdidas técnicas de cada empresa distribuidora

Empresa distribuidora	Pérdidas técnicas (2014) %	Pérdidas técnicas (2018)%
Bolívar	9,87	8,19
El oro	8,82	7,56
Esmeraldas	10,85	8,67
Guayas- los Ríos	10,51	8,51
Los Ríos	10,74	8,62
Manabí	10,87	8,68
Milagro	7,68	7,09
Santa Elena	9,03	7,76
Sto. Domingo	8,48	7,49
Sucumbíos	11,63	9,01
Ambato	6,57	6,54
Azogues	3,96	3,96
Centro Sur	5,70	5,70
Cotopaxi	3,74	3,74
Norte	5,08	5,08
Quito	6,66	6,58
Riobamba	7,97	7,24
Sur	8,10	7,30
Eléctrica de Guayaquil	8,22	7,36
Galápagos	5,21	5,21
Total	7,98	7,01

Fuente: (CONELEC, 2015)

2.12 Pérdidas no técnicas

Se considera como aquella energía que se genera, pero no se factura o no se vende, se puede clasificar en:

Consumo de usuarios no suscritos.

Error en la contabilización de energía que se da por errores en la medición del consumo o por medidores que han sido modificados.

Fraude o hurto que se da por aquellos usuarios que modifican el equipo de medición o toman directamente la energía de la red.

Tabla 9

Pérdidas técnicas de cada empresa distribuidora

Empresa distribuidora	Pérdidas no técnicas (2014) %	Pérdidas no técnicas (2018)%
Bolívar	1,36	1,18
El oro	2,87	1
Esmeraldas	7,01	1
Guayas- los Ríos	3,76	1
Los Ríos	12,87	4,87
Manabí	10,77	2,77
Milagro	8,83	1
Santa Elena	1,01	1
Sto. Domingo	1	1
Sucumbíos	2,99	1
Ambato	1	1
Azogues	1	1
Centro Sur	1	1
Cotopaxi	1	1
Norte	1	1
Quito	0,95	0,95
Riobamba	1	1
		Continua 

Sur	1	1
Eléctrica de Guayaquil	2,88	1
Galápagos	1	1
Total	3,21	1,28

Fuente: (CONELEC, 2015)

2.13 Tipos de Mantenimientos.

Existen 4 tipos de mantenimiento que se aplican para determinar la vida útil que tiene un equipo. Con la siguiente figura 27 se puede determinar la probabilidad de ocurrencia de las fallas y averías en función del tiempo donde es factible la aplicación del mantenimiento (Chincheró, 2011).

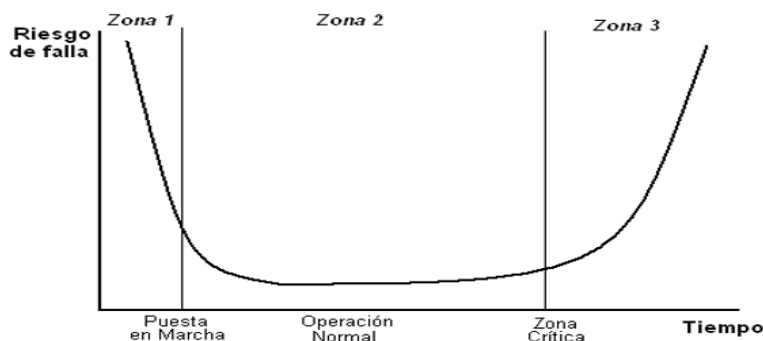


Figura 27. Curva de falla de un equipo

Fuente: (Chincheró, 2011)

La gráfica se puede explicar de la siguiente manera:

Zona 1: Riesgo alto en la puesta en marcha de los equipos

Zona 2: Riesgo bajo en la etapa en la operación.

Zona 3: Riesgo elevado en la etapa de operación de los equipos luego de haber cumplido su vida útil (Chincheró, 2011).

2.13.1 Mantenimiento Predictivo.

El mantenimiento predictivo se basa en la inspección regular del proceso evolutivo de las condiciones de operación y de las características del equipo frente a escenarios fuera de los estándares, con el fin de predecir el posible funcionamiento incorrecto del equipo y con ello planificar todas las tareas proactivas con tiempo suficiente, para que esta avería no cause consecuencias graves ni genere paradas imprevistas de equipos (Fluke Corporation y The Snell Group).

Cualquier variación o desviación de las variables características de una máquina menciona que: Consiste en pronosticar el reemplazo de piezas antes de que se acabe su vida útil probable, bajo determinadas condiciones técnicas de trabajo y funcionalidad establecidas por los fabricantes y bajo predicciones obtenidas estadísticamente a través de la utilización de instrumentos de medición y diagnóstico, y mediante pruebas no destructivas (MSPAS-GTZ, 1998).

Las cámaras termográficas para inspecciones de mantenimiento predictivo son potentes herramientas no invasivas para la supervisión y el diagnóstico del estado de componentes e instalaciones eléctricas y mecánicas. Con una cámara termográfica, se pueden identificar problemas en una fase temprana, de forma que se puede documentar y corregir antes de que se agraven los daños (Vinicio, 2016).

En la figura 28 se muestra el procedimiento para realizar un mantenimiento predictivo. Se recogen datos que van a ser analizados regularmente para determinar si los valores están dentro de los valores de tolerancia aceptables. Los procedimientos de

mantenimiento se realizan si los valores sobrepasan los valores de tolerancia. El equipo se supervisa después de realizar los procesos de mantenimiento (Fluke Corporation y The Snell Group).

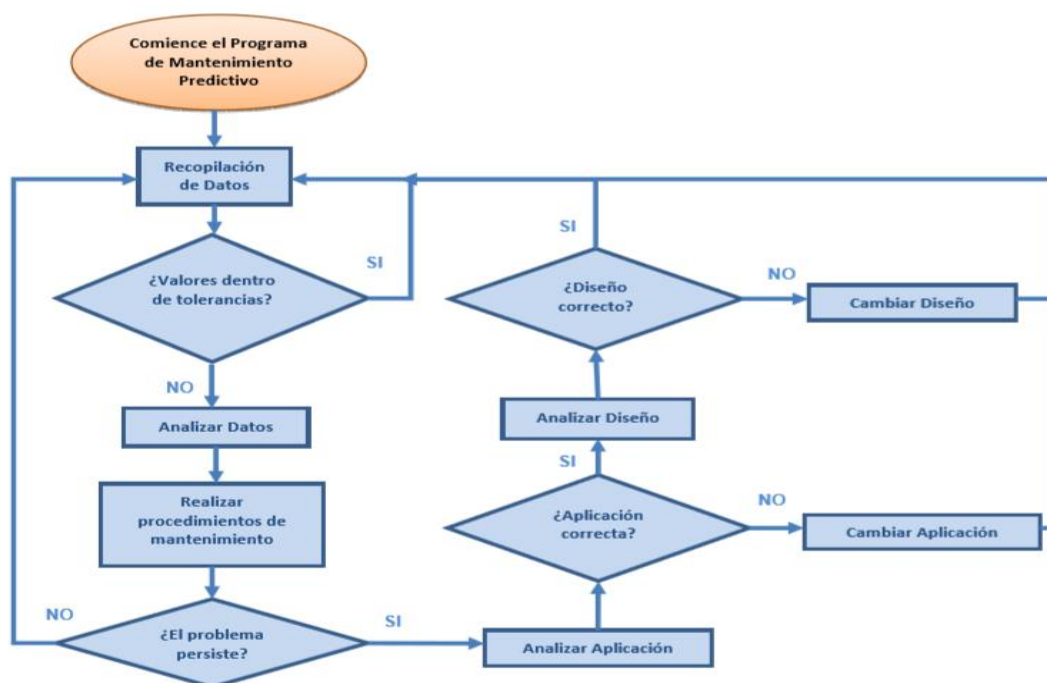


Figura 28. Diagrama de mantenimiento predictivo

Fuente: (Chincheró, 2011)

Las ventajas que ofrece el mantenimiento Predictivo utilizando termografía:

Método de análisis de imágenes térmicas sin poner fuera de servicio los sistemas eléctricos.

- Baja peligrosidad para el operario que manipula la cámara termográfica en las Instalaciones eléctricas ya que no requiere contacto directo con el equipo.
- Determinación exacta de puntos calientes con su respectiva temperatura.

- Reduce el tiempo de reparación porque la localización de la falla es precisa.
- Localización de la falla con precisión para el personal de mantenimiento
- Ayuda al seguimiento a las reparaciones realizadas (Chincheró, 2011).

2.13.2 Mantenimiento Preventivo

El mantenimiento preventivo consiste en planificar ciertos trabajos necesarios en intervalos de tiempo para mantener un equipo en condiciones óptimas de funcionamiento.

(Figura 29)

Ventajas del mantenimiento preventivo:

- Disminuir la frecuencia de las paradas.
- aprovechar la intervención para efectuar varias reparaciones.
- disminuir el trabajo de mantenimiento evitando el exceso o bajas en las tareas de servicio.
- evita que las averías se aumenten.
- Disminuye los riesgos para los sistemas de seguridad (Vinicio, 2016).

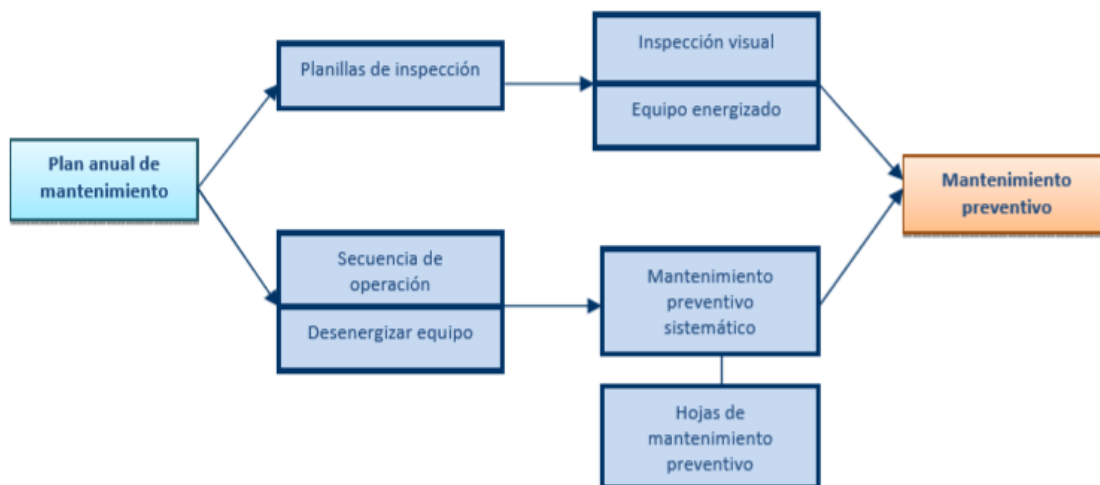


Figura 29. Diagrama mantenimiento preventivo

Fuente: (Chincheró, 2011)

2.13.3 Mantenimiento Correctivo

El mantenimiento correctivo que se indica en la figura 30 tiene lugar cuando la falla o la avería ya se originó, solo actuará cuando exista una falla en el sistema. Si no ocurre una falla, el mantenimiento no será establecido, por lo que se deberá esperar hasta que presenten anomalías en el sistema para poder corregir errores. Este mantenimiento trae consigo consecuencias así:

- Paradas no previstas de un equipo determinado, disminuyendo las horas operativas.
- Afecta la continuidad del servicio.
- Presenta costos por reparación y repuestos no presupuestados.
- La planificación del tiempo que estará el sistema fuera de operación no es predecible.

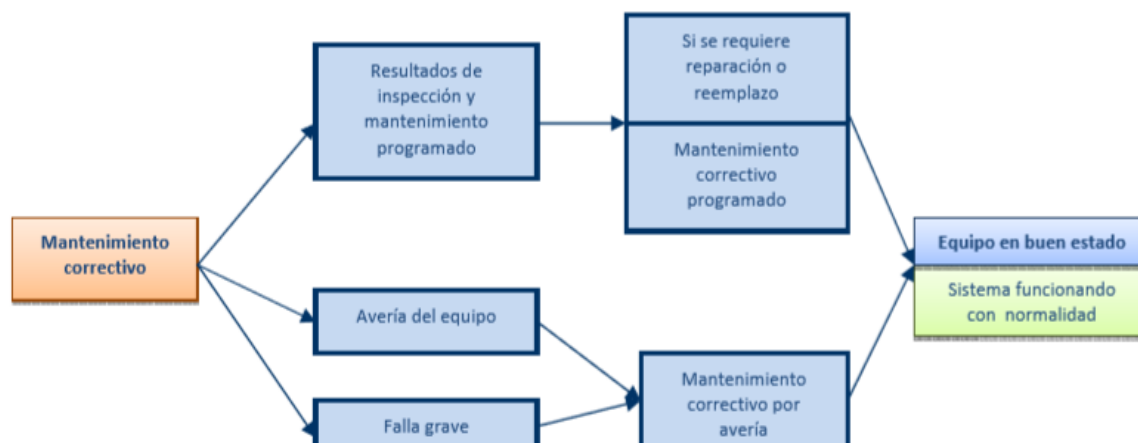


Figura 30. Diagrama mantenimiento correctivo

Fuente: (Chincheró, 2011)

2.13.4 Mantenimiento Proactivo

El mantenimiento proactivo engloba un conjunto de tareas de mantenimiento preventivo y predictivo, que tienen como objetivo lograr que los activos cumplan con las funciones requeridas dentro del contexto operacional donde se ubican, disminuir las acciones de mantenimiento correctivo, alargar sus ciclos de funcionamiento, obtener mejoras operacionales y aumentar la eficiencia de los procesos, se basa principalmente en el análisis del origen de los problemas (Flor Narciso, 2008).

2.14 Fórmulas para el desarrollo del Mantenimiento Predictivo.

2.14.1 Tiempo medio entre fallas

El tiempo medio entre fallos (MTBF) como medida de la fiabilidad:

MTBF Tiempo medio entre fallas

MTTR Tiempo medio de reparación

D Disponibilidad

FF Factor de fiabilidad

FD Factor de disponibilidad

MTTA tiempo medio de parada

NPH Periodo de tiempo de análisis tiempo de operación.

Tbf Tiempo entre fallos

TA Tiempo de parada

TTR Tiempo de reparación

To Tiempo de operación

N Número de fallos en el periodo considerado.

NPH Tiempo de estudio

$$MTBF^T = \frac{NPH(1) - Duracion\ total\ de\ averias(2)}{1 + Numero\ total\ de\ averias(3)}$$

Y su inversa λ conocida como la tasa de fallos

$$\lambda = \frac{1}{MTBF} (n\ de\ fallos/año)$$

2.14.2 Tiempo medio de reparación

El tiempo medio de reparación (MTTR) como medida de la mantenibilidad.

$$MTTR = \frac{\sum_0^n TTRi}{n} [\text{dias}]$$

Y su inversa (μ) conocida como la tasa de reparación

$$\mu = \frac{1}{MTTR} [n \text{ de reparaciones/año}]$$

2.14.3 Disponibilidad (D)

La disponibilidad es una medida derivada de las anteriores

$$D = \frac{\sum_0^n TBFi}{TO} = \frac{\sum TBFi}{\sum TBFi + \sum TAI} = \frac{\sum TBFi/n}{\sum TBFi/n + \sum TAI/n} = \frac{MTBF}{MTBF + MTTR}$$

2.14.4 Factor de fiabilidad

HT: Horas totales de periodo

HMC: Horas de mantenimiento Correctivo (Averías)

HMP: Horas de mantenimiento Preventivo (Programado)

$$FF = \frac{HT - HMC}{HT}$$

2.14.5 Factor de Disponibilidad (FD)

$$FD = \frac{HT - HMC - HMP}{HT}$$

Donde se pone claramente de manifiesto que la disponibilidad es menor que la fiabilidad, puesto que, al contabilizar el tiempo del buen funcionamiento, en la disponibilidad se prescinde de todo tipo de causas posibles

$$D = \frac{TO - \sum_0^n T A_i}{TO}$$

2.14.6 Frecuencia de inspecciones

Por lo general la frecuencia es calculada con la ayuda de una curva P-F general solo para algunos componentes principales de los aisladores a ser inspeccionados o utilizando criterios gerenciales no formales, basándose en el costo de las inspecciones versus el costo de no poder predecir la falla.

El valor del intervalo entre inspecciones predictivas será directamente proporcional a tres factores estará definida:

$$I = C * f * A$$

Donde

C es el factor de costo

F es el factor de falla

A es el factor de ajuste

2.14.7 Factor de Costo

Se define como factor de costo, el costo de una inspección predictiva dividido entre el costo en que se incurre por no detectar la falla. Este costo es igual al tiempo que tarda llevar el repuesto desde el almacén en condición de parada no planificada hasta llegar el lugar donde ocurre la falla, multiplicado por la cantidad de dinero que se pierde por unidad de tiempo de parada del equipo que la presenta. Otros costos

La relación del factor de costo es la siguiente:

$$C = \frac{C_i}{C_f}$$

Donde

C_i Es el costo de una inspección predictiva (en unidades monetarias)

C_f Es el costo en que se incurre por no detectar la falla (unidades monetarias)

El factor de costo es un numero adimensional.

2.14.8 Factor de Falla

Se define como factor de falla la cantidad de fallas que pueden detectarse con la inspección predictiva dividida entre la rata de fallas.

La relación del factor de falla es la siguiente

$$F = \frac{F_i}{\lambda}$$

Donde

F_i Es la cantidad de modos de falla que pueden ser detectados utilizando la tecnología predictiva (expresada en fallas por inspección).

λ Es la rata de fallas presentada por el equipo, y que además, podrían ser detectadas por la tecnología predictiva a ser aplicada (expresada en fallas por año)

2.14.9 Factor de Ajuste

Una vez calculado el producto entre el factor de costo y el factor de falla, se procede a multiplicarlo por un factor de ajuste, el cual, estará basado en la probabilidad de ocurrencia de más de 0 fallas en un año utilizando la distribución acumulativa de Poisson con media igual a λ (rata de fallas expresada como fallas por año). Para valores de probabilidad de ocurrencia entre 0 y valores cercanos a 0.37, la función arroja resultados desde el infinito hasta 1 y para valores de probabilidad entre 0.37 y 1 la función arroja resultados entre 1 y 0. Por lo que a mayor probabilidad de ocurrencia, el intervalo de inspección predictiva se reducirá de forma exponencial.

La probabilidad de ocurrencia de más de cero fallas se expresa como:

$$1 - P(0, \lambda) = 1 - e^{-\lambda}$$

Donde $P(0, \lambda)$ es la función de distribución acumulativa de Poisson para un valor de ocurrencia 0 y media λ

Así el factor de ajuste será igual a:

$$A = -\ln(1 - e^{-\lambda})$$

El factor de ajuste es un numero adimensional.

2.14.10 Intervalo de Inspecciones Predictivo

Expresado en años por inspección. Siendo el inverso de esta relación igual a la frecuencia de inspección (f), la misma estará expresada en inspecciones por año.

$$I = -\frac{Ci * Fi}{Cf * \lambda} * \ln(1 - e^{-\lambda})$$

2.15 Fundamentación legal

Para la realización del trabajo se hizo uso de normas de termografía como NETA, IEEE, ANSI, NEMA las cuales son la base de los criterios para la evaluación de puntos calientes en sistemas eléctricos en alto voltaje. Para el desarrollo de protocolos se hizo uso de la norma ASTM E 1934-99. Para el desarrollo de los criterios de evaluación en Efecto corona se hizo uso de los criterios que presenta el fabricante de la cámara coronográfica. En el desarrollo de los criterios de evaluación en la técnica predictiva de inspección visual se realizó un análisis de las anomalías más comunes categorizándolas desde la más grave a la más leve.

2.16 Hipótesis

Con la aplicación de técnicas predictivas en aisladores se podrá realizar el un plan de mantenimiento y evaluación técnica-económica en líneas de Subtransmisión.

2.17 Variables de investigación

Variable independiente: Técnicas predictivas: inspección visual, termografía, efecto corona.

Variable dependiente: Plan de mantenimiento con una evaluación técnica – económica

2.18 Operacionalización de variables

Tabla 10

Operacionalización de variable independiente

Variable Independiente	Definición	Dimensionamiento	Indicador
Técnicas predictivas inspección visual, termografía, efecto corona	Las técnicas predictivas tienen la finalidad predecir anomalías presentes en los aisladores mediante instrumentos de medición	Temperatura	°C
		Perdidas de energía	kWh
		Numero de anomalías	

Tabla 11

Operacionalización de variable dependiente

Variable (Dependiente)	Definición	Dimensionamiento	Indicador
Plan de mantenimiento con una evaluación técnica-económica	Se realizará una evaluación técnica y económica, analizando las condiciones más críticas de los aisladores	Frecuencia	Insp/año
		Perdidas de energía	MWh
		Tiempo de reparación	h
		Disponibilidad	%
		Fiabilidad	%
		Costo	USD/MWh

CAPÍTULO III

3 METODOLOGÍA

3.1 Modalidad de la investigación

En el presente proyecto está enfocado en el ámbito cualitativo y cuantitativo, de tal forma se expone las respectivas partes específicas de mantenimiento para el buen funcionamiento, un modelo seguro de operación y seguridad adecuada además se analizó los costos.

Según Fernández & Baptista (2003) explica que la metodología de investigación es un conjunto de procedimientos, métodos y técnicas para realizar una investigación de manera clara y sistemática. Indica que mediante los gráficos estadísticos se puede lograr que los resultados tengan mayor exactitud y fiabilidad.

3.2 Tipos de Investigación

En la siguiente investigación se adopta los siguientes tipos de investigación

Investigación bibliográfica

Según el autor (RIVAS GALARRETA, E. (1994)) define: La investigación bibliográfica como la primera etapa del proceso investigativo que proporciona el conocimiento de las investigaciones ya existentes, de un modo sistemático, a través de una amplia búsqueda de: información, conocimientos y técnicas sobre una cuestión determinada.

La elaboración del plan de mantenimiento fue apoyada en fuentes bibliográficas como libros, internet, documentos, catálogos, los que deben contener información para realizar

el mantenimiento en aisladores mediante las tres técnicas predictivas de inspección visual, efecto corona y termografía, se contará con el asesoramiento de técnicos y gente capacitada que se encuentra inmersa en el proyecto.

Investigación de campo

Según el autor (Santa Paella (2010)), define: La Investigación de campo consiste en la recolección de datos directamente de la realidad donde ocurren los hechos, sin manipular o controlar las variables. Estudia los fenómenos sociales en su ambiente natural.

La investigación se desarrolló en la línea de Subtransmisión Jama- San Vicente perteneciente a la empresa distribuidora CNEL-Sto. Domingo, lugar en donde se recolectará imágenes y videos.

Investigación Descriptiva

La investigación descriptiva se orienta en describir bajo ciertos criterios la inspección y el mantenimiento adecuado de los aisladores, que permitirá que la línea de subtransmisión trabaje adecuadamente sin producir mayores pérdidas de energía.

3.3 Diseño de la investigación

El diseño de investigación se establece según el tipo de estudio a realizar y de establecer objetivos para dicha investigación, se debe encontrar la manera práctica, concisa y concreta de contestar a las interrogantes de investigación. Por lo que se requiere establecer un diseño de investigación.

Hernández (1988), se refiere al diseño como: “el plan concebido para responder a las preguntas de investigación. El diseño señala lo que es necesario hacer para alcanzar los objetivos, el diseño señala lo importante para llegar a los objetivos y contestar las interrogantes y analizar la certeza de las hipótesis formuladas” 36

Esta investigación es netamente de campo por lo que los datos para la investigación se obtendrán principalmente de fuentes primarias, utilizando equipos de técnicas predictivas de inspección visual, efecto corona, y termografía.

Según Tamayo (2001) indica que el estudio de campo es: “Un análisis sistemático de un determinado problema, cuya información proviene directamente de la realidad” su importancia radica ver la verdadera condición de donde se obtuvieron los datos.37

El presente trabajo de investigación es un estudio de campo puesto a que se lo realiza directamente en una línea de subtransmisión, la validez y precisión de la información darán más relevancia al estudio realizado.

3.4 Niveles de investigación

Para cumplir con los objetivos planteados en el capítulo I, se realizaran los siguientes niveles de investigación.

Primer Nivel: Recopilación de Información

En este nivel se realizará la búsqueda de información que abarca la termografía, efecto corona, e inspección visual, así como también las técnicas del mantenimiento predictivo. La revisión bibliográfica se la realiza en textos especializados, trabajos de grados, publicaciones, visitas en internet. Para realizar la investigación documental se requiere

consultar históricos de la línea ya sea del mantenimiento realizado de las inspecciones e incluso de la salida de la línea de Subtransmisión, además se consultarán manuales técnicos que nos permitan establecer protocolos para establecer las fallas que el sistema tiene.

Para la recopilación de información se recurre a especialistas con el fin de que puedan aclarar cualquier duda durante el desarrollo del trabajo de grado. Para cumplir con el desarrollo de la investigación se cuenta con la asesoría académica del profesor asignado por la Universidad, y dentro de CNEL con un ingeniero encargado del área de mantenimiento, los cuales emiten continuamente informes que son de utilidad dentro de la investigación.

Segundo nivel: recopilación de datos y análisis

Al finalizar el primer nivel se prosigue con el análisis de datos para lo cual se han recolectado datos actuales y se tiene histórico a partir del 2015, con la información adquirida se procede a interpretar las fallas que han surgido en los aisladores mediante los instrumentos de medición de técnicas predictivas. Se realiza análisis de frecuencia de anomalías y pérdidas de energía.

Tercer nivel: elaboración del plan de mantenimiento

Con los resultados obtenidos del capítulo IV se procede a implementar un plan de mantenimiento predictivo, en el capítulo V se explicara con detalle los protocolos que deben seguir al momento de realizar inspecciones predictivas además de las conclusiones y recomendaciones.

3.5 Muestra

La investigación se desarrolla en la línea de Subtransmisión San Vicente-Jama siendo una de las 9 líneas de la empresa distribuidora CNEL-Sto. Domingo

3.6 Técnicas de recolección de datos

Mediante esta técnica se determinó el correcto proceso para la adquisición de datos entregada por los instrumentos y a su vez por los técnicos, dicha información se hace de utilidad para realizar el análisis termográfico, coronográfico y de inspección visual.

3.6.1 Instrumentos

Para obtener los datos a analizar se utilizó los siguientes instrumentos:

Tabla 12

Instrumentos para la realización de la tesis

Técnicas	Instrumentos
Análisis documental	Bibliografías
	Normas Eléctricas
	Datos del fabricante de equipos
	Datos de operación de la línea
Observación	Bitácoras
	Fotografías, videos
Criterios de expertos	Informes
Análisis Inspección visual	Cámara Lumix G5
Análisis Termográfico	Cámara termográfica Ti32
Análisis Coronográfico	Cámara Corocam 6D

3.7 Técnicas de análisis de datos

Una vez obtenidos los datos se observó y comparó detalladamente los datos presentados por los elementos y para realizar la interpretación de los datos obtenidos en campo, se utilizó un programa donde se almacenan las imágenes recolectadas, en el caso de termografía se utiliza el Smat View 4.3 este software realiza la interpretación de los datos basándose en los parámetros establecidos, así como los datos arrojados por el software, con esto se realiza un informe técnico de las anomalías que fueron encontradas durante la realización, para inspección visual y efecto corona el análisis se lo realiza de forma manual

3.8 Técnicas de comprobación de hipótesis

Mediante los datos obtenidos con la aplicación de técnicas predictivas en aisladores se realiza un plan de mantenimiento y evaluación técnica-económica en líneas de Subtransmisión.

CAPÍTULO IV

4 ANÁLISIS DE DATOS

El presente capítulo abarca el análisis de los datos recolectados de los últimos 3 años de la Línea de Subtransmisión S/E San Vicente- Circuito Jama mediante las técnicas predictivas de inspección visual, efecto corona y termografía con el fin de establecer un plan de mantenimiento.

4.1 Análisis estadístico mediante inspección visual

4.1.1 Inspección visual 2015

Tabla 12

Datos Estadísticos de la inspección visual 2015

Total de puntos de Inspección	Puntos con anomalías	Normales	Aisladores con Anomalías	Anomalías Otras
287	182	105	102	80
100%	63%	37%	56%	44%



Figura 31. Porcentajes de puntos con anomalías en el 2015

Para el año 2015 existieron un total de 182 puntos de inspección que presentaron anomalías donde el 56% figura 31, de estas afectaciones se encontraban en aisladores, y el 44% correspondía a anomalías como postes en mal estado, herrajes oxidados o faltantes.

Tabla 13

Frecuencia de Anomalías según el tipo de Aislador

Anomalías	N. Anomalías	Frecuencias
Aislador cadena/suspensión/ soporte polución (A)	83	45.60%
Aislador cadena/suspensión/ soporte desalineado (B)	12	6.59%
Aislador cadena/suspensión/ soporte roto (C)	7	3.85%
Total	102	56.04%

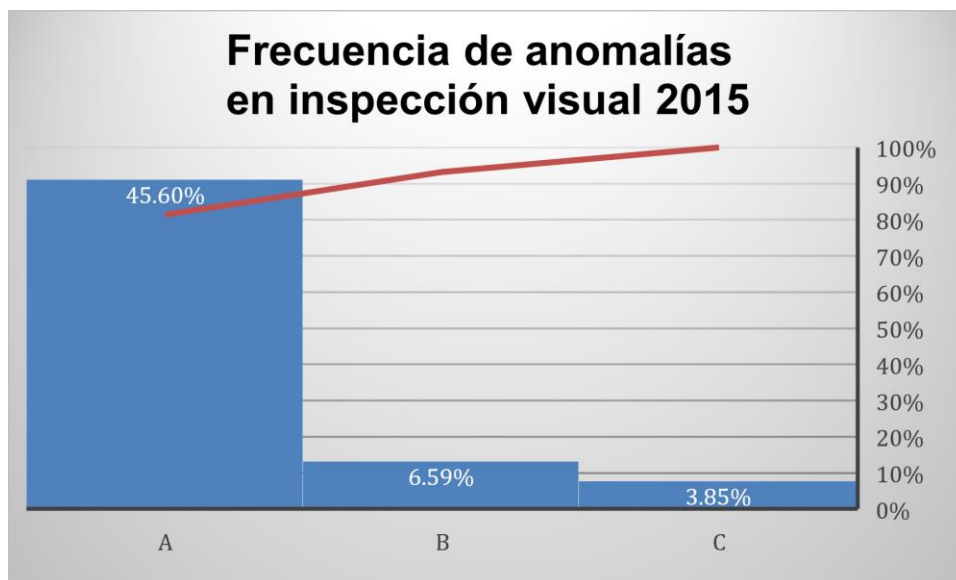


Figura 32. Frecuencia de Anomalías en Inspección Visual 2015

De 102 aisladores con problemas, el 45.60% de estos presentaban problemas de contaminación en aisladores tipo cadena y de suspensión respectivamente, donde la anomalía encontrada más severa en el año 2015 fue de 7 aisladores rotos. (Figura 32).

En la figura 33 se presencia un aislador de soporte en estado roto, ubicado en el circuito Jama de carga 69KV, en el que según la norma establecida existe una anomalía de tipo E-5 la misma que debe ser corregida de inmediato puesto que puede llevar a la falla y caída de la línea. Se muestra además en el formato las ubicación y coordenadas UTM, herramientas de medición.

IDENTIFICACION DEL AREA			
UBICACION	TIPO DE ESTRUCTURA	IRREGULARIDAD	ELEMENTO AFECTADO
S/E San Vicente	Suspensión	Roto	Aislador
			
INFORMACION SOBRE LA INSPECCION VISUAL		HERRAMIENTAS DE MEDICION	
Procedimiento N	50	Cámara fotográfica	
Norma	E-2	Dron	
Métodos de Inspección	Telefotográfico		
Distancia Máxima al sitio	1.50m		
Coordenadas UTM	17M5617199945963		
FECHA	CIRCUITO: Jama	CARGA: 69kV	

Figura 33. Reporte de Inspección Visual

4.1.2 Inspección predictiva 2016

Para el estudio no se tomó en cuenta la predictiva realizada en el año 2016, el año donde ocurrió el terremoto el 16 de abril del 2016 en la zona costera del país y las líneas de subtransmisión quedaron afectadas y la empresa distribuidora CNEL. EP Sto. Domingo corrigió todo tipo de anomalías con el fin de restablecer las líneas. Se realizó las inspecciones predictivas de inspección visual, efecto corona y termografía en el junio del 2016, donde se detectó únicamente el 11.84%, 0.67%, 0.67% de anomalías durante la inspección visual, efecto corona, termografía respectivamente.

4.1.3 Inspección Visual 2017

Tabla 14

Datos Estadísticos de la Inspección Visual 2017

Total de puntos de inspección	Puntos con anomalías	Normales	Aisladores con anomalías	Anomalías otras
287	225	62	93	132
100%	78%	22%	41%	59%



Figura 34. Porcentajes de puntos con anomalías en el 2017

Para el año 2017 existe un aumento de un 15% de puntos de inspección que mostraban anomalías en comparación al año 2015. Del 78% de anomalías encontradas el 41% pertenecen a puntos de inspección donde se encontró las diferentes anomalías como polución, vástagos oxidados o deteriorados, aislador roto, pernos oxidados, flojos o faltantes. (Figura 34).

Tabla 15

Frecuencia de Anomalías según el tipo de Aislador

Anomalías	N. de anomalías	Frecuencia
Aislador cadena/suspensión/soporte polución (A)	27	12.00%
Aislador cadena/suspensión/soporte pasador flojo/ faltante/oxidado (B)	27	12.00%
aislador cadena/suspensión/ vástago o caperuza oxidado (C)	26	11.56%
aislador cadena/suspensión/soporte roto (D)	10	4.44%
aislador cadena/suspensión/soporte desalineado(E)	3	1.33%
Total	93	41.33%

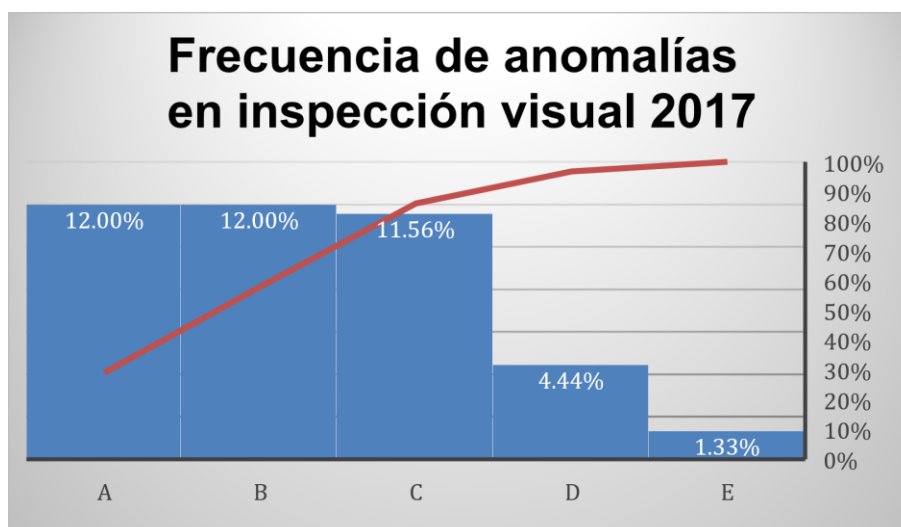


Figura 35. Frecuencia de Anomalías en Inspección Visual 2017

En el año 2017 como en el 2015 la anomalía más frecuente encontrada en la línea de Subtransmisión es la polución en los aisladores con un 12%, seguido del pasador del aislador flojo, faltante u oxidado y se encontró un 11,56% de vástagos y caperuzas oxidadas en los aisladores. (Figura 35).

4.1.4 Inspección Visual 2018

Tabla 16

Datos Estadísticos de la Inspección 2018

Total de puntos de inspección	Puntos con anomalías	Normales	Aisladores con anomalías	Anomalías otras
287	275	12	170	195
100%	96%	4%	62%	38%

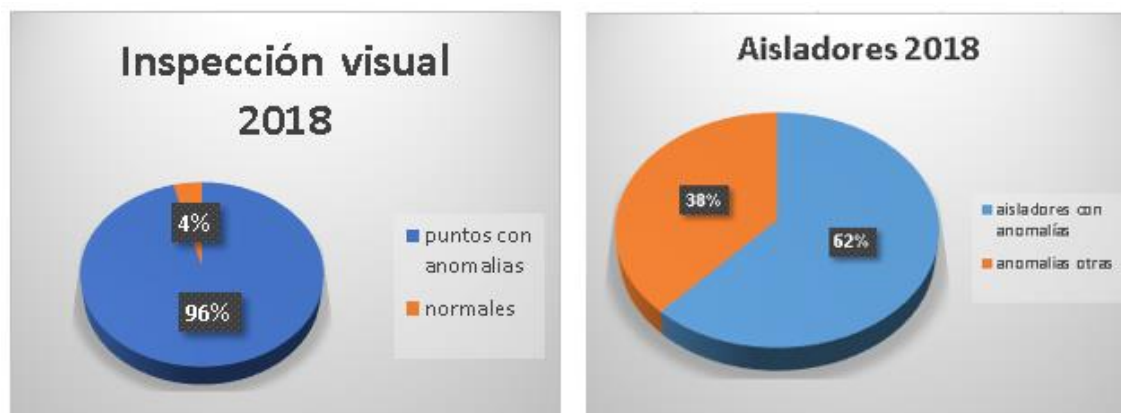


Figura 35. Porcentajes de puntos con anomalías en 2018

Para el 2018 representado en la figura 35 las condiciones de la línea de subtransmisión son críticas donde únicamente el 4% de los puntos de inspección no presentan ningún tipo de anomalías, de los 275 puntos de inspección el 62% presenta problemas en los aisladores superior al 2017 y el 38% de las anomalías está representado por herrajes oxidados, postes en mal estado.

Tabla 17

Frecuencia de Anomalías según el tipo de Aislador

Anomalías	N. de anomalías	Frecuencias
Aislador cadena/ desalineado (A)	46	16.73%
Aislador cadena/suspensión/ vástago deteriorado (B)	41	14.91%
Aislador cadena pasador flojo, oxidado o faltante (C)	34	12.36%
Aislador cadena/suspensión/soporte vástago o caperuza oxidado (D)	30	10.91%
Aislador cadena/suspensión/soporte polución(E)	13	4.73%
aislador cadena/suspensión/soporte roto(F)	6	2.18%
Total	170	61.82%

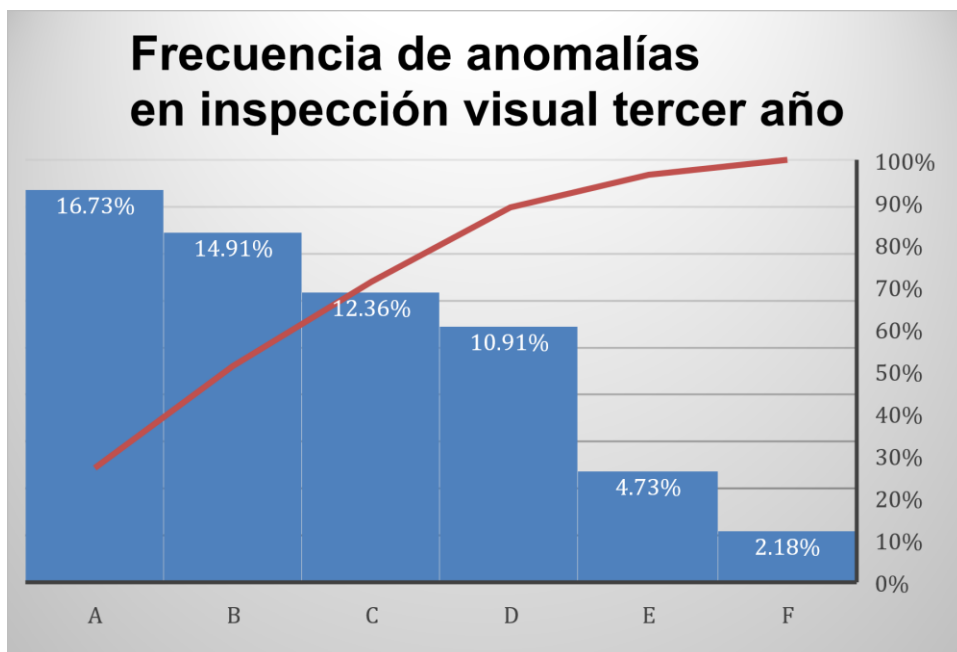


Figura 36. Frecuencia de Anomalías en Inspección Visual 2018

En el 2018 las anomalías más frecuentes para este año es que los aisladores se encuentran desalineados en un porcentaje de 16.73%, la anomalía más severa encontrada que es el deterioro de los vástagos en un 14.91% que son 41 puntos de inspección en estado crítico (figura 36).

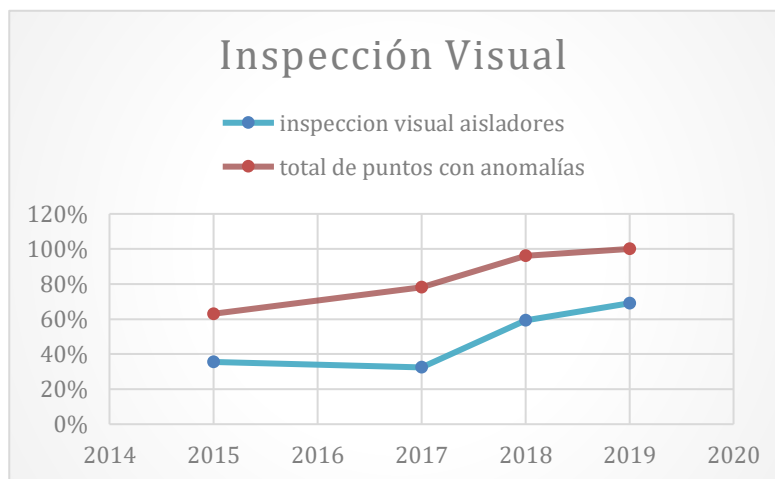


Figura 37 Comportamiento de anomalías

En la figura 37 se puede observar un aumento de 15% y 18%, en el último año se registró un 96% de daño con 12 puntos de inspección en buenas condiciones, por lo que se estima que para el próximo año existirá un 100% de puntos afectados por diferentes anomalías. Para el último año se presenta un 59 % de daño en aisladores con un aumento del 27% desde el año anterior.

Cualquiera de estos aisladores puede provocar la salida de la línea, esto puede causar una gran pérdida económica, puesto que, para restablecer la línea, desde CNEL Sto. Domingo hasta la línea San Vicente- Jama existe un tiempo promedio de llega de 2H30, tiempo en encontrar el punto de falla es de 3 horas, tiempo hasta reparar el punto la línea 1 Hora.


La Carga promedio para el 2018 de la línea es de 7.15 MW con lo que se obtiene 46,475 MWh de energía no suministrada, considerado el costo por energía no suministrada de 1533 USD/MWh establecido en la regulación 025/11 de la CONELEC se obtiene 72.176,67 USD de pérdidas económicas.

4.1.5 Deterioro de aisladores

Donde se considera del grado 1 al grado 6, siendo el grado 6 el mas severo.

Tabla 18

Deterioro del aislador (muestra)

Evolución del deterioro de un aislador			
Año	Imagen	Descripción	Grado
2015		Aislador con polución	2
2017		Aislador con vástago oxidado	4
2018		Aislador con vástago deteriorado, perno maquina deteriorado	6

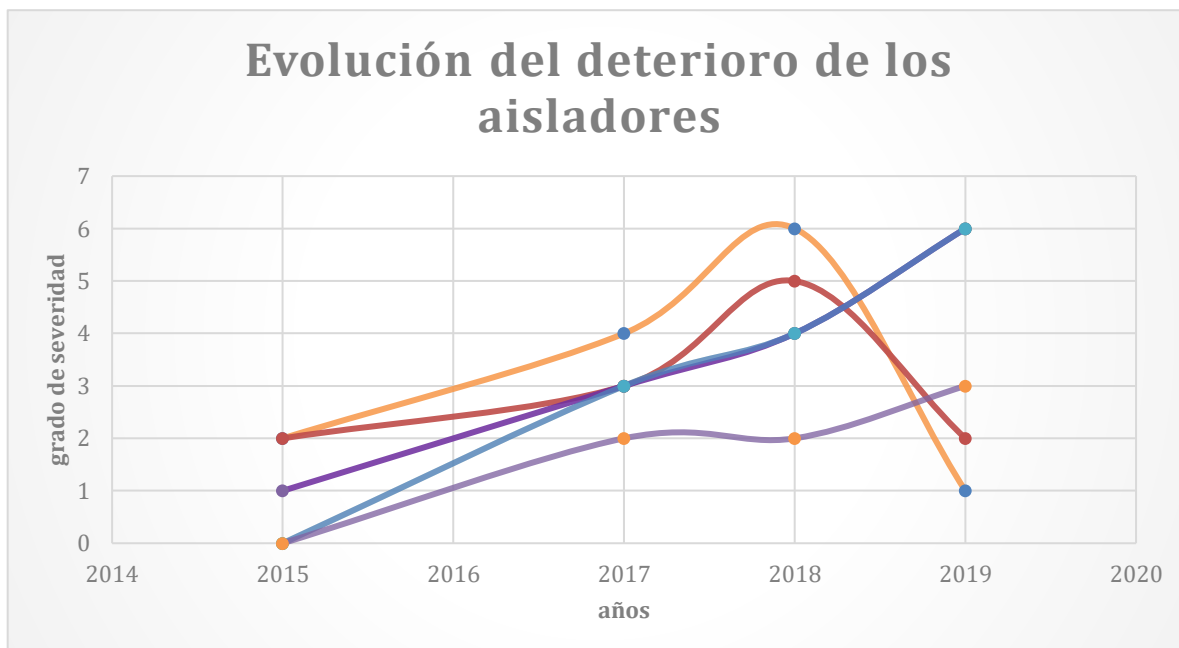


Figura 38. Evolución del deterioro en los aisladores durante 4 años

Como se observa en la tabla 18 y en la figura 38 el deterioro del aislador de grado 6 siendo este el más severo se presencia en el aislador después del transcurso de 4 años donde en el 2015 únicamente se encontró polución en el aislador, en el 2017 ya se encontró oxidación de herrajería como pernos, tuercas entre otros y la oxidación del vástago del aislador, para el 2018 se puede observar en la tabla 18 un aislador completamente deteriorado con grado de severidad 6 que exige un cambio inmediato del aislador, para el 2019 el aislador nuevo presentará grados de severidad 1 o 2.

El deterioro de los aisladores avanza de 1 a 2 grados de severidad cada año como se puede observar en la figura 38, donde se ha tomado una muestra de los 287 puntos de inspección de la línea San Vicente- Jama.

4.2 Análisis estadístico mediante termografía

4.2.1 Termografía 2015

Tabla 19

Datos Estadísticos de la Inspección Termográfica del 2015

Punto de Inspección	Delta térmico en °C	Grado de Severidad	Medidas Correctivas
18	5,7	4	Se debe tomar medidas correctivas en el próximo periodo de mantenimiento
31	13,4	3	Se requiere medidas correctivas en cuanto el programa de mantenimiento lo permita
45	6,6	4	Se debe tomar medidas correctivas en el próximo periodo de mantenimiento
46	8,6	4	Se debe tomar medidas correctivas en el próximo periodo de mantenimiento
173	12,7	3	Se requiere medidas correctivas en cuanto el programa de mantenimiento lo permita
178	9,3	4	Se debe tomar medidas correctivas en el próximo periodo de mantenimiento
179	10,9	3	Se requiere medidas correctivas en cuanto el programa de mantenimiento lo permita

Para el análisis de termografía en aisladores pertenecientes al 2015 se seleccionó una muestra de la línea de Subtransmisión San Vicente –Jama, la tabla 19 muestra un delta térmico superior de 13,4 °C perteneciente al punto 31 de Inspección, en el que se de tomar medidas correctivas en cuanto el programa de mantenimiento lo permita.

La figura 39 representa la variación del delta térmico en relación a los puntos inspeccionados, en este año no se encontró grandes grados de severidad por encima de 3.

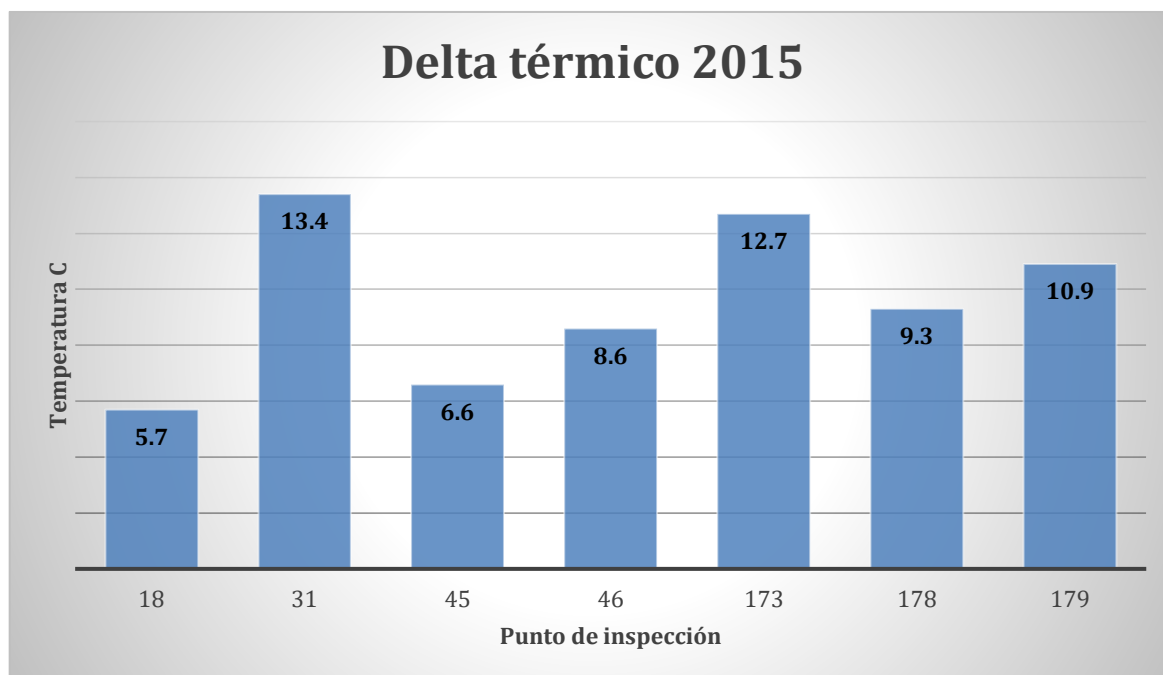


Figura 39. Delta Térmico de Aisladores 2015

4.2.2 Termografía 2017

Tabla 20

Datos Estadísticos de la Inspección Termográfica 2017

Punto de Inspección	Delta Térmico	Grado de Severidad	Medidas Correctivas
3	11,6	3	Se requiere medidas correctivas en cuanto el programa de mantenimiento lo permita
4	10,8	3	Se requiere medidas correctivas en cuanto el programa de mantenimiento lo permita
5	12,8	3	Se requiere medidas correctivas en cuanto el programa de mantenimiento lo permita
7	10,2	3	Se requiere medidas correctivas en cuanto el programa de mantenimiento lo permita
8	11,5	3	Se requiere medidas correctivas en cuanto el programa de mantenimiento lo permita
45	21,9	2	Se requiere medidas correctivas tan pronto sea posible, dependiendo del tipo de carga que alimente y la severidad de la sobre temperatura en este rango.
46	9	4	Se debe tomar medidas correctivas en el próximo periodo de mantenimiento
81	15,3	3	Se requiere medidas correctivas en cuanto el programa de mantenimiento lo permita
98	6,8	4	Se debe tomar medidas correctivas en el próximo periodo de mantenimiento
182	6,9	4	Se debe tomar medidas correctivas en el próximo periodo de mantenimiento

En el 2017 de inspecciones Termográficas existe un mayor número de anomalías en los que se encontraron puntos calientes, de los 287 puntos inspeccionados 10 puntos poseen un tipo de criticidad siendo el punto más crítico de estudio el 45 con un alto grado 2 de severidad en el que se requiere medidas correctivas tan pronto sea posible. (Tabla 20) En la figura 40 se observa el delta térmico en relación a los puntos de inspección, que va desde 6,9 °C hasta 21,9°C el mayor delta térmico se encuentra en el punto 45, y el menor 98.

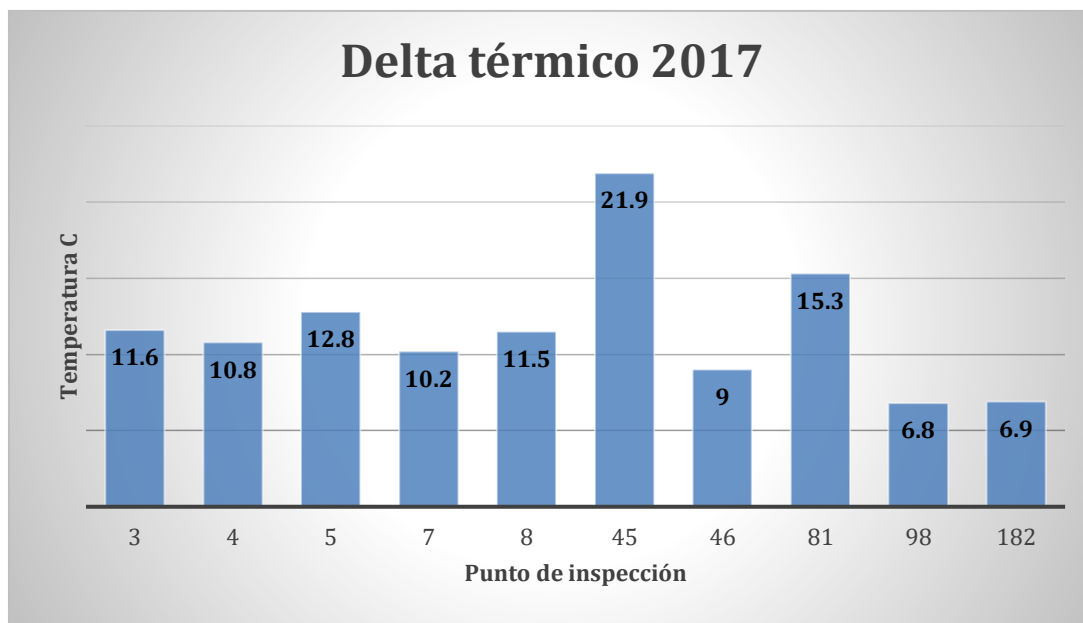


Figura 40 Delta Térmico de Aisladores 2017

4.2.3 Termografía 2018

Tabla 21

Datos Estadísticos de la Inspección Termográfica del 2018

Punto de Inspección	Delta térmico en C	Grado de severidad	Medidas correctivas
18	10,9	3	Se requiere medidas correctivas en cuanto el programa de mantenimiento lo permita
20	4,4	4	Se debe tomar medidas correctivas en el próximo periodo de mantenimiento
21	5,5	4	Se debe tomar medidas correctivas en el próximo periodo de mantenimiento
58	7,2	4	Se debe tomar medidas correctivas en el próximo periodo de mantenimiento
62	7,6	4	Se debe tomar medidas correctivas en el próximo periodo de mantenimiento
65	14,5	3	Se requiere medidas correctivas en cuanto el programa de mantenimiento lo permita
82	14,1	3	Se requiere medidas correctivas en cuanto el programa de mantenimiento lo permita
87	11	3	Se requiere medidas correctivas en cuanto el programa de mantenimiento lo permita
91	18	3	Se requiere medidas correctivas en cuanto el programa de mantenimiento lo permita
252	6,3	4	Se debe tomar medidas correctivas en el próximo periodo de mantenimiento

En el 2018 de inspecciones Termográficas representado en la tabla 21 el grado de severidad encontrado esta entre 3 y 4, siendo el 3 de mayor severidad en los que se requiere tomar medidas correctivas en los puntos 18, 65, 82,87y 91 inspeccionados.

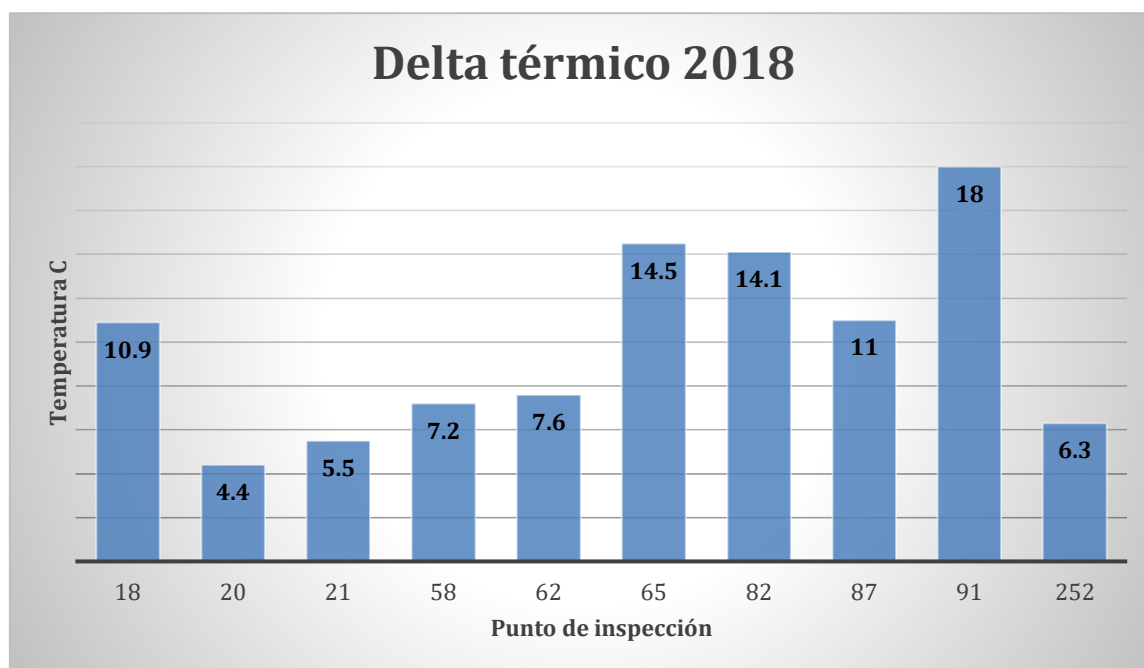


Figura 41 Delta Térmico de Aisladores 2018

En la figura 41 se puede observar el delta térmico en relación a los puntos inspeccionados, el punto 91 indica un punto caliente con un delta térmico superior de 18°C mientras que el punto 20 muestra un punto caliente inferior de 4, dando un grado de severidad de 2.

En la figura 41 se observa la imagen termográfica analizada mediante el software Fluke siendo uno de los puntos críticos encontrados en los últimos años estudiados, posee una temperatura de referencia de 38°C y una Tmax. de 52.5°C dando como resultado un delta térmico 14.5°C que según la norma establecida define un grado de severidad número 3,

en el que se requiere medidas correctivas en cuanto el programa de mantenimiento lo permita, así como también se muestra parámetros como Emisividad, nivel de voltaje, velocidad del viento, humedad relativa, entre otros.

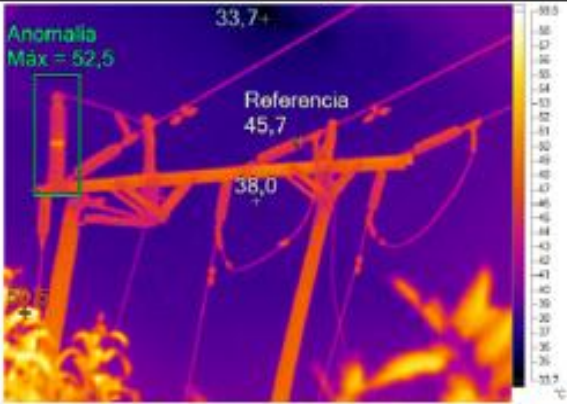

IDENTIFICACION DEL AREA			
UBICACION	TIPO DE ESTRUCTURA	IRREGULARIDAD	ELEMENTO AFECTADO
Circuito Jama	Angular	Aislador Fase T	Aislador
			
TABLA DE VALORES		DETALLE	
T. Referencia °C	38	Descripción del equipo o componente	
T.Max °C	52.5	Numero de Poste: s/n	
T. Ambiente °C	29	UTM: 17M561861 9944766	
Delta Térmico °C	14.5		
Emisividad	0.85		
Nivel de Tensión KV	69KV		
Velocidad del viento (m/s)	0.2		
Humedad Relativa (%)	65		
OTROS PARAMETROS			

Figura 41. Reporte de Termografía

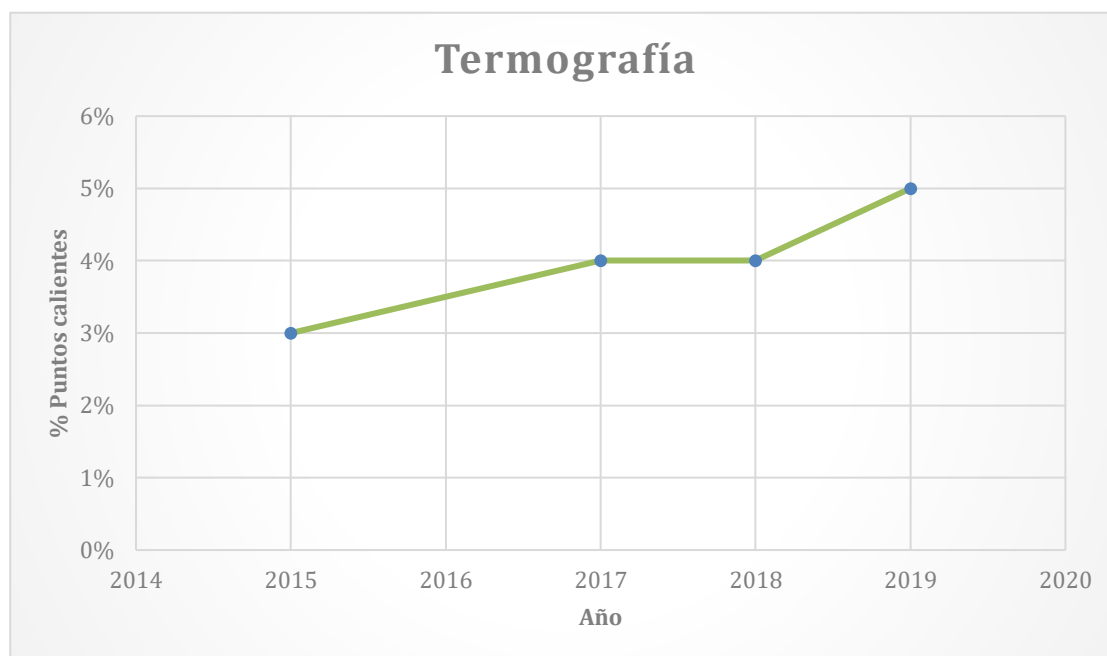


Figura 42. Aumento de puntos calientes

Los puntos calientes detectados por la inspección termográfica en la línea San Vicente-Jama se puede observar un aumento del 1% desde el año 2015 donde hubo la existencia de un 3% de puntos de inspección que presentaban puntos calientes en el 2017 y 2018 en número de puntos calientes se siguen manteniendo, donde los puntos calientes encontrados pertenecen a diferentes puntos de inspección en cada año, por lo que se estima para el 2019 un aumento de 1% de puntos calientes. (figura 42)

4.3 Análisis estadístico efecto corona

El efecto corona es un fenómeno que resulta de la ionización del aire debido al alto campo eléctrico. La detección de efecto corona es una técnica que permite visualizar a distancia cada punto de un objeto ya sea que esté en reposo o en movimiento, y simultáneamente mostrar una visualización de sus descargas. El siguiente procedimiento

está enfocado a líneas de transmisión y Subtransmisión que debe efectuarse en el momento de realizar una inspección coronográfica con el fin de detectar fallas que no se observan a simple vista.

4.3.1. Efecto corona en aisladores 2015, 2017, 2018.

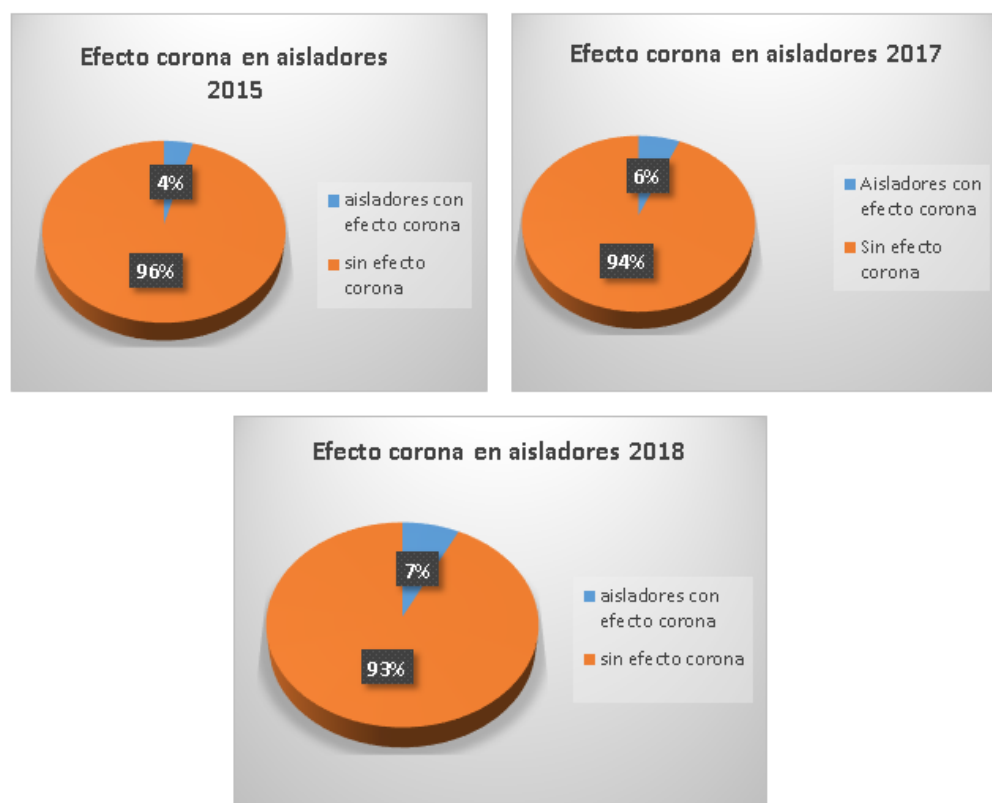


Figura 43. Efecto Corona en Aisladores 2015, 2017, 2018

Como se puede observar en la figura 43 el efecto corona en los últimos cuatro años en la línea de Subtransmisión ha ido aumentando paulatinamente un 1%. El efecto corona en una línea de Subtransmisión de 69 Kv no debería existir debido a su nivel de voltaje, pero aun así el efecto corona está presente en la línea y esto se debe a las condiciones

ambientales críticas a la que se encuentra sometida de contaminación, salinidad, humedad elevada.

4.3.2 Efecto corona 2015



Figura 44. Efecto Corona 2015

Como se puede observar en la figura 44 de los 12 puntos de inspección que se encontró efecto corona 10 de ellos están en el rango de 1000 a 2000 donde se recomienda cambiar o reparar en la próxima oportunidad, donde el daño no afectará a corto plazo. Y 2 puntos sobrepasan el conteo de 2000 por lo que se sugiere el cambio inmediato del aislador.

Tabla 22*Efecto corona 2015, vs Inspección Visual y Termografía*

Efecto corona	Inspección visual	Termografía
2	Aislador de suspensión polución	-
21	Aislador con polución, herrajería faltante	-
30	Aislador con polución	-
47	Aislador con polución, herrajería faltante	-
52	Aislador con polución, herrajería faltante	-
81	Aislador con polución, herrajería faltante	-
84	Aislador con polución, herrajería oxidada	-
179	Aislador de suspensión polución	Aislador
180	Aislador con polución, aislador desalineado, varilla preformada deteriorada	-
218	Aislador con polución	-
219	Aislador con polución, herrajería faltante	-
220	Aislador con polución	-

Como se puede observar en la tabla 22 el efecto corona aparece en los aisladores principalmente por la existencia de contaminación, además se demuestra que con la

presencia de efecto corona en el aislador no necesariamente va a existir un punto caliente.

4.3.3 Efecto Corona 2017

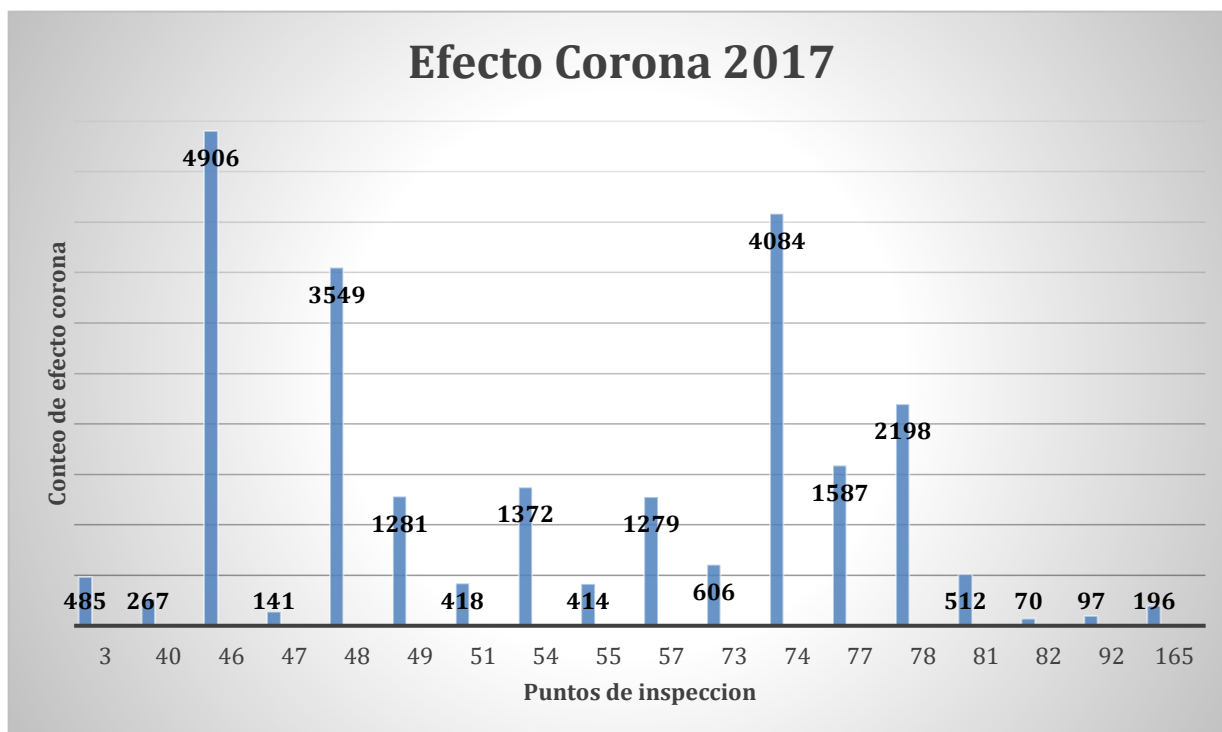


Figura 45. Efecto Corona 2017

En el 2017 se encontró 8 puntos que tienen un conteo mejor de 500 por lo que no es dañino, 2 puntos en el rango de 500 a 1000 donde el efecto corona paulatinamente va ir dañando el aislamiento del aislador, 4 puntos con conteo de 1000 a 2000 donde se sugiere la limpieza o cambio del aislador y 4 puntos superiores a 2000 donde se recomienda el cambio inmediato del aislador. (Figura 45)

Tabla 23

Efecto corona 2017, vs Inspección Visual y Termografía

Efecto corona	Inspección visual	Termografía
3	Aislador polución	-
40	Aislador polución, herrajería oxidada	-
46	-	Aislador
47	Aislador polución	-
48	-	-
49	Aislador polución, herrajería oxidada	-
51	-	-
54	Aislador polución, herrajería oxidada	-
55	Aislador polución, herrajería oxidada	-
57	Aislador polución, herrajería oxidada	-
73	Herrajería oxidada	-
74	Herrajería oxidada	-
77	Herrajería faltante	-
78	Herrajería oxidada	-
81	Aislador roto	Aislador
82	-	-
92	Herrajería faltante	-
165	Aislador polución	

En el 2017 se puede observar en la tabla 23 la comparación entre efecto corona, inspección visual y termografía donde no existe una relación entre efecto corona y los puntos calientes encontrados, por lo cual se puede decir que si existe efecto corona este no provoca un punto caliente.

4.3.4 Efecto Corona 2018

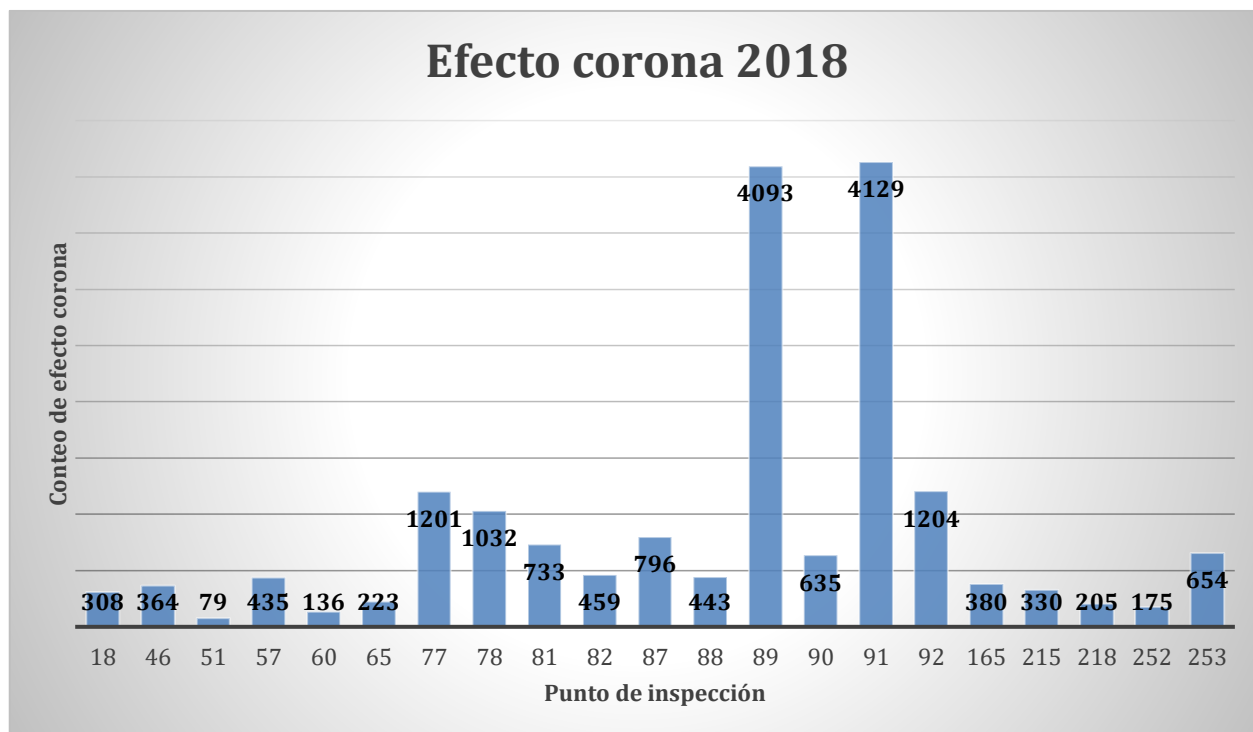


Figura 46. Efecto Corona 2018

Para el 2018 existen 12 puntos con un conteo menor a 500 los cuales no son perjudiciales, 4 puntos entre 500 a 1000 los cuales se les debe prestar atención y realizar limpieza en los aisladores, 3 puntos de inspección a los cuales se les debe realizar una limpieza o cambio de aislador, y 2 puntos que superan el conteo de 2000 a los cuales se les debe realizar un cambio de aislador de forma inmediata. (Figura 46)

Tabla 24*Efecto corona Tercer Año, vs Inspección Visual y Termografía*

Efecto Corona	Inspección visual	Termografía
18	vástago oxidado	aislador
46	-	-
51	-	-
57	aislador polución	-
60	herrajería oxidada	-
65	-	aislador
77	vástago y caperuza oxidada	-
78	vástago oxidado	-
81	vástago oxidado	-
82	vástago oxidado	aislador
87	vástago oxidado	aislador
88	vástago oxidado	-
89	vástago oxidado	-
90	herrajería oxidada	-
91	vástago deteriorado	aislador
92	vástago deteriorado	-
165	vástago deteriorado	-
215	aislador polución	-
218	aislador polución	-
252	herrajería oxidada	aislador
253	herrajería oxidada	-

Como se puede observar en la tabla 24 el Efecto corona coinciden con 6 de 20 puntos de la inspección visual que presentan el vástago oxidado, y la coincidencia de puntos

calientes encontrados en termografía son muy pocos las coincidencias con efecto corona en los a aisladores.


IDENTIFICACIÓN				
INSTALACIÓN	UBICACIÓN	DESDE/HASTA	COORDENADA UTM	TIPO DE ESTRUCTURA
S/E San Vicente-Jama	San Vicente	San Vicente-Jama	17M560897 9950802	ANGULAR
				
NUMERO DE EVENTOS	4129			
DESCRIPCIÓN DE LA ANOMALIA				
RECOMENDACIÓN	Se requiere medidas correctivas			

Figura 47. Reporte de efecto corona

La imagen mostrada en la figura 47 representa el efecto corona presente en los aisladores, presenta unos conteos que arroja la cámara de 4129 que al analizar la norma el grado de severidad es D que representa los conteos superiores a 2000, que se recomienda realizar el cambio o lavado del aislador. Además, se incluye la ubicación la recomendación, y el tipo de estructura en el que se realizó la inspección.

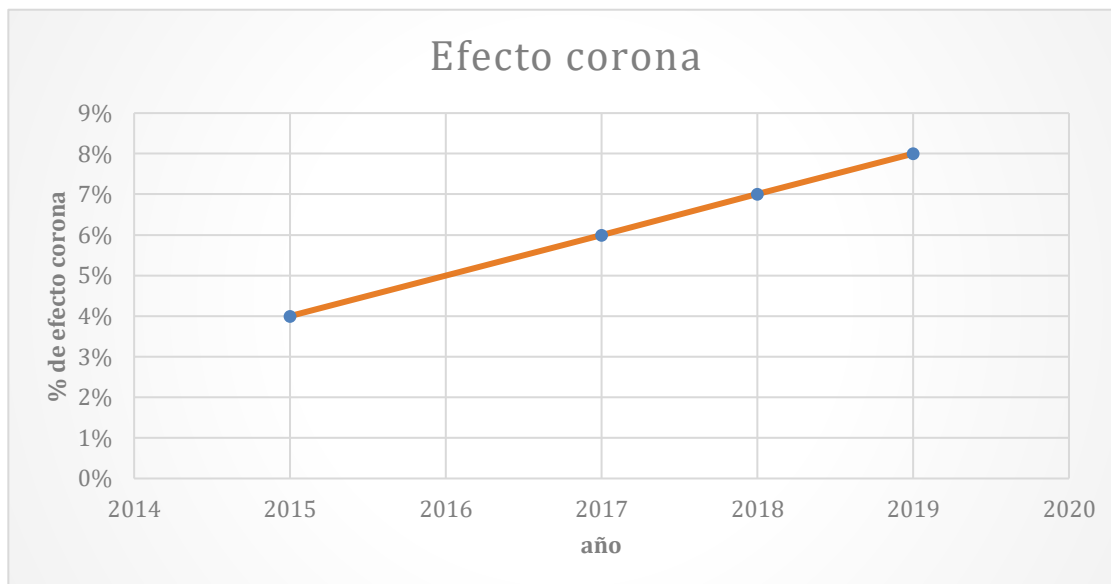


Figura 48. Progreso del efecto corona en la línea

El efecto corona dentro de los tres años de análisis se puede apreciar aumentando en un 1% en cada año, por lo que se estima que para el año siguiente exista un 8% de puntos de inspección que presenten efecto corona. (Figura 48)

4.4 Relación entre efecto corona y termografía

El efecto corona en los aisladores puede dar paso al aumento de la temperatura, provocando aparición de puntos calientes que son detectados por medio de la inspección termográfica como se muestra en la figura 49.

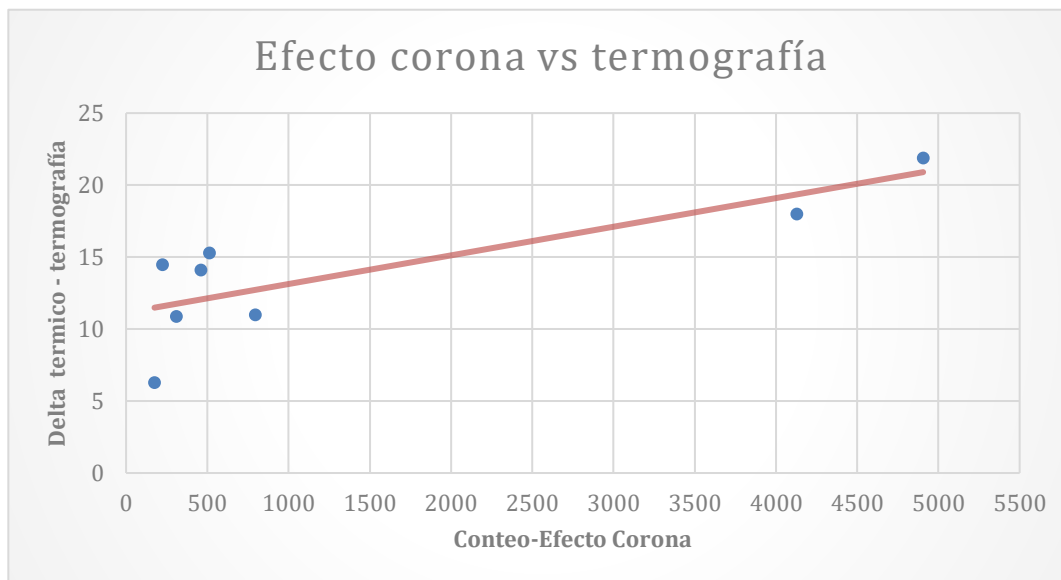


Figura 49. Efecto corona VS. Termografía

Como se puede observar en la figura 49 la línea de tendencia muestra que entre más elevado sea el conteo de efecto corona existirá un aumento de temperatura en los aisladores.

4.5 Cálculo de pérdidas de potencia y energía por efecto corona

Para un cálculo aproximado de las pérdidas generadas por efecto corona se toma en cuenta que en un disco de aislador cuando existe buen tiempo la pérdida de potencia es de 5W y cuando hay mal tiempo la pérdida de potencia en un disco es aproximadamente 14W. Por lo cual se realizó un conteo del número total de aisladores los cuales poseían 6 discos los de tipo cadena y tipo suspensión y 17 discos los aisladores de soporte dando un total de 12201 discos.

$$P_{\text{efecto corona}} = \frac{\text{número total de discos} * P_{\text{en cada disco}}}{1000}$$

$$P_{\text{efecto corona real}} = P_{\text{efecto corona}} * \% \text{aisladores con efecto corona}$$

Cálculo de la pérdida de potencia en buen tiempo

$$P_{\text{efecto corona buen tiempo}} = \frac{12201 * 5}{1000} = 61.005 \text{ kW}$$

$$P_{\text{efecto corona real buen tiempo}} = 61.005 * 4\% = 2.44 \text{ kW}$$

Calculo de la pérdida de energía en mal tiempo

$$P_{\text{efecto corona mal tiempo}} = \frac{12201 * 14}{1000} = 170.814 \text{ kW}$$

$$P_{\text{efecto corona real mal tiempo}} = 170.814 * 4\% = 6.83 \text{ kW}$$

Tabla 25

Pérdidas por efecto corona en Aisladores por año

Año	2015	2017	2018
Aisladores con efecto corona	4%	6%	7%
Buen tiempo kW	2.4402	3.6603	4.27035
Mal tiempo kW	6.83256	10.24884	11.95698

Tabla 26*Pérdidas por efecto corona al año*

Año	2015	2017	2018
Horas	8760	8760	8760
Pérdida/ buen tiempo MWh	21.376152	32.064228	37.408266
Pérdidas/mal tiempo MWh	59.8532256	89.7798384	104.743145
Energía entrega por la empresa distribuidora GWh	485	533	559
Pérdidas de energía en buen tiempo%	0.0044	0.0060	0.0067
Pérdidas de energía en mal tiempo%	0.0123	0.0168	0.0187
Pérdidas técnicas %	8.23	7.74	7.49

Las pérdidas por efecto corona en el año 2018 en donde se encontró un total de 7% de puntos de inspección que presentaban efecto corona en los aisladores, como se observa en la tabla 25 la pérdida de energía al año es de 0.0067% y de 0.0187% en buen y mal tiempo respectivamente, donde estos valores son despreciables en comparación con el 7.49% de pérdidas técnicas en ese mismo año. (Tabla 26)

Como se observa en la tabla 26 la pérdida por efecto corona en buen tiempo en el año 2018 es de 37.408266 MWh, multiplicado por el valor del costo del MWh de 1.2 USD, las pérdidas económicas es de 44. 88 USD que se considera despreciable para las pérdidas económicas totales de 56.459,19 USD tabla 40 que se presentaron en el mismo año.

Cálculo del efecto corona por la fórmula de F. W. PEEK

El efecto corona se producirá cuando la tensión de la línea supere la tensión crítica disruptiva del aire, es decir, aquel nivel de tensión por encima del cual el aire se ioniza. Será interesante, por lo tanto, comprobar con un ejemplo si en algún punto de una línea aérea se llega a alcanzar la tensión crítica disruptiva.

$$U_C = \frac{29.8}{\sqrt{2}} * \sqrt{3} * m_C * m_T * \delta * r * \ln\left(\frac{D}{r}\right)$$

Corrección de la densidad del aire

$$\delta = \frac{2.921 * h}{273 + \theta}$$

$$\delta = \frac{2.921 * 760}{273 + 29} = 9.867$$

Distancia media geométrica

$$\sqrt[3]{d_{RS} * d_{ST} * d_{RT}}$$

$$\sqrt[3]{1.25 * 1.25 * 2.50} = 3.9 = 390.6cm$$

Calculo de tensión crítica disruptiva

$$U_C = \frac{29.8}{\sqrt{2}} * \sqrt{3} * m_C * m_T * \delta * r * \ln\left(\frac{D}{r}\right)$$

$$U_C = \frac{29.8}{\sqrt{2}} * \sqrt{3} * 0.85 * 0.8 * 0.9867 * 1.03 * \ln\left(\frac{390.6}{1.03}\right)$$

$$U_C = 149.77$$

$$U_C = 149.77kV > 69kV$$

Mediante la utilización de la fórmula de PEEK se puede demostrar que la tensión nominal de la línea de subtransmisión se encuentra por debajo de la tensión disruptiva por lo que no debería existir efecto corona, pero por las condiciones de contaminación, humedad y salinidad que son factores críticos de la zona, el efecto corona se puede apreciar en algunos puntos de la línea.

4.6 Cálculo de la cadena de aisladores

Presión a nivel del mar 76 cmHg

Densidad

$$\delta = 3.86 * \frac{b}{273 + t}$$

Donde:

b= presión atmosférica

t= temperatura

D_{fc}=distancia mínima de fuga corregida

$$Dfc = \frac{Df}{\delta}$$

Df= distancia mínima de fuga según la norma IEC o IEEE

df=distancia mínima de fuga de cada aislador según el fabricante

$$Na = 1,1 * Vff * \frac{Df}{df}$$

Na= número de aisladores

$$\delta = 3,86 * \frac{76}{273 + 29 C} = 0,97$$

Df según el nivel III de contaminación según la norma IEC-71-2 es de 25mm/kV y 43.3 mm/kV según la norma IEEE 1313-2-1996

$$Dfc = \frac{15}{0,97} = 15,46kV$$

$$Dfc = \frac{43.3}{0,97} = 44,63kV$$

$$Na = 1,1 * 69kV * \frac{15.46mm}{545mm} = 2,15$$

$$Na = 1,1 * 69kV * \frac{44.63mm}{545mm} = 6,07$$

El número de aisladores según la norma IEEE es de 6

CAPÍTULO V

MODELO DE PLAN DE MANTENIMIENTO

5 ELABORACIÓN DEL PLAN DE MANTENIMIENTO PARA LA LÍNEA DE SUBTRANSMISIÓN SAN VICENTE- JAMA.

En este capítulo se desarrolla el plan de mantenimiento para la línea San Vicente-Jama tomando en cuenta los datos necesarios de los tres últimos años para calcular el tiempo medio entre fallas, la tasa de fallas, disponibilidad, fiabilidad, frecuencia de inspección y las pérdidas económicas que se generan por la salida de la línea.

El programa de mantedamiento define los implementos de seguridad que debe tener cada trabajador, así como las precauciones, los protocolos que se deben seguir para realizar en mantenimiento en los aisladores. A continuación, se muestra el plan de mantenimiento de la línea de subtransmisión.

PLAN ESTRATÉGICO DE MANTENIMIENTO

Unidad de negocio: CNEL Sto. Domingo

Activo: Línea de subtransmisión San Vicente – Jama 69 Kv.

Unidad responsable: Unidad de mantenimiento

5.1 Descripción de la línea San Vicente -Jama.

La línea de Subtransmisión de 69kV San Vicente- Jama perteneciente a la Unidad de Negocio CELEP EP Santo Domingo está ubicada en la provincia de Manabí. Por la importancia de la línea y las condiciones ambientales críticas se debe asegurar el buen funcionamiento de la misma. (Figura 49)

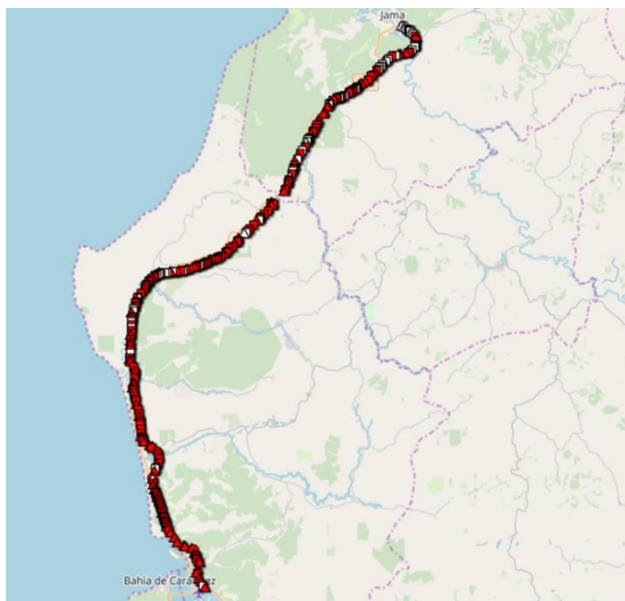


Figura 50. Localización de la Línea. S/E San Vicente-Jama

Fuente: (Autor Insercruz)

5.2 Área de mantenimiento

El área de mantenimiento de la Empresa Eléctrica Pública Estratégica Corporación Nacional de Electricidad CNEL EP Unidad de negocio Sto. Domingo tiene el deber de implementar las acciones correspondientes con el objetivo de conservar el estado físico de la línea para evitar fallas.

5.2.1 Misión

Normalizar las actividades de mantenimiento preventivo y predictivo, de tal forma que se asegure la operación continua y el funcionamiento adecuado de la línea.

5.2.2 Visión

Ser un área cuyo objetivo es realizar el mantenimiento predictivo y preventivo de forma eficiente y oportuna que cumpla con el concepto de Calidad Total.

5.2.3 Objetivos

Minimizar el número y tiempo salida de la línea no programada

Reducir los costos por pérdida de energía no suministrada.

5.3 Políticas

El área de mantenimiento debe contar con medios claros y precisos para solicitar, autorizar y ejecutar trabajos; conocer las acciones necesarias para reducir al mínimo el costo y tiempo de mantenimiento y, finalmente evaluar los resultados.

Todo trabajo de mantenimiento debe originarse con una orden de trabajo para evitar la realización de labores sin importancia o no autorizadas, y así contar con un registro de la tarea efectuada.

La prioridad del trabajo a realizar deberá indicarse en la solicitud, haciendo constar si se trata de una urgencia, de una rutina. Los trabajos, dentro de su categoría respectiva, se efectuarán en el orden en que se reciban.

El personal de mantenimiento deberá portar el uniforme adecuado y autorizado para el desempeño de sus funciones.

El personal de mantenimiento deberá entregar al final de cada actividad un reporte de las actividades que se le fueron asignadas.

5.4 Personal a ser designado

- Ingeniero fiscalizador- supervisor
- jefe de cuadrilla
- Cuadrilla d linieros
- Técnicos ayudantes

5.5 Equipos de protección

- Faja porta herramientas
- Casco de protección
- Cinturón de seguridad
- Arnés de seguridad

- Gafas de seguridad
- Guantes dieléctricos
- Alicates
- Ropa dieléctrica
- Botas dieléctricas y antideslizantes
- Sistema de señalización

5.6 Clima y condiciones de contaminación

5.6.1 Condiciones ambientales de San Vicente

Temperatura

La temperatura máxima en el año es de 29 °C y una temperatura promedio de 24°C.

Humedad

El período más húmedo del año dura 10 meses, del 28 de septiembre al 6 de agosto, y durante ese tiempo el nivel de comodidad es bochornoso llegando a niveles de humedad del 100%.

El día menos húmedo del año es el 6 de septiembre, con condiciones húmedas el 85 % del tiempo.

Viento

La parte más ventosa del año dura 7,7 meses con una velocidad promedio del viento de 14,0 km/h y con velocidades máximas de 17,6 km/.

El tiempo más calmado del año dura 4,3 meses con una velocidad promedio del viento de 10,4 km/h.

5.6.2 Condiciones ambientales de Jama

Temperatura

La temporada templada dura 1,5 meses, del 8 de noviembre al 22 de diciembre, y la temperatura máxima diaria es más de 29 °C y una temperatura mínima de 23 °C.

Humedad

Los niveles de comodidad de humedad en Jama se los considera opresivo o insoportable, no varía considerablemente durante el año, y permanece entre el 93 % del 97 %.

Vientos


La parte más ventosa del año dura 7,4 meses con velocidades promedio del viento de más de 12,8 km/h y velocidades máximas de 16,2 km/h. El tiempo más calmado del año dura 4,6 meses con una velocidad promedio del viento de 9,4 km/h. (weatherspark, 2018)

Tomando en cuenta las condiciones ambientales de los dos puntos principales de la línea, se puede denotar que las condiciones ambientales son críticas, tanto en humedad, temperatura y viento, llegando a valores máximos de 100%, 29 °C y 17.6km/h respectivamente.

Conociendo las condiciones ambientales y según la norma IEC 815 el nivel de contaminación es de nivel III. (Tabla 27)

Tabla 27

Niveles de contaminación

Nivel de contaminación	Descripción del ambiente	Distancia de fuga nominal mínima mm/Kv IEC-71-2	Distancia de fuga nominal mínima mm/Kv IEEE 1313-2-1996
Ligero Nivel I	<ul style="list-style-type: none"> • Áreas sin industrias y con baja densidad de casa equipadas con calefacción • Áreas con baja densidad de industrias o casa sujetas a frecuencias de vientos o lluvias • Áreas agrícola • Áreas montañosas • Todas las áreas situadas a 10 km a 20km del mar y no expuestas a vientos directos provenientes del mar. 	16	27,7
Medio Nivel II	<ul style="list-style-type: none"> • Áreas con industrias que no producen humo contaminante y/o con densidad moderada de casa equipadas con calefacción. • Áreas con alta densidad de casas, pero sujetas a frecuentes vientos y/o lluvia. • Áreas expuestas a vientos de mar, pero no cercanas a la costa (al menos varios km de distancia). 	20	34,6
		Continua	

Alto Nivel III	<ul style="list-style-type: none"> • Áreas con alta densidad de industrias y suburbios de grandes ciudades con alta densidad de casas con calefacción que generen contaminantes. • Áreas cercanas al mar o expuestas a vientos relativamente fuertes procedentes del mar. 	25	43,3
Muy Alto Nivel IV	<ul style="list-style-type: none"> • Áreas generalmente de extensión moderada, sujetas a contaminantes conductivos, y humo industrial, que produzcan depósitos espesos de contaminantes. • Áreas de extensión moderada, muy cercanas a la costa y expuestas al rocío del mar, o a vientos muy fuertes con contaminación procedente del mar. • Áreas desérticas, características por falta de lluvia durante largos periodos, expuesta a fuertes vientos a condensación non regularidad. 	31	53,7

Fuente (IEEE)

5.6 Plan de mantenimiento

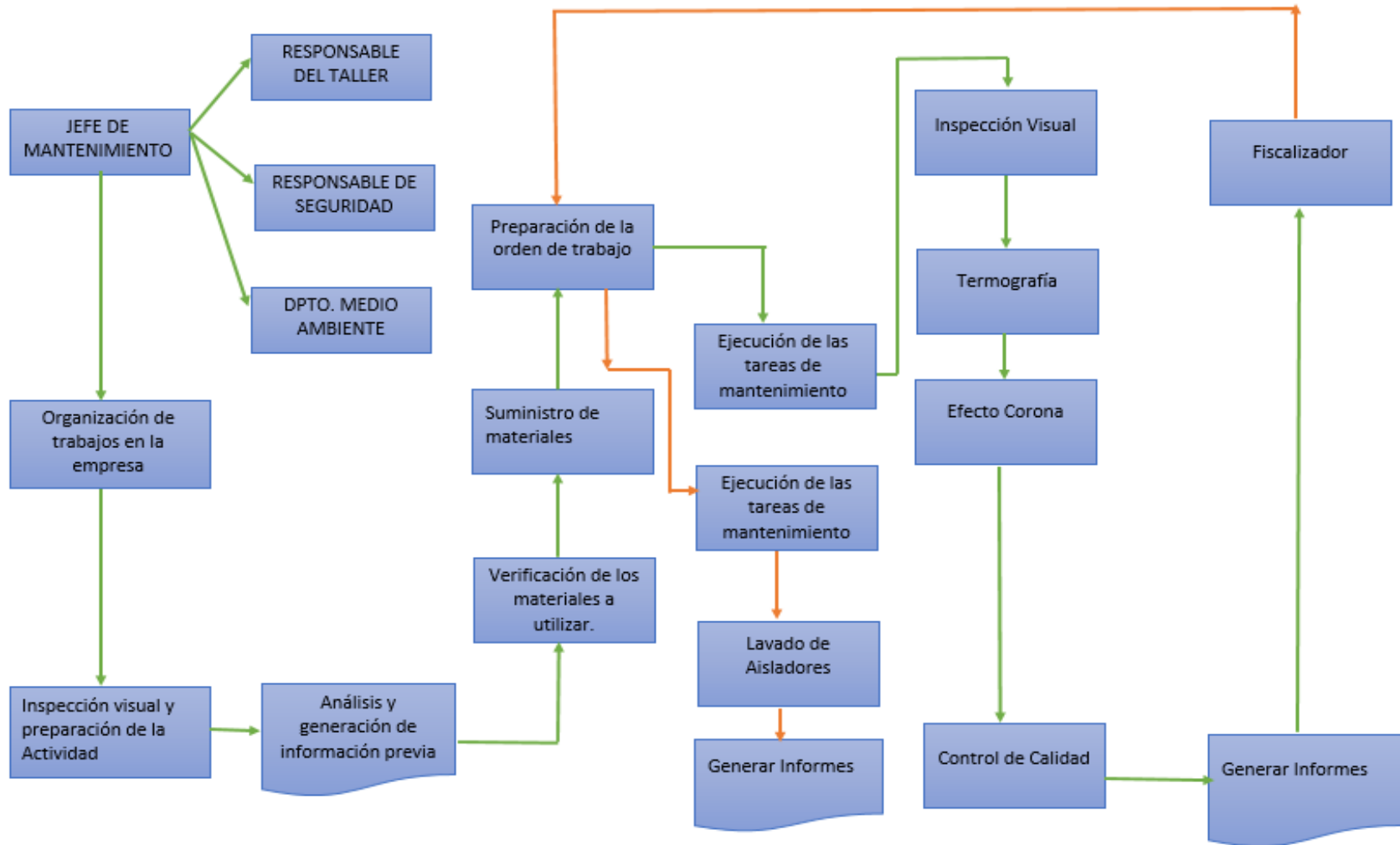


Figura 51 Diagrama de flujo del mantenimiento preventivo y predictivo

a. Etapas del plan de mantenimiento predictivo

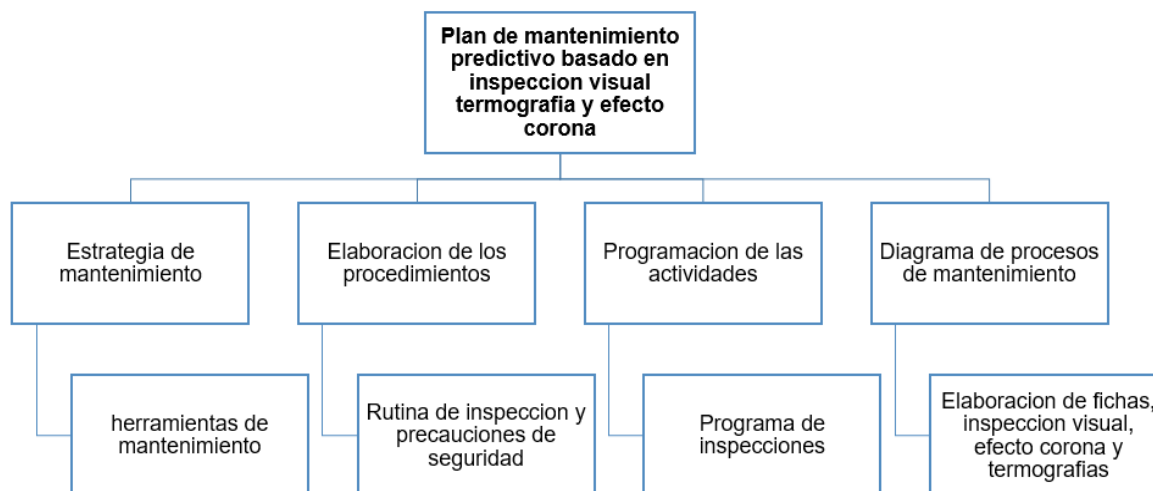


Figura 52. Etapas del mantenimiento

5.7 Disponibilidad de datos

Para el desarrollo del modelo de mantenimiento la Unidad de Negocio CELEP EP Santo Domingo coordinó el análisis de los datos la inspección visual, termográfica y de efecto corona realizados en los años de en los tres últimos años en la línea de Subtransmisión S/E San Vicente – Circuito Jama.

5.8 Procedimiento de seguridad para mantenimiento de redes eléctricas

Para el proceso de mantenimiento de redes eléctrica se debe tomar en cuenta los siguientes requisitos de seguridad, además se puede complementar con una rutina de actividades explicada en el ANEXO D1.

Para poder realizar un trabajo eléctrico se debe obtener primero una orden de trabajo emitida por la empresa eléctrica.

El trabajo de mantenimiento debe ser realizado únicamente por personal calificado y autorizado.

Se debe comprobar el buen estado de las herramientas dieléctricas antes de realizar el trabajo en redes eléctricas.

Los trabajos de mantenimiento deberán ser suspendidos en el caso de tormentas eléctricas.

Todos los trabajos de mantenimientos de redes eléctricas deben ser realizados por un jefe de grupo, 2 linieros, un ayudante de liniero.

Todo trabajador tiene la responsabilidad de comunicar condiciones inseguras en el entorno de trabajo.

Reglas de seguridad para trabajo en voltaje

1er Regla: corte de las fuentes de voltaje

Abrir con corte visible es decir que se pueda observar por inspección visual la apertura del circuito por medio de interruptores, fusibles, puentes entre otros con el fin de impedir el retorno de voltaje.

Considerar que las fuentes de voltaje se pueden encontrar aguas arriba o aguas abajo.

2da Regla: Bloqueo de los aparatos de corte e instalación de su respectiva señalización

El enclavamiento o bloqueo sirve para impedir el accionamiento accidental de los aparatos de corte.

Formas de bloqueo:

- Mecánico: inmovilizar por medio de candados, cerraduras, cadenas entre otros los aparatos de corte.
- Físico: impedir el accionamiento del aparato de corte por medio del uso de elementos de bloqueo entre las cuchillas para evitar la unión de los contactos.
- Eléctrico: consiste en imposibilitar el accionamiento del aparato del corte abriendo un circuito de accionamiento.

Se debe colocar las señalizaciones en el mando de accionamiento del dispositivo.

3era Regla: Comprobación de la ausencia de voltaje.

- Medir el voltaje con el uso de equipos de medición y protección personal adecuados para estar seguros de que todas las fuentes de voltaje han sido abiertas.
- La verificación de la ausencia de tensión debe ser efectuada en todos los conductores y equipos de la zona de trabajo.
- verificar el correcto funcionamiento de los instrumentos de medición antes de realizar la comprobación de la ausencia de voltaje.

4ta Regla: Cortocircuito y puesta a tierra de todas las fuentes de voltaje.

- puede existir riesgos de electrocución a pesar que la línea ha sido desconectada por motivos de:
- efectos capacitivos
- tensiones inesperadas por voltaje de inducción magnética, caída de conductores en cruces de líneas y cierre accidental.
- Es importante la realización del corto circuito y la puesta a tierra de las fuentes de voltaje.
- Las puestas a tierra deben ser colocadas lo más cercano al lugar de trabajo y a vista de los trabajadores.

5ta Regla: Señalización del área de trabajo

- Colocar señales de seguridad de tal forma de que se delimite el área de trabajo con el uso de cintas, vallas y cadenas además de banderolas y carteles.
- Delimitar con cintas de color amarillo y negro para marcar el paso del personal a una distancia que constituya un menor peligro.
- Para los puntos de inspección que se encuentren en la vía pública se debe realizar una correcta señalización con el fin de evitar accidentes a los trabajadores y proteger al peatón de riesgos de accidentes como electrocución, choque con vehículos.
- En el caso que se realicen actividades de mantenimiento en la noche es de suma importancia el uso de luces intermitentes que indiquen precaución.

Elementos a ser inspecciones durante los mantenimientos

- Poste
- Aisladores
- Cruquetas
- Conductores
- Terminales
- Empalmes
- Herrerajes
- Seccionadores

Servicio de salud y cubrimiento de riesgos

Cada grupo de trabajo debe contar con una persona capacitada y con experiencia para atención a primeros auxilios.

Cada grupo de trabajo debe contar con un botiquín de primeros auxilios.

Contar con un plan de acción en el caso de un accidente laboral.

Establecer una cuadrilla de emergencias con un cronograma de actividades.

5.9 Procedimiento para realizar Inspección visual en Aisladores en la línea

Objetivo

Establecer requisitos y métodos para realizar la inspección visual en los aisladores en líneas de alta tensión.

Alcance

Este procedimiento describe el método para la inspección visual remota de líneas de Subtransmisión.

Requisitos del personal

El personal a cargo de realizar la inspección visual debe estar certificado y calificado en nivel I, II, III según la norma ISO 9712:2015 para realizar las inspecciones, evaluación y finalmente la realización del reporte de resultados según corresponda el nivel de certificación.

Definiciones

Anomalías

Grado de severidad

Normas y documentos de referencia

Puesto que no existe una norma nacional o internacional que establezcan parámetros para el análisis de anomalías encontradas en líneas de transmisión o Subtransmisión, se han establecido un criterio según las anomalías encontradas y los problemas que conllevan al no ser tratadas a tiempo.

Requisitos generales

Equipos y accesorios

- Equipos de inspección visual remota pueden ser utilizados:

- binoculares
- drones

Requisitos para el equipo de inspección visual remota

El equipo a utilizar en la inspección visual debe tener resolución equivalente a la inspección visual directa.

Áreas de examen

Poste, herrajes, aisladores, conductores, conectores.

Métodos de inspección

Para las líneas de alto voltaje se realiza la inspección visual remota por medio del uso de drones y cámaras que posean una definición similar a la del ojo humano.

Indicaciones que deben ser registradas.

Se debe documentar todas las anomalías localizadas durante la inspección visual.

- Aislador con vástago deteriorado
- Aislador con polución
- Aislador con vástago/ caperuza oxidado
- Aislador desalineado
- Aislador roto
- Aislador con pasador oxidado, flojo o faltante

Distancias de seguridad

Para realizar trabajos en alto voltaje se debe considerar las distancias de seguridad descritas en la tabla 28

Tabla 28

Distancia de seguridad para trabajos en A.V.


Distancias de seguridad	
Nivel de Voltaje	Distancia mínima
0-50V	ninguna
50V-1KV	0,8m
1KV-33KV	0,8m
33KV-66KV	0,90m
66KV-132KV	1,50m
132KV-150KV	1,65m
150KV-220KV	2,10m
220KV-330KV	2,90m
330KV-500KV	3,60m

Fuente (Vinicio, 2016)

5.9.1 Criterios de Aceptación

Tabla 29

Criterios de Aceptación para el análisis de Inspección Visual


Anomalías	Tipo	Grado de severidad	Acción a tomar
Aislador cadena vástago deteriorado	A	6	cambio inmediato
Aislador suspensión vástago deteriorado			
continua			

Aislador cadena polución		B	2	lavado de aislador
Aislador soporte polución				
Aislador suspensión polución				
Aislador cadena vástago oxidado		C	4	cambio o lavado
Aislador suspensión vástago oxidado				
Aislador de suspensión desalineado		D	1	corrección
Aislador soporte desalineado				
Aislador cadena desalineada				
Aislador cadena roto o flameado		E	5	cambio inmediato
Aislador soporte roto o flameado				
Aislador suspensión roto o flameado				
Aislador suspensión pasador	Flojo, faltante oxidado	F	3	cambio, reemplazo o ajuste
Aislador cadena pasador				
Aislador cadena pasador				

5.9.2 Anomalías existentes en los aisladores

Tabla 30

Anomalías existentes en los aisladores

Anomalías	
Aislador vástago deteriorado	Aislador polución
Continua 	



5.9.3 Reporte de inspección

El reporte de la inspección visual remota deber ser realizado por el especialista, en el formato que debe contener todos los detalles necesarios como, localización, fotografía

de la falla y de la localización, descripción de la falla, grado de severidad. Acción a tomar.

ANEXO A1 Y B1

5.10 Procedimiento de inspección bajo el Estándar ASTM E 1934-99

Título. Inspección de Aisladores, utilizando la técnica de termografía infrarroja

Objetivo. Establecer las actividades necesarias para ejecutar una inspección por termografía infrarroja, de los aisladores de la línea de Subtransmisión, con base en el documento técnico ASTM E 1934-99 que se describe en el anexo B. Con el fin de detectar anomalías que afecten el funcionamiento de la línea.

Alcance. Con base en el valor de criticidad obtenido, la facilidad de acceso físico al componente y los parámetros de seguridad, se eligen los siguientes componentes para inspección:

- Aisladores cadena
- Aisladores soporte
- Aisladores suspensión

Documentos técnicos de referencia.

Esta documentación se describe en el anexo E del documento

ASTM E 1934-99 Standard Guide for Examining Electrical and Mechanical Equipment with Infrared Thermography. (ASTM, American Society Testing Materials, 2005)

ASTM E1862 - 14 Standard Practice for Measuring and Compensating for Reflected Temperature Using Infrared Imaging Radiometers. (ASTM, American Society Testing Materials, 2010)

ASTM E1933 - 14 Standard Practice for Measuring and Compensating for Emissivity Using Infrared Imaging Radiometers. (ASTM, American Society Testing Materials, 2010)

ISO 18434-1 “Condition monitoring and diagnostics of machines – Thermography”. (ISO. International Standar Organization.)

Responsabilidades y calificación del personal.

Ingeniero NDT en Termografía Nivel I: Ejecutar un paneo a los componentes a inspeccionar verificando las imágenes térmicas registradas a través de la cámara infrarroja, de todos sus componentes. Analizar y grabar los termogramas, tomar los respectivos registros fotográficos y diligenciar los formatos de registro. El personal debe estar certificado y calificado en nivel I, II, III según la norma ISO 9712:2015 para realizar las inspecciones termográficas, evaluación y finalmente la realización del reporte de resultados según corresponda el nivel de certificación.

Materiales de los componentes y ruta de inspección

Técnica usada. Inspección directa por termografía infrarroja, pasiva cuantitativa y cualitativa.

Equipo.

- Cámara termográfica Fluke ti32

- Cámara fotográfica
- Un binocular
- Un anemómetro
- Equipo de protección personal, casco de protección, botas dieléctricas, anteojos protector, protector auditivo
- Un vehículo de apoyo
- El termógrafo debe tener un asistente de termografía.
- Una computadora

Descripción del ensayo

Realizar el proceso de verificación de la cámara descrita en el ANEXO D2

Paso 1: Verificar un intervalo de temperatura

Paso 2: Ubicación y campo de visión:

- Revisar los reflejos.
- Verificar la resolución del puntero.

Paso 3: Calcular las distancias a las que se van a tomar los termogramas del objeto a inspeccionar e introducir en la cámara.

Paso 4: Encuadrar la imagen.

Paso 5: Medir e Introducir en la cámara los datos de Emisividad y Temperatura.

Paso 6: Guardar las imágenes

Paso 7: Examinar los termogramas en el software especializado

Paso 8. Generar los reportes

Interpretación de imágenes e indicaciones.

Para la interpretación se utiliza el software gratuito de Fluke que provee el fabricante de la cámara. Fluke está compuesto por un conjunto de software especialmente diseñado para analizar termogramas y crear informes de inspección. Características principales del software:

Importa las imágenes de la cámara al equipo.

Permite trabajar y manipular el termograma y la imagen visual.

Dispone herramientas de medición en cualquier punto de la imagen infrarroja tales como: Círculos, cuadrados, líneas, puntos o spots, temperatura máxima, mínima y promedio de una región o área.

Permite modificar los parámetros de Emisividad y temperatura reflejada tomados en campo.

Permite cambiar la paleta de colores para optimizar análisis.

Permite acotar el rango de temperatura (Span y nivel) para facilitar la detección de discontinuidades.

Crea y edita informes en PDF o Word con las imágenes que se seleccionen.

Ordena los archivos por fecha, grupos ordenados por ruta y grupos ordenados por fecha.

Normas de seguridad.

Se debe hacer uso de los elementos de protección personal como: Botas de seguridad dieléctricas, guantes dieléctricos, casco, gafas, protección auditiva y ropa adecuada para trabajos eléctricos. Se deben cumplir con todas las normas de seguridad estipuladas por el cliente para la inspección eléctrica

Normas de seguridad para Inspección eléctrica.

El Termógrafo utilizará los EPP adecuados para inspeccionar en zonas de Alto Voltaje como: guantes dieléctricos, casco y gafas de seguridad.

5.10.1 Criterios de Aceptación

Tabla 31

Criterios de aceptación según ANSI/NEMA/IEEE A.V.

GRADO	PRIORIDAD	MEDIDAS CORRECTIVAS
1	$\Delta t > 40^{\circ}\text{C}$	Se requiere medidas correctivas inmediatas
2	$40^{\circ}\text{C} > \Delta t > 20^{\circ}\text{C}$	Se requiere medidas correctivas tan pronto sea posible, dependiendo del tipo de carga que alimente y la severidad de la sobre temperatura en este rango.
3	$20^{\circ}\text{C} > \Delta t > 10^{\circ}\text{C}$	Se requiere medidas correctivas en cuanto el programa de mantenimiento lo permita
4	$10^{\circ}\text{C} > \Delta t > 0^{\circ}\text{C}$	se debe tomar medidas correctivas en el próximo periodo de mantenimiento

Fuente (Chinchero, 2011)

5.10.2 Reporte de inspección

El reporte de la inspección termográfica deber ser realizado en el formato que debe contener todos los detalles necesarios como, localización, fotografía de la falla y de la localización, descripción de la falla, grado de severidad. Acción a tomar. ANEXO A2

5.11 Procedimiento de inspección utilizando Efecto Corona

Título. Inspección de Aisladores, utilizando la técnica de Efecto Corona

Objetivo. Establecer las actividades necesarias para ejecutar una inspección coronográfica, de los aisladores de la línea de Subtransmisión. Con el fin de detectar anomalías que afecten el funcionamiento de la línea.

Alcance. Con base en el valor de criticidad obtenido, la facilidad de acceso físico al componente y los parámetros de seguridad, se eligen los siguientes componentes para inspección:

- Aisladores cadena
- Aisladores soporte
- Aisladores suspensión

Documentos técnicos de referencia.

Responsabilidades y calificación del personal.

Al realizar la inspección se debe tener un personal capacitado en redes eléctricas, un jefe de líneas, con la finalidad de dirigir el protocolo de inspección. El ingeniero debe ejecutar un pandeo a los componentes a inspeccionar verificando las imágenes

registradas a través de la cámara coronográfica. El personal debe estar certificado y calificado en nivel I, II, III según la norma ISO 9712:2015 para realizar las inspecciones termográficas, evaluación y finalmente la realización del reporte de resultados según corresponda el nivel de certificación.

Materiales de los componentes y ruta de inspección

Técnica usada. Inspección directa con cámara coronográfica.

Equipo.

- Cámara CoroCam 6D
- Dron para cámara
- un binocular
- Equipo de protección personal, casco de protección, botas dieléctricas, anteojos protectores, protector auditivo
- Un vehículo de apoyo
- El Coronógrafo debe tener un asistente.
- Una computadora

Descripción del ensayo

Paso 1: Establecer un rango de eventos según la norma a utilizar.

Paso 2: Ubicación y campo de visión

Paso 3: Enfocar la imagen.

Paso 4: Medir, grabar video.

Paso 5: Guardar los videos visibles.

Paso 6: Analizar la indicación con un software especializado.

Paso 8. Generar los reportes de las anomalías encontradas.

Interpretación de imágenes e indicaciones.

Para Analizar los videos tomados con la cámara coronográfica no existe un software emitido por el fabricante por lo que se recurre al análisis visual del número de eventos que la cámara emite

Normas de seguridad.

Se debe hacer uso de los elementos de protección personal como: Botas de seguridad dieléctricas, guantes dieléctricos, casco, gafas, protección auditiva y ropa adecuada para trabajos eléctricos. Se deben cumplir con todas las normas de seguridad estipuladas por el cliente para la inspección eléctrica

Normas de seguridad para Inspección eléctrica.

El Ingeniero encargado de realizar la inspección coronográfica utilizará los EPP adecuados para inspeccionar en zonas de Alto Voltaje (guantes dieléctricos, casco y gafas de seguridad). El Cronógrafo después de acercarse al elemento que se va a inspeccionar se ubicará a un lado y mantendrá una distancia de seguridad.

5.11.1 Criterios de Aceptación

Tabla 32

Criterios de Aceptación según el fabricante de la cámara

Nivel de daño		
A	Conteos menores a 500 eventos por segundo	Actividad de descarga benigna. No requiere acción.
B	Conteos entre 500 y 1000 eventos por segundo	La actividad de descarga puede estar disminuyendo la vida del componente. se detecta ruido audible, interferencia de radio. Monitorear.
C	Conteos entre 1000 y 2000 eventos por segundo	Dañado o componente degradado. Cambiar o Reparar en la próxima oportunidad. El daño no afectará la seguridad en corto plazo
D	Conteos mayores a 2000 eventos por segundo	El componente es un riesgo para la seguridad o fiabilidad del sistema en el corto plazo. Retirar del servicio lo antes posible.

Autor (Sánchez, 2016)

5.11.2 Reporte de inspección

El reporte de la inspección coronográfica deber ser realizado en el formato que debe contener todos los detalles necesarios. ANEXO A3.

5.12 Procedimiento de lavado de aisladores. ANEXO C.

Objetivo

Realizar el mantenimiento preventivo de lavado de aisladores en líneas energizadas en las redes de CNEL-EP STD.

Alcance.

El presente protocolo es para el personal que realicen el lavado de aisladores en líneas de Subtransmisión de 69 KV en la Unidad de negocio CNEL-EP.

Desarrollo

Al realizar el lavado de aisladores la persona encargada de disparar el agua hacia los aisladores debe tener una total visibilidad, puesto que debe hacerlo sin mojar las demás estructuras continuas.

El lavado nunca debe realizarse en contra del viento debido a que el agua puede dispersarse hacia las demás estructuras.

No lavar los aisladores que no han sido cambiados después de la inspección visual, pueden estar fisurados, o rotos.

Si ocurre un flashover la persona encargada del lavado, debe mantener el chorro activo hasta que desaparezca la anomalía.

Si existen dudas acerca del procedimiento se deberá consultar con la persona responsable del mantenimiento o suspender las maniobras.

Si existe condiciones ambientales desfavorables se debe interrumpir toda maniobra.

Antes de realizar el trabajo el Ingeniero debe realizar el reconocimiento de campo, además de realizar una planificación de trabajo en donde exista el voltaje nominal, distancias de seguridad, y las principales características de la línea.

El ingeniero debe elaborar una orden de trabajo de acuerdo al estado de la línea.

Revisar los equipos que se van a utilizar antes de salir de la planta.

Las personas designadas se trasladan al lugar de trabajo y posicionan bien el carro canasta y equipo de lavado.

Se procede a delimitar el área de trabajo

El jefe encargado de realizar el lavado debe verificar las condiciones ambientales, considerando que la velocidad del viento no debe ser mayor a 30km/h y la humedad no debe ser mayor al 80%.

El personal encargado debe verificar los equipos y considerar que de acuerdo al diámetro de la boquilla de la pistola y el nivel de voltaje se considera la distancia de seguridad para el lavado de aisladores.

Tabla 33

Distancias de seguridad para el lavado de aisladores


Voltaje Nominal	Distancias mínimas de Seguridad en (m)		
	Diámetro de los orificios de los discos de las boquillas(mm)		
KV	3.17-4.76	5.56-6.35	7.93
4-12	2.80	2.15	7.10
13-23	2.80	3.10	4.00
24-70	2.80	3.70	4.60
71-115	4.00	4.60	5.50
mayor a 115	4.60	4.60	6.10

Fuente (CNEL)

Además, se debe verificar la resistividad del agua, cuyo valor normal debe ser 8000 ohm/cm y una presión mínima de 400 PSI.

Tabla 34

Parámetros de seguridad según resistividad y presión del agua

Voltaje nominal	Distancia mínima de trabajo	Resistividad mínima del agua		Presión mínima de lavado	
		ohm-cm	ohm-pulg	kPa	kg/cm2
KV	M	ohm-cm	ohm-pulg	kPa	kg/cm2
13.8	2.80	1300	512	2758	28.123
				Continua	

16	2.80	1300	512	2758	28.123
24-34.5	2.80	1300	512	2758	28.123
69	3.70	1300	512	2758	28.123
115	4.00	1300	512	2758	28.123
230	4.60	1300	512	2758	28.123

Fuente (CNEL)

El ingeniero debe realizar una charla sobre los riesgos potenciales antes de iniciar el trabajo, el personal debe colocarse el Equipo de Protección Personal correspondiente al nivel de voltaje a intervenir.

La persona que hace el lavado de los aisladores deberá seguir el siguiente proceso para líneas de 69KV.

Aislador line post en posición horizontal se realiza la actividad desde el conductor hacia el soporte del aislador, de adentro hacia afuera.

Aislador line post en posición vertical el lavado se hace desde la base hasta la línea y se repasa en sentido contrario.

Cadena de aisladores de retención de igual forma se realiza desde la base hasta la línea y se limpia la parte interna de las faldas.

Cadena de aisladores de suspensión se realiza desde la línea hasta la base y se limpia la parte interna de las faldas.

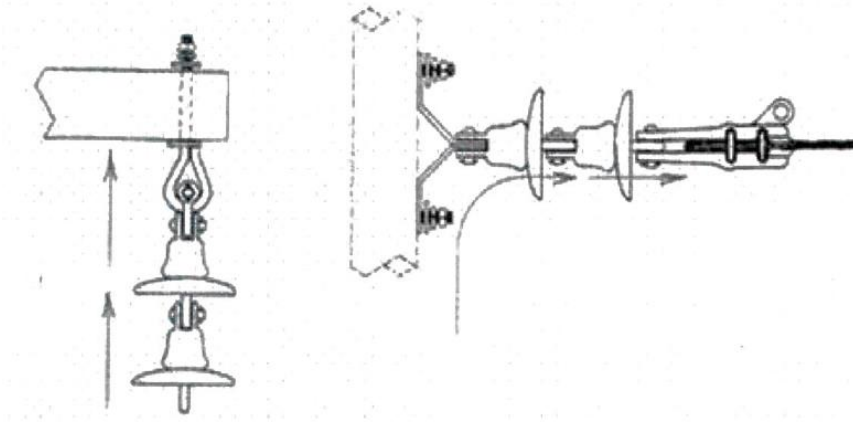


Figura 53 Cadena de aisladores de suspensión

Fuente

Al finalizar el proceso de lavado de aisladores se debe verificar los materiales utilizados, y finalmente se elaborará un informe dirigido al ingeniero del grupo.

Documentos de Referencia

CEF (Comisión Federal de Electricidad): Procedimiento para el lavado de aislamiento de líneas energizadas, Octubre 2014.

IEEE 516: Guide for Maintenance on Energized Powerlines.

IEEE Guide for cleaning insulators.

Frecuencia para las inspecciones predictivas

Termografía Después de realizar el análisis estadístico de las inspecciones termografías realizadas en la línea de subtransmisión, y debido a los bajos índices de existencia de puntos calientes se recomienda realizar las inspecciones con una frecuencia de una vez al año.

Frecuencia: una vez al año

Inspección visual Por medio del estudio de los datos históricos y actuales se puede notar un deterioro de la línea de subtransmisión con una predicción de un daño del 100% por lo que se recomienda realizar las inspecciones visuales con una frecuencia de dos veces al año.

Frecuencia: dos veces al año

Efecto corona Con el análisis previo realizado de efecto corona en la línea de subtransmisión, no debería existir efecto corona por el nivel de voltaje de la línea, pero debido a las condiciones ambientales existen bajos índices por lo que se recomienda realizar inspección coronográfica una vez al año

Frecuencia: una vez al año

Lavado y cambio de aisladores: Con el fin de prevenir fallas, y el deterioro prematuro de los aisladores se recomienda realizar el lavado de los aisladores dos veces al año, junto con los aisladores que se encuentren deteriorados.

Frecuencia: dos veces por año

5.13 Frecuencia de mantenimiento

Para la realización del plan de mantenimiento se tomó en consideración los datos de los tres últimos años entregados por CNEL EP STO. Domingo. Donde el tiempo de estudio es de 26280 horas, con un total de averías de 31 las cuales causaron que la línea

salga de operación por falla durante un tiempo total de 26 horas en los 3 años de estudio.

Tabla 35.

Tabla 35

Disponibilidad de los datos de la línea de S/E San Vicente-Jama.

MTBF(H)	MTBF(d)	λ (fallas/año)
820,4375	34,1848958	10,6772301

El tiempo medio entre falla calculado es de 820.43 horas, lo que significa que en promedio en lo largo de la línea cada 34 días aproximadamente va a existir una falla, lo que ha una tasa de fallo de 10.67 fallas por año. Es una línea que posee muchos problemas. (Tabla 35)

Tabla 36

Datos MTBF en días y horas

NPH	Duración total de averías (H)	Número total de averías	Número de horas programadas	Número de programaciones
26280	26	31	27	13

El tiempo medio de reparación es aproximadamente de 1 hora, por lo cual va a existir una disponibilidad y fiabilidad del 99.90% de la línea de Subtransmisión San Vicente-

Jama, es decir que la línea se va a encontrar en funcionamiento un 99.9% del tiempo con una probabilidad de funcionamiento del 99.9%. (Tabla 37)

Tabla 37

Datos MTTR, Disponibilidad, Factor de Fiabilidad

MTTR(H)	D%	FF%
0,83870968	99,90%	99,90%

5.13.1 Frecuencia de inspecciones

El número promedio de las anomalías encontradas en los aisladores es de 152, y el número de fallas de los tres años es de 10,33. Para los costos de las 3 inspecciones predictivas inspección visual, efecto corona y termografía se toma el valor de 253 USD por Km y la longitud de la línea San Vicente -Jama es de 57,53 Km, obteniendo así un costo aproximado de 14.555,09 USD (tabla 38). Para el costo de las pérdidas económicas (Cf) se toma el valor de la tabla 33 y se divide para los 3 años de estudio obteniendo una frecuencia de inspección de una vez por año, donde el costo de las inspecciones predictivas representa el 14,67% de las pérdidas económicas. (Tabla 38)

Tabla 38

Frecuencia de Inspecciones

Fi(fallas/insp)	λ (fallas por año)	F (años /insp)	A	Ci(\$)	Cf(\$)	C	f(insp/año)
152	10,33	14,71	0,41	14555,09	99197,22	0,1467	1,12

Frecuencia de mantenimiento

La unidad de negocio CNEL Sto. Domingo realiza el mantenimiento predictivo 1 vez al año que será realizada por la empresa privada. Para el mantenimiento preventivo de la línea dos vez al año, con 40 grupos de trabajo durante las desconexiones programada de la línea de 3 horas, el mantenimiento incluye lavado de aisladores, cambio de aisladores y herrajes deteriorados, colocación de herrajería faltante.

5.13.2 Pérdidas Económicas

Durante los últimos tres años, debido a las fallas en la línea San Vicente- Jama en cada año se ha tenido pérdidas de energía que representan un alto valor de pérdidas económicas. Las pérdidas de energía por falla en la línea es la carga que sale por el tiempo que la línea se encuentra fuera de servicio como se puede observar en la tabla 35 como por ejemplo las pérdidas de energía para el año 2018 es de 35,23 MWH. (tabla 39)

Tabla 39

Energía perdida en la Línea San Vicente-Jama de los últimos años

Años de estudio	Carga que sale MW	Carga que entra MW	Diferencia MW	Energía perdida MWH	Energía perdida después de conexión MWh
2015	33,35	28,98	4,37	14,3	2.29
2017	46,58	39,46	7,12	142,29	6.71
2018	151,7	110,84	40,86	35,23	20.43

Como se puede observar en la tabla 39 la carga que sale y la que entra después de la falla no son las mismas esto se debe a que existen empresas que poseen sus propios generadores de energía, que al momento que incurre la falla estos generadores entran a alimentar a la empresa durante un tiempo estimado hasta que la falla sea corregida y no vuelva a ocurrir en el mismo día, por lo que se consideró un tiempo estimado de 30 min.

Tabla 40

Costo Total de Perdidas en la Línea San Vicente-Jama

Años de Estudio	Costo de MWh por salidas no programadas (USD /MWh)	Costo del MWh normal (USD /MW)	Costo de pérdidas por falla(USD)	Costo por cargas independientes (USD)	Costo de pérdidas totales (USD)
2015	1533	120	21921,9	274,8	22196,7
2017	1533	120	218130,57	805,2	218935,77
2018	1533	120	54007.59	2451,6	56459,19
				costo total	297591,66

Según la regulación 025/11 del CONELEC establece un costo de 1533 USD /MWh para la energía no suministrada, en la tabla 40 en el año 2018 se obtiene un valor de 56.459,19USD, a lo cual se le agrega el costo de la energía por las cargas que no ingresaron al momento de que la línea entro en funcionamiento a un valor de 120 USD/MWH, durante los 3 años de estudio las pérdidas de energía llego a un valor de 297.591,66USD. (Tabla 40)

Tomando en consideración los costos por energía no suministrada, en el caso de que la línea San Vicente- Jama se llegara a caer por un aislado en mal estado o deteriorado

con grado de severidad 6, el tiempo estimado de reparación de falla es de 10 horas, considerando que sale una carga promedio de 7,15 MW la energía perdida sería de 71,5 MWh obteniendo una pérdida económica de 109.109,5 USD.

Tabla 41

Energía disponible y Pérdidas de energía de CNEL.

	2015	2017	2018
Energía disponible GWh	485	533	559
Pérdidas de energía GWh (CNEL Sto. Domingo)	39,31	41,25	41,86
% P.E	8,23%	7,74%	7,49%
Pérdidas de energía AT GWh (CNEL Sto. Domingo)	7,6	7,8	7,9
% P.E	1,42%	1,33%	1,29%
Pérdidas de energía GWh (San Vicente-Jama)	1,0299212	1,066338	2,2954953
% P.E	0,21%	0,20%	0,41%

Fuente (CONELEC, 2015)

Como se muestra en la tabla 41, en la línea San Vicente- Jama posee en el último año pérdidas de energía de 0,41% del 1,29% de las pérdidas en alto voltaje, se puede denotar que las condiciones de la línea son críticas, ya que el 29,05% de las pérdidas totales se generan en la línea y el 70,95% de las pérdidas se dan en las otras 9 líneas pertenecientes a la Empresa distribuidora CNEL Sto. Domingo, si se considera que las pérdidas en las otras líneas son similares se puede decir que en cada línea existiría un promedio de pérdidas de 7,88% de las pérdidas totales.

CONCLUSIONES

Mediante la utilización de la fórmula de PEEK se puede demostrar que el voltaje nominal de la línea de subtransmisión de 69kV se encuentra por debajo del voltaje disruptivo calcula de 149.77 Kv por lo que no debería existir efecto corona, pero por las condiciones de contaminación, humedad y salinidad que son factores críticos de la zona, el efecto corona se puede apreciar en algunos puntos de la línea.

En el análisis de datos de inspección visual de los últimos tres años se puede apreciar un aumento promedio de 16.5% y en último año se registró un 96% de daño con 12 puntos de inspección en buenas condiciones, por lo que se estima que para el próximo año existirá un 100% de puntos afectados por diferentes anomalías.

La existencia de alguna anomalía encontrada por inspección visual o efecto corona no necesariamente va a existir un punto caliente como se demuestra en las tablas 23-24 y 25 donde se compararán los tres tipos de inspecciones predictivas donde se encontró 1 coincidencia de 12 puntos de inspección, 2 coincidencias de 19 puntos de inspección, 6 coincidencias de 20 puntos de inspección con efecto corona que presentaba otro tipo de anomalía.

El efecto corona dentro de los tres años de análisis se puede apreciar aumentando en un 1% en cada año, por lo que se estima que para el año siguiente exista un 8% de puntos de inspección que presenten efecto corona.

La línea S/E San Vicente- Circuito Jama presenta un promedio de 79% de anomalías a pesar del mantenimiento realizado por le Empresa distribuidora CNEL Sto. Domingo, esto se debe a las condiciones severas ambientales a las cuales se entra sometida la línea, por lo que se debe realizar el mantenimiento preventivo de la línea dos veces al año con el fin de evitar que la línea salga de servicio por fallas, y así reducir las grandes pérdidas económicas y altos porcentajes de anomalías a lo lardo de la línea.

En la línea San Vicente- Jama posee en el último año pérdidas de energía de 0.41% del 1.29% de las pérdidas en alto voltaje, se puede denotar que las condiciones de la línea son críticas, ya que el 29.05% de las pérdidas totales se generan en la línea y el 70.95% de las pérdidas se dan en las otras 9 líneas pertenecientes a la Empresa distribuidora CNEL Sto. Domingo, si se considera que las pérdidas en las otras líneas son similares se puede decir que en cada línea existiría un promedio de pérdidas de 7.88% de las pérdidas totales, las pérdidas de energía causa por anomalías provocadas por las condiciones ambientales son considerablemente altas a tal grado que las pérdidas económicas llegan 56.459,19 USD.

RECOMENDACIONES

Con el fin de colaborar al mejoramiento continuo de las personas encargadas de realizar el mantenimiento, los autores del presente Trabajo de titulación desean presentar las siguientes recomendaciones con la finalidad de que sean de gran utilidad en el futuro.

Al realizar las inspecciones de termografía, inspección visual y efecto corona en aisladores, se recomienda que los técnicos encargados deban respetar las normas de seguridad, con el motivo de evitar accidentes que provoquen alto riesgo para su vida, además deben tener presente las distancias de seguridad al aproximarse a elementos energizados dependiendo así de los niveles de voltaje, también deben disponer de todos los elementos de seguridad.

Las inspecciones termográficas se recomienda realizar en horas de demanda máxima, debido a que el sistema eléctrico funciona a máxima capacidad con el fin de obtener una máxima temperatura en condiciones críticas.

Se recomienda que los aisladores que están operando bajo condiciones críticas, se reparen de forma inmediata para evitar posibles cortes y pérdidas de energía.

Los protocolos generados en el presente trabajo de investigación, integra una herramienta estructurada, se recomienda expandirlo a otros ámbitos de aplicación de la unidad de mantenimiento, con el objetivo de desarrollar un plan de mantenimiento integral.

Se recomienda antes de las inspecciones, realizar la calibración de equipos.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ANSI/NETA ATS. (2009). *STANDARD FOR ACCEPTANCE TESTING SPECIFICATIONS for Electrical Power Equipment and Systems*. Recuperado el 17 de marzo de 2019, de <https://www.netaworld.org/standards/ansi-neta-ats>
- ASTM, American Society Testing Materials. (2005). *Standard ASTM C1934-99a Standard Guide for Examining Electrical and Mechanical Equipment with Infrared Thermography*. Recuperado el 19 de MARZO de 2019
- ASTM, American Society Testing Materials. (2010). *ASMT E 1862-97 Standard Practice for Measuring and Compensating for Reflected Temperature Using Infrared Imaging Radiometers*.
- ASTM, American Society Testing Materials. (2010). *ASMT E 1933-99a Standard Practice for Measuring and Compensating for Emissivity Using Infrared Imaging Radiometers*.
- CEAC. (29 de 01 de 2013). *Efecto corona en líneas de transmisión*. Recuperado el 10 de abril de 2019, de <https://www.ceac.es/blog/efecto-corona-en-lineas-de-transmision>
- Chamorro, A. V. (2017). *Niveles de contaminación de aislamiento Externo y Diseño de la Línea de fuga de Aisladores*. Recuperado el 27 de abril de 2019, de http://repositorio.uni.edu.pe/bitstream/uni/9851/1/coronel_ca.pdf
- Chincheró, C. A. (Agosto de 2011). *Diseño de un Plan de Mantenimiento Predictivo para el equipo de Subestaciones mediante el análisis estadístico de los datos de temperatura obtenidos de un estudio Termográfico*. Recuperado el 11 de abril de 2019, de <https://es.scribd.com/document/251547400/implementacion>
- CONELEC. (2015). *PLAN MAESTRO DE ELECTRIFICACION*. Recuperado el 19 de abril de 2019, de <https://www.regulacionelectrica.gob.ec/wp->

content/uploads/downloads/2015/12/Vol2-Estudio-y-gesti%C3%B3n-de-la-demanda-el%C3%A9ctrica.pdf

David, C. (09 de 04 de 2017). *Contaminaciòn en aisladores*. Recuperado el 03 de abril de 2019, de <https://es.scribd.com/document/344615628/Contaminacion-en-Aisladores>

DISMATEL. (2015). *DISMATEL*. Recuperado el 17 de abril de 2019, de <http://dismatel.net/es/producto/aislador-espiga/>

Drone X Services. (s.f.). *Inspecciòn termogràfica*. Recuperado el 18 de abril de 2019, de <https://www.dronexservices.com/inspeccion-termografica-con-drones/>

Flor Narciso, A. R. (2008). *Diseño de un Sistema Multiagentes de Mantenimiento*. Recuperado el 23 de abril de 2019, de https://www.researchgate.net/profile/Flor_Narciso_Farias/publication/283275480_Disenos_de_un_Sistema_Multiagentes_de_Mantenimiento_Agente_Planificador/links/5630264508ae76226de00ec8.pdf

Fluke Corporation y The Snell Group. (s.f.). *Introduccion a los Principios de la Termografia*. Recuperado el 27 de Abril de 2019, de <https://content.fluke.com/usb-online/eses/booklet.pdf>

Fluke Corporation y The Snell Group. (s.f.). *Introduccion a los Principios de la Termografia*. Recuperado el 01 de mayo de 2019, de <https://content.fluke.com/usb-online/eses/booklet.pdf>

Harper, G. H. (2000). *Elementos de Diseño de Subestaciones Electricas*.

Huamanpi, M. (2017). *EFEECTO CORONA SOBRE LINEAS DE TRANSMISIÓN*. Recuperado el 17 de mayo de 2019, de <http://www.citeenergia.com.pe/wp-content/uploads/2016/09/paper-efecto-corona.pdf>

Infanzòn, M. H. (2017). *Efecto Corona sobre Lineas de Transmision*. Recuperado el 15 de mayo de 2019, de <http://www.citeenergia.com.pe/wp-content/uploads/2016/09/paper-efecto-corona.pdf>

Infrared Training Center . (2016). *Thermography Introduction to level 1. Sweden*.

ISO. International Standar Organization. (s.f.). *Norma ISO 18434-1 Condition monitoring and diagnostics of machines- Thermography*.

Jesus Alberto Hernandez, L. (2015). *Fallas en lineas de Transmision causadas por contaminacion en el aislamiento*. Recuperado el 06 de mayo de 2019, de prezi.com/izjcfchatrf_/fallas-en-lineas-de-transmision-causaor-contaminacion-en-el/

LAPP INSULATORS. (2016). *LAPP INSULATORS*. Recuperado el 09 de Mayo de 2019, de <https://www.lappinsulators.com/productos/aisladores-de-porcelana/aisladores-soporte/?L=3>

Lidia Neita, O. P. (2011). *Principios basicos de la Termografia Infrarroja y su Utilizacion como tecnica de Mantenimiento Predictivo*. Recuperado el 05 de mayo de 2019, de http://biblioteca.upbbga.edu.co/docs/digital_20999.pdf

Loor, E. E. (Mayo de 2013). *Estudios y diseño de la linea de subtransmisiòn a 69Kilovoltios "Winchile-Rocafuerte"*. Recuperado el 15 de abril de 2019, de <http://repositorio.usfq.edu.ec/bitstream/23000/2208/1/106950.pdf>

Luis Salcedo, D. (2015). *Analisis del Efecto Corona en la cadena de Aisladores de la Linea de Trasnmission*. Recuperado el 11 de mayo de 2019, de <http://repositorio.unsaac.edu.pe/handle/UNSAAC/168>

Martìnez, J. (2010). *Diseño de un Aislador No-Cerámicocon Sistemas de Atenuaciòn del Campo Eléctrico*. Recuperado el 19 de MAYO de 2019, de <https://tesis.ipn.mx/bitstream/handle/123456789/7166/29.pdf?sequence=1>

- Mena, B. (2008). *Efecto Corona en Lineas de Transmision de 500KV*. Recuperado el 01 de abril de 2019, de <http://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/681/1/CD-1630%282008-07-28-11-12-30%29.pdf>
- MSPAS-GTZ. (1998). *Manual de Procedimientos Estandarizados para Mantenimiento Hospitalario PMH*. Recuperado el 16 de mayo de 2019, de https://www.academia.edu/5846884/PROYECTO_DE_MANUAL_DE_PROCEDI_MIENTOS_ESTANDARIZADOS_PARA_MANTENIMIENTO
- Panasonic. (2012). *Lumix G5*. Recuperado el 30 de mayo de 2019, de <http://www.panasonic-la.com/avc/lumix/systemcamera/gms/g5/specifications.html>
- PCE. (2019). *Anemòmetro*. Recuperado el 30 de mayo de 2019, de https://www.pce-instruments.com/espanol/instrumento-medida/medidor/anemometro-kat_70015.htm
- Pozo, M. d. (2009). *Evaluaciòn del efecto de la contaminaciòn sobre aisladores polimèricos retirados se servicio*. Recuperado el 23 de mayo de 2019, de http://sedici.unlp.edu.ar/bitstream/handle/10915/36365/Documento_completo.pdf?sequence=1&isAllowed=y
- Rodriguez, D. A. (2017). *Aplicaciòn de la Termografia infrarroja comometodo de inspeccion no destructivo para el matenimiento predictivo para el proceso de extrucciòn nde tuberìa PVC*. Recuperado el 16 de abril de 2019, de <http://bdigital.unal.edu.co/59301/1/tesis-%20MAESTR%C358DA%20EN%20INGENIERIA%20MEK%C13%81NICA%20-DIDIER%20ALDANA%20RODR%C3%8DGUEZ%20-79953235.pdf>
- Sakshaug E.C, K. (1982). Contamination & Hot Wash Preformance of Zinc Oxide Station Arresters. *IEEE Transactions on Power Apparatus and System*,.
- Sànchez, A. (2016). *Diseño de un protocolo de medicion de efecto corona en Siatemas Electricos de media y alta tension utilizando camara coronografica para la empresa LYANSA electrica LTDA*. Recuperado el 20 de enero de 2019, de

<http://repositorio.unillanos.edu.co/jspui/bitstream/001/1189/1/RUNILLANOS%20ELE%200375%20DISE%c3%91O%20DE%20UN%20PROTOCOLO%20DE%20MEDICION%20DE%20EFECTO%20CORONA%20EN%20SISTEMAS%20ELECTRICOS%20DE%20MEDIA%20Y%20ALTA%20TENSION%20UTILIZANDO%20CAMARA%20CORONO>

Sanchez, A. (2016). *Diseño de un protocolo de medición de efecto corona en sistemas eléctricos de media y alta tensión utilizando cámara coronográfica para la empresa LYANSA ELECTRICA LTDA*. Recuperado el 16 de marzo de 2019, de <https://repositorio.unillanos.edu.co/jspui/bitstream/001/1189/1/RUNILLANOS%20ELE%200375%20DISE%C3%91O%20DE%20UN%20PROTOCOLO%20DE%20MEDICION%20DE%20EFECTO%20CORONA%20EN%20SISTEMAS%20ELECTRICOS%20DE%20MEDIA%20Y%20ALTA%20TENSION%20UTILIZANDO%20CAMARA%20CORON>

Santana, W. (2004). *EXPERIENCIA EN EL USO DE AISLADORES COMPUESTOS EN LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE INTERCONEXIÓN ELECTRICA ISA (COLOMBIA) Y RED DE ENERGIA DEL PERU*. Recuperado el 01 de junio de 2019, de <http://www.seeds.usp.br/pir/arquivos/congressos/CISEMALIE2005/cittes/transmission/CO%20-%20SANT>

Silva, C. (2018). *Modelo de Mantenimiento para Aisladores Contaminados en la Línea 220KV Condores-Parinacota*. Recuperado el 30 de abril de 2019, de <https://repositorio.usm.cl/bitstream/handle/11673/42728/3560900255067UTFSM.pdf?sequence=1&isAllowed=y>

Silva, C. (2018). *Modelo de mantenimiento para aisladores contaminados en la línea de 20kV Cóndores- Parinacota*. Recuperado el 12 de junio de 2019, de <https://repositorio.usm.cl/bitstream/handle/11673/42728/3560900255067UTFSM.pdf?sequence=1&isAllowed=y>

- Tinoco, S. (2002). *Contaminacion por salinidad en lineas de transmision cercanas a la Costa*. Recuperado el 03 de junio de 2019, de Obtenido de <https://www.dspace.espol.edu.ec/bitstream/123456789/3262/1/5781.pdf>
- UViCO Technologies. (s.f.). *COROCAM 6D*. Recuperado el 04 de junio de 2019, de <https://www.uvirco.com/>
- Valenzuela, I. R. (agosto de 2006). *Detencion de Fallas por medio de la Aplicacion de Termografia Infrarroja en las Subestaciones Guate Norte, Guate Sur, Guate Este y Escuintla*. Recuperado el 16 de junio de 2019, de http://biblioteca.usac.edu.gt/tesis/08/08_0580_EA.pdf
- Valerino, J. G. (2003). *Inspección integral de las líneas de transmisión*. Recuperado el 05 de junio de 2019, de http://scholar.googleusercontent.com/scholar?q=cache:aO8xjdtAsrIJ:scholar.google.com/+inspeccion+visual+en+aisladores&hl=es&as_sdt=0,5
- Vinicio, Y. B. (2016). *Analisis Termografico de la Subestacion San Lorenzo y su Alimentador primario principal para elaborar un plan de mantenimiento predictivo*. Recuperado el 07 de junio de 2019, de <http://repositorio.utn.edu.ec/bitstream/123456789/5681/1/04%20MEL%20016%20TRABAJO%20DE%20GRADO.pdf>
- weatherspark. (2018). *Clima-promedio-en-San-Vicente-Ecuador*. Recuperado el 15 de junio de 2019, de <https://es.weatherspark.com/y/18303/Clima-promedio-en-San-Vicente-Ecuador-durante-todo-el-a%C3%B1o>

ANEXOS



DEPARTAMENTO DE ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA
CARRERA DE INGENIERÍA EN ELECTROMECÁNICA

CERTIFICACIÓN

Se certifica que el presente trabajo fue desarrollado por la señoritas Caluña Terreros Erika Katiushka y López Carrasco Daysy Valeria.

En la ciudad de Latacunga, al primer día del mes de julio de 2019

Aprobado por:




Ing. Alvaro Mullo

DIRECTOR DEL PROYECTO



Ing. Katya Torres



DIRECTORA DE CARRERA



Dr. Rodrigo Vaca

SECRETARIO ACADÉMICO

