



UNIVERSIDAD DE PAMPLONA

FACULTAD DE INGENIERIAS Y ARQUITECTURA

**DEPARTAMENTO DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA,
ELECTRÓNICA, SISTEMAS Y TELECOMUNICACIONES**

PROGRAMA DE INGENIERIA ELÉCTRICA

**UNIVERSIDAD DE PAMPLONA
FACULTAD DE INGENIERIAS Y ARQUITECTURA
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA,
SISTEMAS Y TELECOMUNICACIONES
PROGRAMA DE INGENIERIA ELÉCTRICA**



**TRABAJO PRESENTADO PARA OPTAR POR ÉL
TÍTULO DE INGENIERO ELÉCTRICO**

TEMA:

**PLAN DE MEJORAMIENTO PARA REDUCCIÓN DE FALLAS DEL ÁREA
RURAL DEL CIRCUITO PALRAGONVALIA DE CENTRALES ELÉCTRICAS
DE NORTE DE SANTANDER REGIONAL PAMPLONA**

AUTOR:

EDWIN ANTONIO ACUÑA DURAN

DIRECTOR:

ING. HELFAR FREDID RICO RAMÍREZ

**PAMPLONA
COLOMBIA 2016**

ACTA DE SUSTENTACIÓN DE TRABAJO DE GRADO - PREGRADO

PROGRAMA: _____

MODALIDAD DE TRABAJO DE GRADO

Investigación Pasantía de Investigación Docencia Práctica Empresarial
 Recital de Grado Diplomado Práctica Integral

EL JURADO CALIFICADOR CONFORMADO POR: (Nombres, apellidos y documento de identidad).

JURADO 1: _____ / C.C: _____

JURADO 2: _____ / C.C: _____

JURADO 3: _____ / C.C: _____

EN SU SESIÓN EFECTUADA EN: _____ A LAS _____ HORAS,
DEL DÍA _____ DEL MES _____ DEL AÑO _____

Terminadas sus deliberaciones, y en cumplimiento de las normas y acuerdos de los órganos de dirección de la Universidad de Pamplona, se ha llegado a la siguiente conclusión:

Primera Conclusión: Otorgar la Calificación de: _____ (en números)

Meritorio (≥ 4.50) Excelente ($\geq 4, <= 4.49$) Aprobado ($\geq 3, <= 3.99$) Incompleto (≤ 2.99)

AL TRABAJO DE GRADO TITULADO:

AUTOR(ES): Número de Autores (_____)

Nombres:	_____	COD.	_____
Nombres:	_____	COD.	_____
Nombres:	_____	COD.	_____

DIRECTOR Y/O TUTOR:

_____/C.C: _____

Segunda Conclusión: Emitir los siguientes criterios

No.	DESCRIPCIÓN	RECOMENDAR	
		SI	NO
1.	Recomendar para presentar en eventos.		
2.	Recomendar para publicación.		
3.	Recomendar para ser continuado en otros trabajos.		

Otras: _____

Tercera Conclusión: Avalar el cumplimiento del Trabajo de Grado, para optar por el Título de

Firmas del Jurado Calificador:

JURADO 1

JURADO 2

JURADO 3

Director Comité Trabajo de Grado

Director Unidad Académica

DEDICATORIA

A Dios Por Brindarme la oportunidad de estar presente
en este mundo y permitirme alcanzar mis metas.

A mis Padres Olga Duran y Jesus Acuña Rey, ejemplos de trabajo, y
Grandes valores infundados en mí, en el transcurso de la vida.
Por su apoyo durante todo el camino recorrido hasta hoy.

A mi abuelo Luis Carlos por sus enseñanzas de valentía para
seguir adelante a pesar de las dificultades.

A mis hermanos por su apoyo y enseñanzas
durante las diferentes etapas de mi vida.

AGRADECIMIENTOS

A dios por ser la guía de mi camino y darme la oportunidad de ser un profesional y por su compañía en los momentos difíciles.

A mis padres, Olga Duran Pinto. Y Jesus Antonio Acuña, por brindarme una formación personal, con su amor, guía y apoyo, este presente simboliza mi gratitud por toda la responsabilidad e invaluable ayuda que siempre me han proporcionado.

Gracias

A mi Universidad De Pamplona A Cada Uno de los docentes del Programa de Ingenieria Eléctrica Por Compartirme Sus Conocimientos.

A mis hermanos, primos y tíos por motivarme a ser cada día mejor y confiar en todas mis capacidades.

A mis compañeros de carrera y de la vida, por su colaboración.

A los empleados de Centrales Eléctricas de Norte de Santander Regional Pamplona por la experiencia compartida.

RESUMEN

Para evitar que se puedan presentar fallas en el circuito de distribución Palragonvalia es necesario diseñar un plan de mejoramiento que ayude a mitigar los posibles incidentes ya que actualmente muchas empresas requieren tener operaciones continuas ,por ende hoy en día es un restricción contar con una alta disponibilidad en el suministro eléctrico la idea es proponer un constante mantenimiento preventivo para evitar dichas eventos que muestran datos recopilados, representan un estudio de lo anteriormente planteado, que junto con el análisis teórico, fuente de los conocimientos para logra cumplir con los objetivos trazados, por tanto en este trabajo se establecerá un apoyo a la reducción de fallas eléctricas como una herramienta viable dando buenos resultados para que CENS S.A. E.S.P. preste un excelente provisión del servicio energía evitando interrupciones de las diferentes redes de distribución con las que cada uno de los usuarios que gozan de dicho beneficio.

El circuito Palragonvalia alimenta a 297 transformadores que suministra el servicio a 2880 usuarios, el total de los transformadores que pertenecen al área rural presta el servicio a clientes del municipio de ragonvalia con sus veredas mas conocidas palcolorado, lamutis. El municipio Herran que comprende las veredas pabellon, corrales y municipio de chinacota veredas caney, manzanares, asilo, la onda. Este circuito maneja una carga de 5.178 KVA. El tema principal de este trabajo es centrarme en el diseño de un plan de mejoramiento para la reducción de fallas del sector rural de la celda PALRAGONVALIA, para esto se tendrán en cuenta las principales fallas y se identificaran para encontrar y determinar las posibles soluciones para los problemas que se presentan en los transformadores.

Palabras clave: Falla, mantenimiento, monitoreo, plan de mejoramiento, transformador.

ABSTRACT

To avoid that there may be a failure in the distribution circuit Palragonvalia it is necessary to design an improvement plan that will help mitigate possible incidents since many companies today require continuous operations, so today it is a restriction to have a high availability In the electricity supply the idea is to propose a constant preventive maintenance to avoid these events that show data collected, represent a study of the above, which together with the theoretical analysis, source of knowledge to achieve the goals set, therefore In this work will be established a support to the reduction of electrical faults as a viable tool giving good results so that CENS SA E.S.P. Provide an excellent provision of the service energy avoiding interruptions of the different distribution networks with which each of the users who enjoy such benefit.

The Palragonvalia circuit feeds 297 transformers that supplies the service to 2880 users, the total of the transformers that belong to the rural area provides the service to customers of the municipality of ragonvalia with its most known paths palcolorado, lamutis. The municipality Herran that includes the pavilions, corrals and chinacota veredas caney, apple orchards, asylum, the wave. This circuit handles a load of 5,178 KVA. The main theme of this work is to design the improvement plan for the reduction of rural sector faults in the PALRAGONVALIA cell. This will take into account the main faults and identify them for Find and determine possible solutions to problems that occur in transformers.

TABLA DE CONTENIDO

DEDICATORIA.....	4
AGRADECIMIENTOS.....	5
RESUMEN.....	6
ABSTRACT.....	6
TABLA DE CONTENIDO.....	7
LISTA DE FIGURAS.....	12
LISTA DE TABLAS.....	13
OBJETIVOS.....	14
OBJETIVO GENERAL.....	14
OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	14
ACOTACIONES.....	14
PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	15
JUSTIFICACIÓN.....	15

CAPÍTULO 1

MARCO TEÓRICO

1.1 CENTRALES ELÉCTRICAS DE NORTE DE SANTANDER.....	16
1.1.1 Misión.....	16
1.1.2 Visión 2015	16
1.1.3 Política de calidad.....	16
1.1.4 Objetivos de calidad	17
1.1.5 Localización	17
1.1.6 Regional Pamplona.....	18
1.2 TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN.....	18
1.2.1 Generalidades de los transformadores.....	18
1.2.2 Técnicas de protección para los transformadores de distribución.....	18
1.2.3 Accesorios	19
1.2.3.1 Relé o Buchholz Tipo Tb-C (Uso Exterior).....	19
1.2.3.2 Respiradero de Deshidratación	19
1.2.3.3 La Válvula de Alivio de Presión Súbita (Aps).....	20
1.2.4 Transformador de distribución autoprotegido	20
1.2.4.1 Introducción.....	20
1.2.4.2 Descripción de componentes del transformador autoprotegido.....	22
1.3 MANTENIMIENTO	23
1.3.1 Introducción.....	23
1.3.2 Tipos de mantenimiento	23
1.3.2.1 Mantenimiento correctivo.....	24
1.3.2.2 Mantenimiento preventivo.....	25

1.3.2.3	Mantenimiento predictivo.....	26
1.4	FALLAS MÁS COMUNES EN TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN	25
1.4.1	Sobrecarga	26
1.4.2	Sobretensiones.....	27
1.4.3	Cortocircuito externo.....	27
1.4.4	Problemas internos	28
1.4.4.1	Fallas por problemas internos en alta tensión.....	28
1.4.4.2	Fallas por problemas internos en baja tensión.....	28
1.4.5	Mala manipulación	28
1.5	CALIDAD DEL SERVICIO ELÉCTRICO	29
1.5.1	Distribución en el servivo eléctrico	30
1.5.1.1	confiabilidad de suministro eléctrico	31
1.5.2	Interuciones del servivo eléctrico	33
1.5.2.1	Evalucación de la confiabilidad	34
1.5.3	cordinación de protecciones	34
1.6	SISTEMA DE PROTECCIÓN MEDIANTE CHISPERO (PUNTAS FRANKLIN) EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN.....	35
1.6.1	Introducción.....	35
1.6.2	La formación del rayo.....	35
1.6.3	Estimación de riesgo.....	36
1.6.4	terminaciones en aire	36
1.7	PUESTA A TIERRA	40
1.7.1	Valores de resistencia de puesta a tierra.....	40
1.8	NIVEL CERAUNICO Y NIVEL DE RAYOS A TIERRA	39
1.8.1	Nivel cerámico.....	39
1.8.2	Variación espacial de nivel cerámico	40

CAPÍTULO 2

MARCO LEGAL.....	41
2.1 SECTOR ELÉCTRICO EN COLOMBIA.....	41
2.1.1 Política	42
2.1.2 Regulación	42
2.1.3 Control	42
2.1.4 Administración.....	42
2.1.5 Mercado	42
2.2 RESOLUCIÓN 176 DE 2016 CREG.....	42
2.2.1 Calidad del servicio de distribución en el SDL	42
2.2.2 Grupos de calidad para la medición.....	43
2.2.3 Índices de la discontinuidad del servicio	43
2.2.4 Registro de la información de las interrupciones	45
2.2.5 Reporte de la información de las interrupciones al LAC.....	46
2.3 REGLAMENTO ELÉCTRICO DE INSTALACIONES ELÉCTRICAS (RETIE)...	48
2.3.1 Instalación de DPS de acuerdo con el RETIE.....	48
2.3.2 Puesta a tierra.....	45
2.3.3 Requisitos de protección contra rayos	45
2.4 PROTECCIÓN CONTRA DESCARGAS ATMOSFÉRICAS SEGÚN IEC 62305 - NTC 4552.....	45
2.5 INFLUENCIA AMBIENTAL DEL TRABAJO... ..	46
2.6 ANÁLISIS DE HIGIENE Y PROTECCIÓN EN EL TRABAJO.....	46

CAPÍTULO 3

ANÁLISIS Y RESULTADOS.....	47
3.1 CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS DE LA SUBESTACIÓN PALERMO.....	52
3.1.1 Celda Palragonvalia	49
3.2 SECTORES CRÍTICOS	50
3.3 ANÁLISIS DE DAÑO DE TRANSFORMADORES POR DESCARGAS ATMOSFÉRICAS	51
3.3.1 Apantallamiento.....	52
3.3.2 Puestas a tierra de los sistemas de distribución.....	53
3.4 COORDINACIÓN DE PROTECCIONES	57
3.5 SOLUCIONES PLANTEADAS A LOS INCONVENIENTES QUE SE ESTÁN PRESENTANDO EN EL CIRCUITO PALRAGONVALIA.....	62
3.6 CAMBIO DE TOPOLOGÍA DE LAS PROTECCIONES DE LOS TRANSFORMADORES.....	65
3.6.1 Sobretensiones esperadas.....	65
3.6.2 Factores que aumentan la criticidad de la corriente de rayo a la luz de la teoría de lazos inductivos	66

CAPÍTULO 4

MARCO FINANCIERO	76
RECOMENDACIONES	79
CONCLUSIONES	80
GLOSARIO DE TÉRMINOS.....	81
ABREVIATURAS	86
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	87
ANEXOS.....	88

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Localización de las sedes de Centrales Eléctricas de Norte de Santander	17
Figura 2. Diagrama unifilar eléctrico de un transformador monofásico completamente autoprotegido, operación manual.	21
Figura 3. Diagrama unifilar eléctrico de un transformador trifásico autoprotegido.	22
Figura 4. Pasos que se deben ejecutar al realizar un mantenimiento de tipo correctivo.	24
Figura 5. Pasos que se deben ejecutar al realizar un mantenimiento preventivo.	25
Figura 6. Pasos que se deben ejecutar al realizar un mantenimiento predictivo.	25
Figura 7. Mapa del ISO – Niveles cerámicos para Colombia (Área de 30 Km x 30 Km).	40
Figura 8. Estructura institucional del sector eléctrico.	41
Figura 9. Diagrama unifilar subestación Palermo.	47
Figura 10. Corriente y voltajes de Fase de las celdas alimentadas por la subestación Palermo.	48
Figura 11. Registro fotografico la subestación Palermo.	48
Figura 12. Configuración de los Ramales de palragonvalia.	
Figura 13. Tabulación de las fallas mas communes desde ENERO a AGOSTO	50
Figura 14. Tabulación de los arranques fallados con los usuarios afectados.	51
Figura 15. Datos de descargas atmosféricas presentadas el día 2 de septiembre corrido en el LINETview.	55
Figura 16. Datos de descargas atmosféricas presentadas el día 5 de septiembre corrido en el LINETview.	
Figura 17. Plano del arranque FSW760 de la vereda Palo colorado.	57
Figura 18. Plano de ubicación de transformador 1T03889	58
Figura 19. Tipos de tendencias en la curvs de interruptores (azul: extremadamente inversa, rosado: muy inversa y verde: inversa)	58
Figura 20. Ejemplo de coordinación de respaldo (azul: limitador y rojo fusible de expulsión)	59
Figura 21. Disposición de malla de puesta a tierra usando el método de Dwight	60
Figura 22. Coordinación de protecciones con fusibles de 1 Amp.	63
Figura 23. Coordinación de protecciones con fusibles de 2 Amp.	65
Figura 24. Coordinación de protecciones con fusibles de 3 Amp.	66
figura 25. Configuración actual de circuito	68
Figura 26. Configuración final de circuito	68
Figura 27. Curvas de ajuste reconectador y fusibles	69
Figura 28. Circuito equivalente de montaje típico de DPS	74

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Características de los terminales de captación y bajantes.	37
Tabla 2. Valores de referencia para resistencia de puesta a tierra.	38
Tabla 3. Listado de causas de interrupción del servicio	45
Tabla 4. Datos de Corriente y Potencia de las celdas de la subestación Palermo	48
Tabla 5. Datos fallas mas frecuentes	50
Tabla 6. Arranques con mayor tiempo de duración de la falla	51
Tabla 7. Sectores criticos de Arranques fallados	52
Tabla 8. Sectores criticos de usuarios afectados con mayor número según la falla	52
Tabla 9. Sectores críticos de fallas del circuito PALRAGONVALIA	53
Tabla 10. Sectores críticos de fallas con su respectiva causa	54
Tabla 11. Características para Cable de Guarda	57
Tabla 12. Medidas realizadas en el punto 1T04319	61
Tabla 13. Valores aproximados de Resistividad para terrenos modelo.	62
Tabla 14. Protecciones de las estructuras de la línea troncal	58
Tabla 15. Corrientes en los ramales críticos del circuito Palragonvalia	64
Tabla 16. Mantenimientos preventivos a realizar al circuito Palragonvalia	71
Tabla 17. Presupuesto plan de mejoramiento para circuito PALRAGONVALIA.	76

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Diseñar el plan de mejoramiento que permita reducir las fallas que se presentan en el área rural del circuito Palragonvalia de CENS regional Pamplona

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Determinar los sitios críticos del área rural del circuito Palragonvalia
- Identificar las causas de las fallas que se presentan en el circuito Palragonvalia
- Efectuar análisis de las fallas encontradas en el área rural del circuito Palragonvalia
- Realizar el plan de mejoramiento para la reducción de fallas en el área rural del circuito

ACOTACIONES

- ✓ Las soluciones para disminución de fallas en el área rural del circuito Palragovalia no se implementarán, esto dependerá de CENS.
- ✓ El estudio de disminución de fallas abarcara a los equipos y las redes de distribución presentes en el área rural del circuito Palragonvalia.
- ✓ Las herramientas usadas en el desarrollo del proyecto serán las proporcionadas por CENS.

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

El área de mantenimiento es el responsable de la supervisión y preservación de las redes eléctricas y sus equipos, así como de garantizar la operatividad de los mismos, los cuales se encargan de prestar servicios al área de distribución para garantizar el servicio de energía eléctrica. Para que CENS brinde una excelente calidad en la prestación de este servicio es necesario prevenir los daños que se presentan en el área rural con el fin de incrementar su rendimiento y efectividad en las actividades, desde esta perspectiva este proyecto propone la creación de un plan de mejoramiento para la implementación exitosa del mantenimiento predictivo, que permita reducir el número de fallas prematuras en los equipos de energía eléctrica y logre extender significativamente la vida útil de los componentes eléctricos. La adopción del modelo planteado tendrá un impacto positivo en la disminución de pérdidas de producción y en el ahorro por parte de la empresa por concepto de intervenciones en equipos, beneficiando así al cliente para que tenga un buen servicio.

JUSTIFICACIÓN

CENS es una empresa de servicios públicos dedicada a la transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica comprometida con la satisfacción de las necesidades de sus clientes por eso es necesario que ofrezca un servicio de calidad y de manera continua a cada uno de los usuarios, previniendo riesgos y cumpliendo con la normativa vigente y los lineamientos establecidos por organismos encargados de regularlos, entonces por esto se hace necesario contar con planes de mejoramiento donde se presentan las fallas, como actualmente están ocurriendo en el área rural del circuito Palragonvalia y de esta manera corregir los inconvenientes que presentan los usuarios que reciben el suministro eléctrico de este circuito como para la empresa.

Para ello en este trabajo de grado se hace aporte con el diseño de un plan de mejoramiento para disminución de fallas y planteamiento de diferentes soluciones que con el tiempo puede ser implementadas para prestar un buen servicio a los usuarios con el fin de que estos no se vean afectados por las fluctuaciones del servicio que ocasionen daños a electrodomésticos.

CAPÍTULO 1

MARCO TEÓRICO

1.1. CENTRALES ELÉCTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER

La compañía colombiana Centrales Eléctricas del Norte de Santander (CENS) se dedica a la distribución y venta de electricidad en la región y atiende a más de 300.000 usuarios hace 64 años. Desde el 2009, la compañía opera como filial de la firma multiservicios con sede en Medellín EPM. CENS tiene su sede en San José de Cúcuta. Comprometida con las necesidades y bienestar de sus clientes, cumpliendo así lo establecido en la Resolución 097 de 2008 de la CREG que indica el Índice Trimestral Agrupado de la Discontinuidad (ITAD) el cual representa el porcentaje medio de energía que los clientes dejan de consumir debido a las interrupciones, además del Índice de Referencia Agrupado de Discontinuidad (IRAD).

La historia de la compañía inicia el 16 de Junio de 1896 con la protocolización de la Escritura Pública 121 que crea la “Compañía de Alumbrado Eléctrico de Cúcuta”, quien a través de una planta hidroeléctrica de 220 KW de generación ubicada en "Los Colorados" suministra energía eléctrica a Cúcuta. Posteriormente, el 16 de Octubre de 1952 y mediante Escritura Pública 3552 de la Notaría Octava de Bogotá, se constituye la empresa "Centrales Eléctricas de Cúcuta SA", la cual inició operaciones el 3 de enero de 1953 y posteriormente en 1955, cambió su razón social por "Centrales Eléctricas del Norte de Santander SA". En 1961 la electrificadora adquirió las Empresas de Energía Eléctrica de Pamplona y Ocaña, incorporando sus activos al sistema de electrificación departamental, con lo cual cumple su aspiración de atender la totalidad de municipios de Norte de Santander.

En el marco de la ley 142 de 1994, CENS se constituyó como Empresa de Servicios Públicos, siendo en ese entonces la Nación el principal accionista de la empresa con el 78,98% de las acciones y quedando a partir de esa fecha bajo la vigilancia y control de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios.

1.1.1. MISIÓN

CENS es una empresa que presta servicios públicos satisfaciendo a sus clientes con eficiencia y calidad, soportada en el compromiso y pasión de su Talento Humano, para generar valor y mantenerse como la empresa líder de la región y generar bienestar a los grupos de interés.

1.1.2. VISIÓN 2015

CENS mantendrá un desempeño Empresarial que garantice la sostenibilidad y cumplimiento de los objetivos estratégicos para beneficio y fortalecimiento de sus grupos de interés.

1.1.3. POLÍTICA DE CALIDAD

Centrales Eléctricas del Norte de Santander S.A. E.S.P tiene como política de calidad:
CENS es una empresa de servicios públicos dedicada a la Transmisión, Distribución y Comercialización de energía eléctrica, que crece con responsabilidad social empresarial,

comprometida con la satisfacción de las necesidades de sus clientes y demás grupos de interés, mediante la mejora continua de los procesos del sistema de gestión y el cumplimiento de la normativa vigente.

1.1.4. OBJETIVOS DE CALIDAD

Centrales Eléctricas del Norte de Santander S.A. E.S.P tiene como objetivos de calidad:

- Incrementar el valor para los grupos de interés.
- Crecer en clientes y mercados en los negocios actuales.
- Fortalecer las relaciones y la comunicación efectiva con los grupos de interés externos.
- Explorar alternativas para diversificar el portafolio de negocios
- Lograr excelencia operacional en la prestación de los servicios.
- Atender integralmente al cliente brindando soluciones ajustadas a sus necesidades
- Garantizar la disponibilidad, confiabilidad e integridad de la información para la toma de decisiones.
- Desarrollar las capacidades del Talento Humano con visión de grupo empresarial.
- Desarrollar las capacidades organizacionales para la consolidación y el crecimiento como grupo empresarial.
- Fortalecer las relaciones y la comunicación efectiva con los grupos de interés internos.

1.1.5. LOCALIZACIÓN

La sede principal de CENS se encuentra en San José de Cúcuta y está cuenta con 4 regionales ubicadas en los sectores de Ocaña, Pamplona, Aguachica y Tibú, para distribuir la energía en los municipios del Norte de Santander y Sur del Cesar.

Figura 1. Localización de las sedes de Centrales Eléctricas de Norte de Santander



1.1.6. REGIONAL PAMPLONA

La regional Pamplona suministra el servicio a 13 municipios por media tensión a 13.8 KV; Pamplona, Toledo, Labateca, Mutiscua, Chitagá, Silos Cacota, Pamplonita, Bochalema, Chinácota, Ragonvalia, Herrán y Durania, para realizar este trabajo cuenta con 4 subestaciones; Toledo y Samoré, interconectados al sistema de transmisión nacional (STN) con relación de transformación de 230/34.5/13.8 KV y a su vez la subestación Toledo alimenta a las subestaciones de Pamplona (10/12 MVA) y Palermo (6 MVA) a 34.5 KV.

1.2. TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN

1.2.1. GENERALIDADES DE LOS TRANSFORMADORES

El primer sistema de distribución de potencia empleaba voltajes de generación y distribución tan bajos, que se requerían Corrientes muy elevadas para suministrar magnitudes considerables de potencia. Las grandes corrientes causaban fuertes caídas de voltaje y grandes pérdidas de potencia en las líneas de transmisión, restringiendo severamente el área servida por cada estación generadora. Para solucionar este problema, en los años de 1880 debían ubicarse centrales generadoras cada pocas manzanas. El hecho de que la potencia no pudiera llevarse lejos con sistemas de potencia de C.C. de bajo voltaje, significó que las estaciones generadoras debían ser pequeñas, restringidas, y que fueran relativamente ineficientes.

La invención del transformador y por consiguiente el desarrollo de las fuentes de potencia de C.A. eliminaron para siempre estas restricciones sobre el alcance y la magnitud de la potencia de los sistemas eléctricos. Un transformador, concebido idealmente, cambia un nivel de voltaje de C.A. en otro nivel de voltaje, sin alterar la potencia recibida. Si un transformador

eleva el voltaje de un circuito, deberá disminuir la corriente para que la potencia que entra al dispositivo se mantenga igual a la potencia que sale de él. Por lo mismo, la potencia eléctrica de C.A. permite que sea generada en una central, que sea elevado luego su nivel de voltaje para la transmisión a largas distancias con pérdidas muy pequeñas, y por último, que se pueda disminuir su voltaje para su utilización final. Como las pérdidas de transmisión en las líneas de un sistema de potencia son proporcionales al cuadrado de la corriente de línea, el incrementar el voltaje de transmisión y reducir la corriente en un factor de 10 mediante transformadores, reduce las pérdidas en un factor de 100. Sin el transformador, sería imposible utilizar la energía eléctrica en muchas de las formas en que se emplea hoy en día [1].

1.2.2. TÉCNICAS DE PROTECCIÓN PARA TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN

La función técnica que realiza un transformador de distribución tipo subestación es transcendental, ya que de estos depende la producción en fábrica o el servicio residencial y comercial continuo. La salida espontánea del sistema por ocurrencia de una falla o las interrupciones del servicio debidas a sistemas de protección mal diseñadas, tiene costo

relativamente alto, por tal razón se hace necesario tomar todas las medidas posibles para la protección de estos transformadores. Los ingenieros de diseño y operadores del sistema deben seleccionar y usar apropiadamente los métodos necesarios para la protección del transformador [1].

Los transformadores no están provistos de protección propia y son protegidos solamente mediante la utilización de fusibles y pararrayos, conectados en el lado de alta tensión.

Las razones más importantes para utilizar fusibles y pararrayos son:

- Proteger el circuito alimentador primario y sus cargas contra una falla en el transformador o en circuitos secundarios asociados. Aquí se trata de proteger la línea de alimentación y el transformador.
- Limitar la severidad del daño al transformador en caso de una falla interna.
- Indicar la localización aproximada de una falla, así como para hacer más rápida la restauración del servicio.
- Proteger el transformador de descargas eléctricas atmosféricas.

1.2.3. ACCESORIOS

1.2.3.1. Relé o Buchholz Tipo Tb-C (Uso Exterior)

Este relé es considerado como la protección más importante del transformador contra defectos internos del mismo, también sirve para la extracción de gases para su análisis detallado en detección de posibles fallas. Los gases se pueden producir lentamente en el caso de fuga superficial, espiras en cortocircuito o uniones defectuosas. En caso de arcos de gran energía o al quemarse el material aislante, la formación de gas es muy rápida, provocando un rápido aumento en la presión de aceite en el tanque del transformador de manera tal que el aceite fluye hacia el tanque de expansión o conservador [2].

1.2.3.2. Respiradero de Deshidratación

Este respiradero se encuentra en las siguientes partes:

- En el tanque de expansión o conservador.
- En el depósito de aceite del cambiador de tomas.
- En el conservador de la caja de empalme de alta tensión, cuando la acometida al transformador es subterránea.
- El respiradero usa gel de sílice como desecante y en la parte inferior se prevé un recipiente que contiene aceite y absorbente para filtrar el aire inhalado.

- Para verificar la capacidad del respiradero de silicagel, normalmente se toma como base ½ Kg. de silicagel por cada tonelada de aceite.
- Los gránulos de silicagel tienen un tamaño de 3 a 5 mm. aproximadamente.

1.2.3.3. La Válvula de Alivio de Presión Súbita (Aps)

Soporta en forma directa las inclemencias del medio ambiente muchas veces altamente corrosiva o salina, circunstancias que aceleran el deterioro y vida útil de válvulas de alivio convencionales. Esta válvula está fabricada con materiales como el aluminio que le permiten resistir por más tiempo estas exposiciones. Además está fabricada en medidas normalizadas para evitar adaptación especial al momento de su instalación, sus componentes también son normalizados [2].

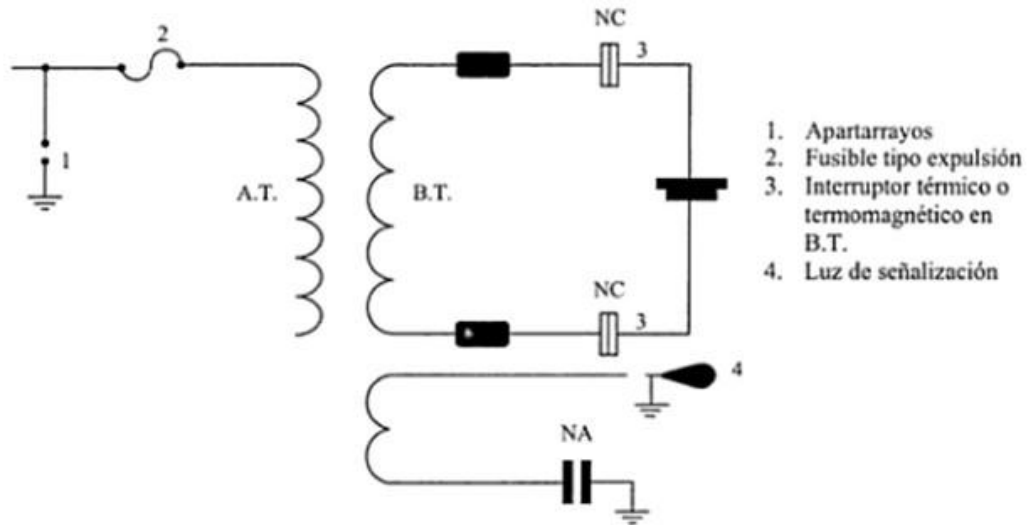
1.2.4. TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCIÓN AUTOPROTEGIDO (CSP)

1.2.4.1. Introducción

Con la finalidad de mejorar la confiabilidad y continuidad del servicio eléctrico, las compañías suministradoras -en las últimas décadas- han adoptado el uso de transformadores de distribución autoprotegidos. Esto es, el transformador de distribución debe ser protegido contra fallas y sobrecargas que podrían reducir la vida útil del transformador, así mismo, el sistema de distribución eléctrica debe ser protegido contra un transformador que ha fallado, de tal manera que la falla quede aislada del transformador fallado. Así, solo afectara a los usuarios que son servidos por este transformador; además no es económico operar regularmente un transformador de distribución en condiciones de sobrecarga. La protección contra sobretensiones es maximada cuando el apartarrayos está montado directamente en el tanque del transformador, reduciendo la impedancia de la conexión a tierra a un mínimo [3].

Para fabricar un transformador autoprotegido, es necesario aplicar varios dispositivos de protección al transformador cuando éste está siendo manufacturado. Estos dispositivos son: un apartarrayos de alta tensión, un fusible de expulsión en alta tensión y un interruptor en el secundario, ver figuras 2 y 3.

Figura 2. Diagrama unifilar eléctrico de un transformador monofásico completamente autoprotegido, operación manual [3].



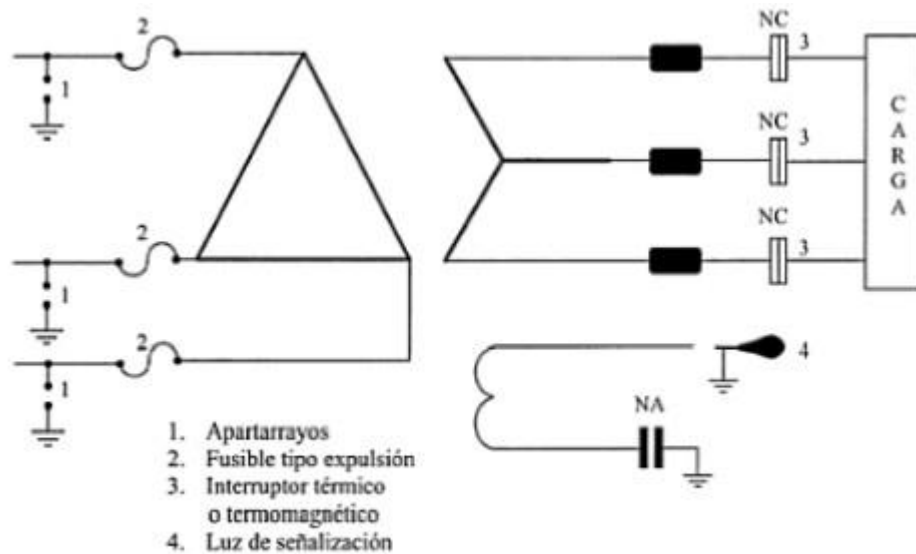
Para la protección contra sobretensiones, el apartarrayos se monta directamente en el tanque del transformador y se conecta al borne terminal del aislador. En este punto también están conectadas la salida de la bobina de alta tensión (A.T.) y la llegada de la línea de A.T.

Para protección contra fallas secundarias y sobrecargas, se instala un interruptor térmico o termomagnético dentro del transformador, y se conecta entre la bobina y los aisladores de baja tensión, de tal manera, que la corriente pasa a través de este interruptor.

Para indicación visual de condiciones antieconómicas de carga, la lámpara de señalización se monta en la pared exterior del tanque del transformador, cerca de la manilla de operación del interruptor. La lámpara de señalización está conectada eléctricamente al circuito sensor que está dentro del transformador. Para conectar el transformador a la línea de distribución se usa un conector de línea viva.

Este conector aunque no es parte del transformador, se usa para hacer la conexión entre la línea de distribución de alta tensión y el transformador [3].

Figura 3. Diagrama unifilar eléctrico de un transformador trifásico autoprotegido [3].



1.2.4.2. Descripción de componentes del transformador autoprotegido

Por definición el transformador de distribución completamente autoprotegido (CSP) sigue una filosofía de protección hacia el transformador mismo y al propio sistema eléctrico de distribución al que está conectado, tratando así de ofrecer un servicio más confiable, incrementando la continuidad del servicio. Más puntualmente, las circunstancias que protege un transformador CSP, son las siguientes:

- 1) Contra temperaturas dañinas en su interior que son producto de sobrecarga y que podrían reducir la vida útil del transformador.
- 2) Se maximiza la protección contra sobretensiones al montar el apartarrayos directamente sobre el tanque del transformador.
- 3) Indica la condición anormal de operación con sobrecarga, donde se incrementan las pérdidas, y esto hace una operación inconveniente.
- 4) Si un transformador CSP ha fallado, este aísla la falla y protege al sistema de distribución eléctrico.

Los componentes que intervienen en el sistema de autoprotección de un transformador son:

- Un apartarrayos instalado en el tanque del transformador.
- Un fusible de expulsión en alta tensión.
- Un interruptor secundario en baja tensión con manija de operación externa.
- Una luz indicadora "lámpara piloto" de sobrecarga (opcional al cliente).
- Un control de emergencia de sobrecarga (opcional al cliente) [3].

1.3. MANTENIMIENTO

1.3.1. INTRODUCCIÓN

El mantenimiento se puede definir como el control constante de las instalaciones (en el caso de una planta) o de los componentes (en el caso de un producto), así como el conjunto de trabajos de reparación y revisión necesarios para garantizar el funcionamiento regular y el buen estado de conservación de un sistema en general. En ese sentido se puede decir que el mantenimiento es el conjunto de acciones necesarias para conservar o restablecer un sistema en un estado que permita garantizar su correcto funcionamiento a un coste mínimo. Conforme con la anterior definición se deducen distintas actividades: evaluar el estado de las instalaciones, prevenir y/o corregir averías, y por lo tanto, el aspecto económico que viene dado por salvaguardar un adecuado funcionamiento de las instalaciones con una minimización de costes, aumentando la rentabilidad.

1.3.2. TIPOS DE MANTENIMIENTO

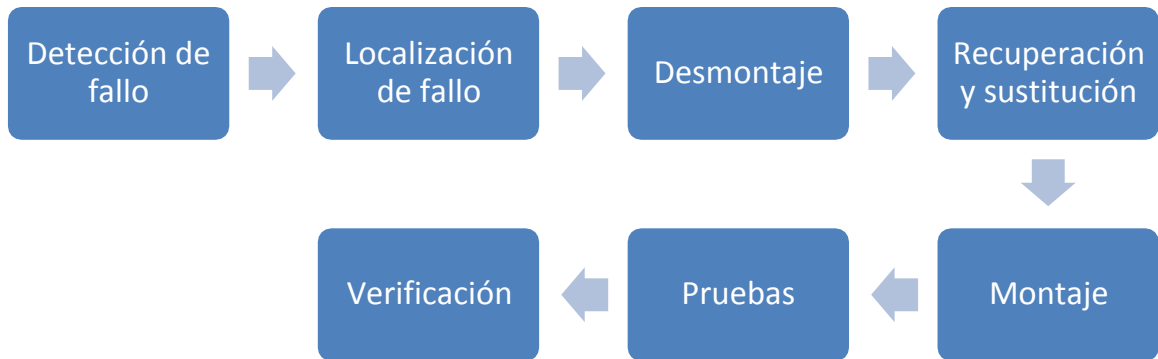
Actualmente existen variados sistemas para acometer el servicio de mantenimiento de las instalaciones en operación. Algunos de ellos no solamente centran su atención en la tarea de

corregir los fallos, sino que también tratan de actuar antes de la aparición de los mismos haciéndolo tanto sobre los bienes, tal como fueron concebidos, como sobre los que se encuentran en etapa de diseño, introduciendo en estos últimos, las modalidades de simplicidad en el diseño, diseño robusto, análisis de su mantenimiento, diseño sin mantenimiento, etc. Para que los trabajos de mantenimiento sean eficientes son necesarios el control, la planificación del trabajo y la distribución correcta de la fuerza humana, logrando así que se reduzcan costes, tiempo de paro de los equipos de trabajo, etc. Para ejecutar lo anterior se puede hacer una división en tres grandes tipos de mantenimiento: mantenimiento correctivo, el cual se efectúa cuando los fallos han ocurrido. Mantenimiento preventivo que se efectúa para prevenir los fallos con base en parámetros de diseño y condiciones de trabajo supuestas. Y mantenimiento predictivo, que prevé los fallos con base en observaciones que indican tendencias. Además de estos tres grandes grupos, se pueden añadir dos tipos más de mantenimiento que se podría decir que son una evolución de los anteriores, y estos son el mantenimiento proactivo y el mantenimiento productivo total (Total Productive Maintenance, TPM).

1.3.2.1. Mantenimiento correctivo

Es aquel tipo de mantenimiento que se ocupa de la reparación una vez se ha producido el fallo y el paro súbito de la máquina o instalación. En un principio, el mantenimiento quedaba relegado a intervenciones como consecuencia de las averías y con los consiguientes costes de reparación (mano de obra, piezas de repuesto...), así como los relativos a los costes por las paradas de producción. Este tipo de mantenimiento se conoce como mantenimiento correctivo, y es el conjunto de tareas destinadas a corregir los defectos que se van presentando en los distintos equipos y que son comunicados al departamento de mantenimiento por los usuarios de los mismos [4]. Se expone el siguiente esquema los pasos que se deben ejecutar al realizar un mantenimiento de tipo correctivo.

Figura 4. Pasos que se deben ejecutar al realizar un mantenimiento de tipo correctivo



1.3.2.2. Mantenimiento preventivo

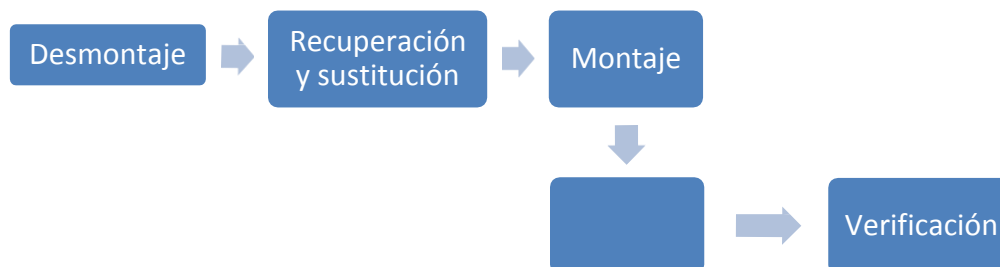
Las necesidades de mejora de los costes derivados de las bajas disponibilidades de la máquina y de las consiguientes paradas de producción llevaron a los técnicos de mantenimiento a programar revisiones periódicas con el objeto de mantener las máquinas en el mejor estado posible y reducir su probabilidad de fallo. Presenta la incertidumbre del coste que genera. Este tipo de mantenimiento surge de la necesidad de rebajar el correctivo y todo lo que representa. Pretende reducir la reparación mediante una rutina de inspecciones periódicas y la renovación de los elementos dañados.

Básicamente consiste en programar revisiones de los equipos, apoyándose en el conocimiento de la máquina en base a la experiencia y los datos históricos obtenidos de las mismas. Se confecciona un plan de mantenimiento para cada máquina, donde se realizarán las acciones necesarias. El mantenimiento preventivo se basa en la sustitución de componentes cuando se supone que se ha agotado la vida de los mismos. El estudio teórico de sus vidas lo suele suministrar el fabricante del equipo, quien normalmente incluye una gama de mantenimiento preventivo, con indicación de sustitución de componentes y cambios en la lubricación. Representa un paso más con respecto al mantenimiento correctivo. Este mantenimiento también es denominado “mantenimiento planificado”. Tiene lugar antes de que ocurra un fallo o avería, y se efectúa bajo condiciones controladas sin la existencia de algún error en el sistema. Se realiza a razón de la experiencia y pericia del personal a cargo, los cuales son los encargados de llevar a cabo dicho procedimiento. Normalmente, es el fabricante el que estipula el momento adecuado a través de los manuales técnicos. Con el empleo del mantenimiento preventivo se reduce la frecuencia y los fallos de los equipos, lo que supone una disminución del coste de las reparaciones [4].

Otra de las ventajas de este tipo de mantenimiento es la detección temprana de los primeros síntomas de deterioro.

En la siguiente figura se puede observar un esquema que presenta los pasos que se deben llevar a cabo al realizar un mantenimiento preventivo.

Figura 5. Pasos que se deben ejecutar al realizar un mantenimiento preventivo

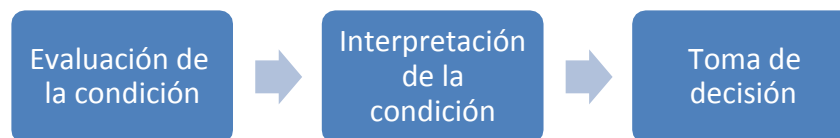


1.3.2.3. Mantenimiento predictivo

El mantenimiento predictivo se puede definir como la supervisión periódica de los equipos, centrada en el diagnóstico de sus posibles fallos, con el fin de establecer tendencias y un mantenimiento planificado. Se basa por lo tanto en la condición de los equipos, ya que se establecen intervalos de inspección mediante los cuales se determina la necesidad y el periodo de reparación [5]. En el mantenimiento predictivo se utilizan técnicas e instrumentos de diagnóstico como los que se señalan a continuación: verificación de los sistemas de puesta a tierra, Resistencia óhmica de devanados, Relación de transformación (TTR), Resistencia de aislamiento. Con el uso de este tipo de mantenimiento se pueden reducir las tareas de mantenimiento preventivo a la vez que se mejora la disponibilidad y eficiencia de las máquinas y equipos de distribución.

En la figura 6 se presentan los pasos a seguir en un mantenimiento predictivo son los siguientes:

Figura 6. Pasos que se deben ejecutar al realizar un mantenimiento predictivo.



1.4. FALLAS EN TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN

Las averías que con más frecuencia se presentan en los transformadores son las siguientes:

1.4.1. Sobrecarga

Esta falla puede tener distintos orígenes:

1. Que el transformador esté trabajando a un régimen de carga no adecuado para su

capacidad nominal.

2. Que el transformador esté trabajando bajo temperaturas ambientales superiores a las establecidas en las bases de su diseño.
3. Que el circuito secundario asociado al equipo sea más largo que lo establecido y ocurra un cortocircuito en un punto alejado del mismo. Este cortocircuito tendría involucrada una impedancia lo suficientemente alta para que la corriente no llegue a la magnitud para la cual las protecciones son sensibles, quedando el transformador conectado en el sistema, alimentando este cortocircuito con una corriente que para él es de sobrecarga.
4. Que el transformador no sea capaz, por diseño, de servir la potencia que se especifica en su placa de datos nominales.

Cuando un transformador falla debido a sobrecarga, se presentan algunos de los siguientes indicios:

- Terminales de los devanados decolorados y reblandecidos.
- Papel aislante de las salidas de baja tensión y de la bobina quebradizo
- Aceite ennegrecido y con formación de lodo en el tanque.
- Aisladores de baja tensión amarillentos y la pintura interior del tanque deteriorada.
- Manchas o marcas de nivel en la pintura interna demarcando el nivel del aceite.
- Si un transformador ha sido mal conectado y toda la carga se aplica a una sola bobina, se observa una bobina en buen estado y la (s) otra (s) dañada (s).

La constatación de alguna de las características descritas anteriormente define automáticamente la falla como “sobrecarga” [6].

1.4.2. Sobretensiones

Esta falla es causada por operaciones en el sistema, como por ejemplo, la ferresonancia, además se tiene en cuenta la alta incidencia en el mundo o de origen atmosférico (rayo) que ocurre cuando el transformador no está debidamente protegido, bien sea por ausencia o mal estado del pararrayo o bajante de tierra, y también cuando la impedancia de aterramiento tiene un valor excesivo [7].

Cuando un transformador falla debido a sobretensiones, se pueden observar algunos de los siguientes daños:

- Se observa cortocircuito entre las espiras pertenecientes a las primeras o últimas capas de alta tensión.
- Externamente puede observarse también ennegrecido uno de los aisladores de alta tensión.
- Algunas veces la bobina descarga al núcleo o al tanque pudiendo estar los mismos parcialmente fundidos.
- Perforación del aislamiento en los terminales de A.T.
- Puede presentarse evidencia de descarga entre los devanados de alta y baja tensión.
- A veces se observa el conmutador fundido o evidencia de descarga entre los pines o

terminales del conmutador.

1.4.3. Cortocircuito externo

Esta falla que ocurre cuando el transformador se ve expuesto a cortocircuito por ramas, árboles problemas en acometidas o circuitos secundarios. Está matizada por dos condiciones de operación del equipo:

- a) Cuando el transformador no está protegido o no está correctamente protegido contra sobrecorrientes y queda expuesto un tiempo excesivo al cortocircuito.
- b) Cuando el transformador está protegido correctamente contra sobrecorrientes y es sacado rápidamente al ocurrir el cortocircuito [7].

Cuando un transformador falla debido a cortocircuito externo con una mala o inexistente operación de las protecciones o con conexiones erradas, se pueden observar algunos de los siguientes daños:

- La bobina se presenta con devanados desplazados uno con respecto al otro. Es obvio que, a consecuencia de esto, posteriormente pueden manifestarse otras fallas de aislamiento.
- Cambio de color en los empalmes.
- Presencia de esquirlas en las bobinas.
- Rastros de carbón en el conmutador.
- Aceite ennegrecido.

Cuando un transformador ha fallado debido a cortocircuito, pero las protecciones operan correctamente, se observa el transformador con bobina desplazada, sin ennegrecimiento de aceite.

1.4.4. Problemas internos

Es la falla que ocurre por falta de hermeticidad y entrada de humedad en los equipos, falsos contactos en el conmutador, terminales de salidas partidos bajo nivel de aceite, diseño deficiente o defectos por mala manipulación en general.

Los problemas internos pueden presentarse en dos modalidades:

- a) Problemas en la alta tensión (A.T.).
- b) Problemas en la baja tensión (B.T.).

1.4.4.1. Fallas por problemas internos en alta tensión

Cuando un transformador ha tenido problemas internos en alta tensión, se pueden observar algunos de los siguientes daños:

- Una falla entre conductores de alta tensión por defecto en el aislamiento entre conductores, provoca un cortocircuito en alta tensión y ningún daño en baja tensión.
- No hay continuidad en alta tensión. Si se desarma capa por capa la alta tensión, una vez alcanzado el punto de la falla, se observa por lo menos una o algunas capas quemadas y las espiras adyacentes con el esmalte o papel quemado.
- Descargas parciales localizadas.
- Rotura del tanque.
- Arco entre terminales y tierra.
- Espiras movidas o flojas.
- Papel suelto.
- Calentamientos localizados.
- Terminales reventados.
- Mal conexión del cambiador de derivaciones.
- Fallas en el aislamiento de los alambres o entre conductores o capas [6].

1.4.4.2. Fallas por problemas internos en baja tensión

Cuando un transformador ha tenido fallas en baja tensión, se pueden observar algunos de los siguientes daños:

- El aceite se presenta deteriorado. La baja tensión, una vez desarmada, muestra abundante signo de recalentamiento localizado, papel carbonizado, señales de fusión del conductor.
- Presencia de objetos extraños.
- Calentamientos localizados.
- Grupo de conexión (cuando afecte).
- Calentamiento en los terminales.
- Aflojamiento de conexiones internas.
- Fallas en el aislamiento de los alambres o entre conductores o capas.

1.4.5. Mala manipulación

Esta falla ocurre cuando no se toman todas las medidas y cuidados suficientes para manipular el equipo. Debido a esto pueden surgir defectos durante la fabricación, el despacho y la transportación o posteriormente, durante las actividades de recepción, instalación y explotación.

Cuando un transformador falla debido a mala manipulación durante su recepción, instalación o explotación, se pueden observar algunos de los siguientes daños, siempre y cuando exista constancia de que no ocurrieron previos a estas actividades:

- Rotura de conmutadores al accionarlos erróneamente.
- Rotura de aisladores.
- Daño o ausencia de la válvula de sobrepresión, cuando haya sido suministrada.
- Rotura del piloto de sobrecarga en transformadores autoprottegidos.
- Daño en el mecanismo de operación del piloto de sobrecarga en transformadores autoprottegidos.

Cuando un transformador ha fallado debido a la humedad en el aceite, se pueden observar algunos de los siguientes daños.

- Perforaciones varias en las bobinas.
- Presencia de compuestos polares diferentes al agua.
- Humedad en las bobinas.
- Luz de sobrecarga encendida (en transformadores autoprottegidos).

En general, la entrada de humedad, es el resultado de la existencia de juntas en mal estado o removido o de daños provocados por la mala manipulación [6].

1.5. CALIDAD DEL SERVICIO ELÉCTRICO

La calidad de servicio de un sistema eléctrico puede cuantificarse a través de varios parámetros, relacionados con: la continuidad de servicio, las fluctuaciones de voltaje (Flicker, por ejemplo), el contenido armónico de las formas de onda de voltaje y de corriente junto a las variaciones de frecuencia. De estos aspectos del servicio eléctrico, son imputables al sistema de distribución, en gran medida, la continuidad de suministro, las variaciones de voltaje y armónicos, puesto que la regulación de frecuencia es responsabilidad de la generación.

El concepto de calidad de servicio, se encuentra íntimamente ligado al de confiabilidad existente en el sistema eléctrico. Éstos cobran cada vez más importancia, dada la presencia de una mayor cantidad de cargas sensibles tanto a las variaciones de voltaje como a los cortes de suministro, aunque éstos sean de muy corta duración.

En términos generales la calidad de servicio eléctrico tiene relación con el servicio que se presta, especialmente en lo que se refiere a calidad de onda, continuidad del suministro y frecuencia de las interrupciones, como también, en el caso de las empresas distribuidoras de electricidad, a la atención que recibe el consumidor final. Dentro de la división de calidad podemos encontrar: calidad técnica del producto y continuidad.

a) Continuidad: Número, duración y frecuencia de las interrupciones.

b) Calidad técnica del producto: Se refiere a todo lo relacionado con la forma de onda, como por ejemplo niveles de tensión, rangos de frecuencia, flickers, armónicas, etc.

En la primera parte de esta propuesta conceptual nos enfocaremos en la calidad técnica del producto y trataremos la continuidad de suministro como parte de un concepto más general denominado "confiabilidad de servicio".

La definición de la calidad de la energía es muy amplia. Pero se puede definir como la ausencia sobretensiones, deformaciones producidas por armónicas en la red y variaciones de voltaje. Además, le concierne la estabilidad de voltaje, la frecuencia y la continuidad del servicio eléctrico. Actualmente la calidad de la energía es el resultado de una atención continua. En años recientes, esta atención ha sido de mayor importancia debido al incremento del número de cargas sensibles en los sistemas eléctricos, las cuales, por sí solas resultan ser una causa de degradación en la calidad de la energía eléctrica.

Por dar un ejemplo, las depresiones de voltaje por sólo cinco milisegundos son capaces de hacer que una computadora pierda su información o causar errores, es por esto que el incremento de equipos de

procesamiento de datos ha marcado al problema de la calidad de la energía como un problema muy serio.

Las fluctuaciones de voltaje son imputables a algunos tipos de cargas, mientras que los cortes de suministro normalmente son problemas asociados a la red. Como puede verse, en cada caso, las acciones tendientes a corregir los problemas corresponden a entidades diferentes [7].

1.5.1. Disturbios del servicio eléctrico

Incluso en las mejores áreas de suministro la corriente eléctrica sufre variaciones. Cuando éstas son pequeñas pueden pasar inadvertidas, aunque a la larga fatigan y acortan la vida útil de los equipos. Pero si estas variaciones son mayores pueden ocasionar graves daños materiales. Se puede hablar de los siguientes fenómenos englobados dentro de esta categoría: Picos de Tensión (Spikes), Sobretensiones (Surges), Dilatación de Voltaje (Swell), Depresión de Voltaje (Sags), Bajas de Tensión (Brownouts), Distorsión Armónica, Parpadeo (Flickers) y Ruido Eléctrico. a) Los Picos de Tensión son grandes incrementos de la tensión de duración infinitesimal. Es posible, que de todos los fenómenos que aquí se discutirán, sea el más peligroso y más difícil de tratar. La mayoría de las veces son ocasionadas por factores externos como el arranque, en las proximidades, de un gran motor eléctrico o la recuperación después de un corte de suministro de la central eléctrica. Los efectos suelen ser devastadores: se habla de puntas que pueden rondar los 1.000 voltios que, momentáneamente, llegan a equipos diseñados para trabajar a sólo 220 V.

A la hora de elegir un protector contra estos fenómenos se debe tener en cuenta fundamentalmente dos parámetros: que la velocidad de reacción del elemento ante los picos sea lo mas elevada posible y que, ante las puntas más severas, el protector se autodestruya a sí mismo aislando nuestro sistema de la red eléctrica como última medida de salvaguarda

Existen en el mercado diferentes soluciones de propósito general para protegerse de este fenómeno: transistores de sacrificio, arrays de transformadores, transformadores de tensión constante, etcétera. El costo de las mismas suele ser directamente proporcional a la verdadera protección que proporcionan. Existen protectores más especializados (pero también más costosos) diseñados específicamente para salvaguardar elementos informáticos y que trabajan creando un camino eléctrico alternativo para derivar esos picos de tensión sin que lleguen a afectar los equipos.

Muchas de las nuevas UPS (Uninterruptible Power Supply) también proporcionan protección contra los picos de tensión proporcionando un suministro de tensión constante, no se debe olvidar que, como última opción, el protector debe de autodestruirse como medida de seguridad y es mucho más económico reemplazar o reparar un protector que una UPS. Estos últimos son usados en instalaciones telefónicas.

b) Las Sobretensiones son ocasionadas por causas similares a las que generan los picos de tensión, pero suelen ser de mayor duración (unos cientos de milisegundos) y de menor intensidad. La protección contra las sobretensiones es más sencilla que contra los picos: reguladores de voltaje o una buena UPS con protección y suministro de tensión constante solucionará fácilmente el problema.

c) La Dilatación de Voltaje es un incremento del voltaje de varios ciclos de duración. Es ocasionado por la desconexión de cargas grandes y no llega a ser un sobrevoltaje. Para solucionar este problema basta con una UPS o reguladores de voltaje.

d) Las Depresiones de Tensión son el fenómeno opuesto a los Picos. No llegan a ser cortes efectivos del suministro, sino meramente descensos muy bruscos de duración infinitesimal que, sin la protección adecuada, puede causar el reseteo de equipos. Un transformador de tensión constante podría solucionar el problema de las caídas menos severas, pero sólo una buena UPS proporcionará una protección total contra este fenómeno.

e) Las Bajas de Tensión son descensos entre 5% y 10 % de la tensión de suministro que las compañías eléctricas pueden realizar deliberadamente para defenderse de las sobrecargas. Una buena UPS puede proporcionar una protección ocasional, pero si la bajada de tensión es especialmente prolongada, solamente un buen transformador de tensión constante con autorregulación será una protección efectiva de este fenómeno.

f) La Distorsión Armónica es la distorsión (periódica) de la forma de onda senoidal del voltaje o corriente. Esta es causada por la operación de equipos no lineales como lo son rectificadores, UPS y hornos de arco eléctrico. Este es un fenómeno en estado estable.

g) El Parpadeo se refiere a fluctuaciones rápidas en el nivel de tensión. Estas son debidas a la conexión de cargas cíclicas como hornos eléctricos o por oscilaciones subarmónicas. Por lo general este efecto se observa fácilmente en el cambio de intensidad entre bajo y alto de lámparas y ruido acelerado y desacelerado de motores.

h) El Ruido Eléctrico es la distorsión (no necesariamente periódica) de la forma senoidal del voltaje. Este es debido a switcheo, transmisores de radio y equipo industrial de arco eléctrico.

Los disturbios en la tensión no sólo afectan los equipos, sino que también perjudica la operación de la red de suministro. Las anomalías de tensión mencionadas causan problemas como los que se citan a continuación:

- a) Operación incorrecta de controles remotos.
- b) Sobrecalentamiento de cables.
- c) Incremento de las pérdidas reactivas de los transformadores y motores.
- d) Errores en medición.
- e) Operación incorrecta de sistemas de protección.
- f) Entre otros.

Debido a estos problemas, algún componente de cualquier equipo puede sufrir un daño considerable al presentarse algún transitorio que rebase su nivel de aislamiento. Por ejemplo, un rectificador puede llegar a fallar si es expuesto a un voltaje transitorio arriba de cierto nivel. [8]

1.5.1.1 Confiabilidad

Este apartado está orientado al problema de continuidad de suministro, ya que forma parte del concepto más general denominado "Confiabilidad de Servicio". La confiabilidad de cualquier sistema es percibida como la probabilidad que cumpla su misión adecuadamente durante un período de tiempo determinado. Ésta orienta a los sistemas a que deben cumplir una misión específica durante un período de tiempo establecido. Por ejemplo, un barco debe navegar a su destino, si éste se hunde o naufraga en el trayecto, la misión no se cumple. Entonces, la confiabilidad del bote depende de la probabilidad que ocurra una falla.

La misión de los sistemas eléctricos de potencia no está acotada en el tiempo, sino que es continua. Estos sistemas eléctricos pueden fallar y repararse para seguir cumpliendo su misión. La definición de confiabilidad dada anteriormente no es válida para este tipo de sistemas, pues presentan tolerancia a la falla. Para estos sistemas, suele utilizarse el término de disponibilidad (*availability*).

La Confiabilidad resulta ser un término bastante amplio y genérico, bajo el cual se pueden agrupar varios términos asociados con la adecuada operación, funcionamiento y expansión del sistema eléctrico. Por lo confuso y ambiguo que puede resultar definir y enmarcar el término resulta de utilidad plantear algunos conceptos que se dan para la confiabilidad según investigaciones, organismos internacionales y códigos de red de otros países:

"RESULTA NECESARIO RECONOCER LA GENERALIDAD DEL TÉRMINO CONFIABILIDAD, EN UN ORDEN MÁS BIEN GENERAL QUE ESPECÍFICO, COMO LA HABILIDAD GLOBAL DEL SISTEMA PARA DESEMPEÑAR SU FUNCIÓN". (BILLINTON)

"LA CONFIABILIDAD SE REFIERE A LA PROBABILIDAD QUE EL FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA SEA SATISFACTORIO". (FINK Y CARLSEN, 1978)

"HABILIDAD PARA DESEMPEÑAR UNA FUNCIÓN ESPECÍFICA BAJO CIERTAS CONDICIONES POR UN DETERMINADO PERIODO DE TIEMPO", "PROBABILIDAD DE QUE CIERTO EQUIPO OPERE SIN FALLAS SOBRE UN DETERMINADO PERIODO DE TIEMPO". [9]

"ES UNA MEDIDA DE LA HABILIDAD DE UNA EMPRESA DE SERVICIO PÚBLICO PARA ENTREGAR UN SERVICIO ELÉCTRICO ININTERRUMPIDO A SUS CLIENTES".

"ES LA PROBABILIDAD DE QUE EL SISTEMA DE POTENCIA TENGA SUFICIENTES FUENTES DE GENERACIÓN, CAPACIDADES DE CONTROL EN LA DEMANDA (EJEMPLO: CONTROL DE CARGA) Y SUFICIENTE CAPACIDAD EN LAS REDES DE TRANSMISIÓN PARA ABASTECER LA DEMANDA POR ENERGÍA ELÉCTRICA, SIN TENER QUE INVOLUNTARIAMENTE INTERRUMPIR EL SUMINISTRO DE SUS CLIENTES (POR EJEMPLO: DESPRENDIMIENTO DE CARGA INVOLUNTARIO, APERTURA DE LÍNEA, ETC.)" [9]

La adecuación o suficiencia del sistema es proporcional a las condiciones estáticas del mismo, esto es, la existencia de instalaciones suficientes para abastecer la demanda de la carga total, tanto en la generación como en la transmisión de energía y potencia, pero siempre respetando las restricciones de operación del sistema. Esto incluye la necesidad de contar con unidades generadoras, para suplir la demanda y la existencia de redes de transmisión y distribución adecuadas para efectuar el transporte de energía hasta los puntos de consumo. Por otra parte, la seguridad o robustez del sistema se refiere a la capacidad que posee para responder frente a eventuales perturbaciones que se hayan registrado, en unidades de generación, es decir, atendiendo condiciones tanto dinámicas como estáticas del sistema. En tal sentido, que, si bien se asocia a la respuesta en estado transitorio, por lo tanto, dinámica; también la seguridad se puede asociar con el cumplimiento de criterios como el N-1, que corresponde a un factor estático (en parte por su frecuente incorporación a la normativa, como una condición para los sistemas). Así la seguridad existente en el suministro energético vendrá dada por el tipo de respuesta que tenga el sistema ante distintas contingencias y eventualidades.

La seguridad existente en el sistema, depende directamente de las acciones de control y particularmente de los procedimientos adoptados en la operación.

En síntesis, la seguridad es determinada por las políticas y procedimientos de operación; establece el grado de robustez y respuesta del sistema. Tiene relación directa con la calidad, en relación tanto con variables técnicas, como en su rol en la continuidad y en la previsión de fallas en el sistema.

Es importante destacar que la seguridad se asocia a la entrega del suministro en forma continua, junto al mantenimiento de la estabilidad del sistema, lo que en conjunto produce que el sistema opere en forma confiable. [9]

1.5.2 INTERUPCION DEL SERVICIO ELÉCTRICO

Una interrupción de servicio eléctrico puede ocurrir debido a distintas causas, un cortocircuito, la caída de estructuras de alta o media tensión, errores en la operación y control del sistema eléctrico, por acciones de sabotaje, desastres naturales, etcétera. Sin importar las causas, es también evidente que es imposible que un sistema eléctrico de potencia sea totalmente inmune a estas situaciones, debiéndose aceptar las interrupciones del servicio eléctrico como una situación normal, aunque no deseable. Por lo tanto, es necesario reducir los tiempos durante los cuales se pierde el suministro de energía eléctrica, y restaurar el sistema a su condición previa. Una forma simple de clasificar las interrupciones en el servicio eléctrico es la siguiente:

- a) Las Interrupciones Previstas que se realizan cuando paraliza el suministro para realizar cambios o mejoras en el sistema.
- b) Las Interrupciones Imprevistas que suceden por acontecimientos imprevistos (falla de un equipo, problemas de seguridad, desastre natural, accidentes).

Otra forma de agrupar las interrupciones, puede hacerse tomando como base el tiempo de duración del corte en el suministro eléctrico. Dentro de la cual se puede distinguir tres casos: los que duran unos milisegundos (micro-cortes), aquellos que duran unos minutos y los que duran desde una hora hasta varios días.

Los Micro-Cortes pueden provocar, en el mejor de los casos, que los equipos se reinicien y, en el peor, fallos inesperados e imprevisibles de memoria, lectura o escritura en disco, etcétera. Tienen un efecto particularmente perjudicial cuando se reproducen continuamente varios de estos cortes, lo que provoca una gran fatiga a los componentes electrónicos de los equipos. Tampoco es raro que uno o varios micro-cortes vayan acompañados, seguida o intercaladamente, de picos de tensión. La solución a este problema, no obstante, es bien simple basta para solventarlo disponer de una UPS con un protector adicional contra picos de tensión.

Los cortes que duran entre unos minutos y una hora pueden solventarse con una UPS de gama media, teniendo siempre en cuenta que se debe dimensionar adecuadamente la duración de las baterías de la misma en función de la carga del sistema. No está de más contar, asimismo, con una protección contra picos.

Los cortes de corriente durante tiempos más prolongados son provocados por problemas mas graves: inundaciones, incendios, catástrofes naturales y similares. Su tratamiento va más allá de la tolerancia a fallos, por lo cual debería estudiarse en el plan de recuperación ante desastres de la compañía. En este punto solo se acotará que, básicamente, se debe decidir qué hacer ante esa eventualidad. Se puede mantener el sistema durante un número determinado de horas (dimensionando adecuadamente las baterías de la UPS) y luego detenerlo de forma controlada hasta el restablecimiento de la situación o por el contrario; de ser necesario mantener la organización funcionando aún ante estas circunstancias se precisa de una combinación de UPS más motogeneradores de corriente, que también debe de estar adecuadamente dimensionada. En realidad, siempre hay que alcanzar un compromiso entre la disponibilidad que se espera del sistema y el costo del mismo.

1.5.2.1 EVALUACIÓN DE CONFIABILIDAD

Anteriormente se estableció la idea que la confiabilidad de un equipo o sistema, de cualquier naturaleza, se relaciona con su habilidad o capacidad de realizar una tarea específica. Por esta razón, normalmente es considerada una propiedad cualitativa más que cuantitativa. Sin embargo, se debe convenir que, para la práctica ingenieril, resulta mucho más atractivo disponer de un índice cuantitativo que uno cualitativo, especialmente cuando se desea tomar una decisión sobre alternativas de diseño que cumplen finalmente las mismas funciones. Esta cuantificación de la habilidad de un sistema, se denomina **confiabilidad**, o bien **fiabilidad** y puede expresarse por una gran variedad de índices, dependiendo de los objetivos que se persigan con la evaluación.

Los más notables asocian la confiabilidad especialmente a las interrupciones del servicio y su duración.

Existen dos tipos de análisis de confiabilidad, los análisis históricos de confiabilidad y los análisis predictivos de confiabilidad; estos se utilizan para analizar el comportamiento de un sistema en el pasado o realizar predicciones sobre el comportamiento del sistema en el futuro.

Dentro de los análisis predictivos existen principalmente dos métodos que se utilizan comúnmente. Los métodos determinísticos que se han utilizado mucho en el sector eléctrico.

Los métodos probabilísticos tienen en cuenta la aleatoriedad natural de las fallas de un sistema. La única forma de tomar en cuenta la estocacidad inherente a todo problema de confiabilidad es utilizar métodos probabilísticos. Si se tienen datos históricos de confiabilidad y se conoce el funcionamiento del sistema, utilizar este tipo de métodos es extremadamente útil para poder analizar el comportamiento futuro de un sistema. [9]

1.5.3 COORDINACIÓN DE POTECCIONES

Un sistema eléctrico de potencia puede estar sujeto a los daños que causan los arcos eléctricos, los sobrecalentamientos y las fuerzas magnéticas explosivas, asociadas a las corrientes de cortacircuitos. se requiere estar seguro de que los dispositivos protectores van a aislar la falla de una manera rápida lo cual evita daños en los equipos y los mas importante incrementa la seguridad del personal.

Si bien es cierto que el objetivo primordial de las protecciones eléctricas es prevenir daños a seres humanos y minimizar los daños a los componentes del sistema, se puede afirmar que la coordinación de protecciones juega un papel en la confiabilidad del sistema. Esto debido a que si se hace una correcta coordinación de protecciones se logra limitar o reducir la interrupción del servicio. Evitando que se desconecten cargas de forma innecesaria y ayudando a disminuir el tiempo de desconexión del servicio, ya que se aísla la falla a una parte del sistema, por lo que la misma se puede ubicar, y por lo tanto solucionar, más rápido

Una correcta coordinación de protecciones se alcanza usando como filosofía de protección la selectividad, que significa lograr que se inicie la operación del interruptor (protector) más cercano a la falla, tal que el resto de los equipos no se vean sometidos a esfuerzos más allá de los límites de seguridad.

El despejar la falla por medio del interruptor más cercano a la misma, evita que ésta afecte a los circuitos eléctricos diferentes a aquel donde se produjo, impidiendo que se interrumpa el servicio eléctrico en los circuitos sanos de la red.

Cuando el sistema eléctrico puede estar sujeto a sobre tensiones transitorias u otras condiciones anormales de operación se hace esencial comprender la naturaleza y efectos de tales perturbaciones. Para todas las perturbaciones eléctricas posibles, el daño a los equipos puede ser minimizado a través de la aplicación adecuada de las técnicas de protección que sean compatibles con los límites máximos tolerables por los equipos expuestos a las mismas.[8]

1.6 SISTEMA DE PROTECCIÓN MEDIANTE CHISPEROS (PUNTAS FRANKLIN) EN LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

1.6.1 Introducción

El principal propósito de un esquema de protección contra rayo es blindar a una estructura, sus ocupantes y el equipamiento, de los efectos adversos asociados con una descarga de rayo. Estos efectos de otra manera podrían provocar fuego, daño estructural e interferencia electromagnética - llegando a daño en el equipamiento o choque eléctrico. Para comportarse correctamente, el esquema de protección debe capturar el rayo, conducirlo en forma segura hacia abajo y luego dispersar la energía en el terreno. Los componentes utilizados para habilitar esto son terminaciones en aire, conductores de bajada y de conexión y la terminación de tierra (o electrodo).

1.6.2. La formación del rayo

Se acepta generalmente que el rayo se crea por una separación de cargas eléctricas debido a la turbulencia del aire. Se piensa que la separación de carga se debe a la integración de gotas de lluvia, copos de nieve y cristales de hielo.

Las nubes que contienen humedad suben y se enfrían al subir. Si la tasa de subida es gradual, normalmente resulta neblina y lluvia. Sin embargo, si la tasa de subida es sobre un cierto nivel, el efecto de enfriamiento será acelerado.

Esto puede provocar grandes gotas de lluvia o aún granizo. La mecánica de la lluvia o granizada ayuda a provocar separación de cargas, llegando a generar una carga negativa en la base de la nube y carga positiva en la parte superior de la nube o en las partículas de hielo. Las diferencias de potencial subsecuentes creadas entre nubes o nubes a tierra pueden ser suficientemente altas de modo que se produce un rayo de nube a nube o de nube a tierra (descarga de rayo).

Las descargas nube a nube pueden causar interferencia eléctrica y algunas veces un daño significativo, pero es la descarga a tierra generalmente la más destructiva. Cuando la diferencia de potencial entre la base de la nube y el plano tierra/aire inferior excede el valor de ruptura dieléctrica del aire en la vecindad inmediata, el aire se ioniza y empieza una descarga, viajando aproximadamente a 2 metros por microsegundo. Sigue una trayectoria aleatoria, generalmente hacia abajo, hecha de pequeños pasos. Hay algún debate respecto de la forma en que los pasos se producen y el punto en el cual comienza el arco real, pero eventualmente el líder cargado negativamente se aproximará a tierra. A su vez, en la superficie de la tierra se inducirá carga positiva y en particular en las estructuras elevadas. Si el potencial es suficientemente alto en la

tierra (o estructura elevada), entonces comienza aquí la ionización del aire y se creará un líder ascendente, cargado positivamente. Eventualmente los líderes cargados positivos y negativos se encontrarán, a menudo vía una ruta que parece azarosa, y se producirá la descarga de alta corriente, de corta duración, acompañada por ruido (trueno) y un relámpago brillante.

La cantidad de actividad atmosférica no es igual en todas las zonas; varía de acuerdo a varios factores, incluyendo ubicación geográfica, altura, etc. La energía asociada con la descarga también varía. Es necesario considerar estos y otros factores, para decidir si se necesita un esquema de protección contra rayo y la forma que debiera tomar [11].

1.6.3 Estimación de riesgo

Una estimación probabilística toma en cuenta los siguientes factores:

- Resistividad del suelo.
- Las dimensiones externas de la estructura y de cualquier estructura adyacente conectada eléctricamente.
- La longitud de los cables aéreos que salen de la estructura.
- La densidad de descargas en la localidad - asociada con el número de días de tormenta al año.
- El tipo de construcción -principalmente la altura, tipo de techo, y esquema de protección (si existe) en el lugar. En general, mientras más grande es, mayor es la probabilidad de ser impactada.
- Factores geográficos -la altura vertical sobre el nivel del mar y la relación con otras estructuras, por ejemplo cuán cerca está de árboles altos.
- Perfil de tierra y terreno.

Estos factores toman en cuenta el área de exposición formada por la estructura y los cables conectados a ella y la metodología capacita para calcular el riesgo de impacto. Si el riesgo es menos que 1 en 100.000 entonces generalmente no se requiere protección. Sin embargo, con el propósito de realizar una estimación formal del riesgo, éste necesita estimarse en relación a las consecuencias de un impacto directo. Si el edificio está asociado con una refinería de petróleo o depósito de explosivos, entonces se necesitará un esquema de protección contra descarga atmosférica que ofrezca el mayor grado posible de protección, aún si el riesgo de un impacto es pequeño.

1.6.4 Terminaciones en aire

Estas consisten en varas verticales y/o una malla de conductores en el techo y bordes superiores de la estructura.

Los conductores de la malla típicamente forman un enrejado de 10 m por 20 m, más pequeño en edificios de alto riesgo. A ella se conectan proyecciones metálicas, incluyendo varas. Una recomendación señala que todas las partes del techo estén a menos de 5 metros de un conductor de terminación en aire. Esta distancia se reduce a 2,5m en edificios

Los postes de concreto, madera o fibra de vidrio llevan en su extremo superior, en forma de mástil, varillas en forma de pararrayos tipo Franklin unidas entre sí por cable de cobre desnudo calibre 2 AWG y con bajantes en el mismo cable en cada uno de los postes, las cuales se unen a

la malla de puesta a tierra, con el fin de garantizar el apantallamiento de los equipos eléctricos contra descargas atmosféricas y caídas directa de rayos.

En el artículo 16 de RETIE se puede encontrar las características de los terminales de captación y bajantes. La protección se debe basar en la aplicación de un sistema integral de protección, conducente a mitigar los riesgos asociados con la exposición directa e indirecta a los rayos. En general, una protección contra rayos totalmente efectiva no es técnica ni económicamente viable. Cada una de las bajantes del sistema integral de protección debe terminar en un electrodo de puesta a tierra y cumplir con lo que establece la siguiente tabla.

Tabla 1. Características de los terminales de captación y bajantes [12].

MATERIAL	CONFIGURACIÓN	ÁREA MÍNIMA ¹⁾ (mm ²)	DIÁMETROS Y ESPESORES MÍNIMOS ²⁾
Cobre	Cinta sólida	50	2 mm de espesor
	Alambre	50	8 mm de diámetro
	Cable	50	1,7 mm de diámetro por hilo
	Varilla	200	16 mm de diámetro
Aluminio o aluminio recubierto de cobre	Cinta sólida	70	3 mm de espesor
	Alambre	50	8 mm de diámetro
	Cable	50	1,7 mm de diámetro por hilo
Aleación de aluminio 6201	Cinta sólida	50	2,5 mm de espesor
	Alambre	50	8 mm de diámetro
	Cable	50	1,7 mm de diámetro por hilo
	Varilla	200	16 mm de diámetro
Acero galvanizado en caliente o acero recubierto de cobre	Cinta sólida	50	2,5 mm de espesor
	Alambre	50	8 mm de diámetro
	Cable	50	1,7 mm de diámetro por hilo
	Varilla	200	16 mm de diámetro Espesor de la capa: 50 µm.
Acero inoxidable	Cinta sólida	50	2,5 mm de espesor
	Alambre	50	8 mm de diámetro
	Cable	70	1,7 mm de diámetro por hilo
	Varilla	200	16 mm de diámetro
Bronce	Alambre	50	8 mm de diámetro
	Tubo	50	4 mm de espesor
	Varilla	200	16 mm de diámetro

*Si aspectos térmicos y mecánicos son importantes, estas dimensiones se pueden aumentar a 60 mm² para cinta sólida y a 78 mm² para alambre.
En las dimensiones de espesor, ancho y diámetro se admite una tolerancia de ±10 %.
No se deben utilizar terminales de captación o pararrayos con elementos radiactivos.*

1.7 PUESTA A TIERRA

En el artículo 15 del RETIE se enmarcan como objetivos de un sistema de puesta a tierra (SPT): La seguridad de las personas, la protección de las instalaciones y la compatibilidad electromagnética.

Las funciones de un sistema de puesta a tierra son:

- Garantizar condiciones de seguridad a los seres vivos.
- Permitir a los equipos de protección despejar rápidamente las fallas.
- Servir de referencia común al sistema eléctrico.
- Conducir y disipar con suficiente capacidad las corrientes de falla, electrostática y de rayo.

- Transmitir señales de RF en onda media y larga.
- Realizar una conexión de baja resistencia con la tierra y con puntos de referencia de los equipos.

Las puestas a tierra deben cumplir los siguientes requisitos:

- Los elementos metálicos que no forman parte de las instalaciones eléctricas, no podrán ser incluidos como parte de los conductores de puesta a tierra. Este requisito no excluye el hecho de que se deben conectar a tierra, en algunos casos.
- Los elementos metálicos principales que actúan como refuerzo estructural de una edificación deben tener una conexión eléctrica permanente con el sistema de puesta a tierra general.
- Las conexiones que van bajo el nivel del suelo en puestas a tierra, deben ser realizadas mediante soldadura exotérmica o conector certificado para enterramiento directo y demás condiciones de uso conforme a la guía norma IEEE 837 o la norma NTC 2206.
- Para verificar que las características del electrodo de puesta a tierra y su unión con la red equipotencial cumplan con el presente Reglamento, se deben dejar puntos de conexión y medición accesibles e inspeccionables al momento de la medición. Cuando para este efecto se construyan cajas de inspección, sus dimensiones deben ser mínimo de 30 cm x 30 cm, o de 30 cm de diámetro si es circular y su tapa debe ser removible.
- No se permite el uso de aluminio en los electrodos de las puestas a tierra.
- En sistemas trifásicos de instalaciones de uso final con cargas no lineales, el conductor de neutro debe ser dimensionado con por lo menos el 173% de la capacidad de corriente de las cargas no lineales de diseño de las fases, para evitar sobrecargarlo.
- Cuando por requerimientos de un edificio existan varias puestas a tierra, todas ellas deben estar interconectadas eléctricamente, según criterio adoptado de IEC-61000-5- 2 [12].

1.7.1 Valores de resistencia de puesta a tierra

Un buen diseño de puesta a tierra debe garantizar el control de las tensiones de paso, de contacto y transferidas. En razón a que la resistencia de puesta a tierra es un indicador que limita directamente la máxima elevación de potencial y controla las tensiones transferidas, pueden tomarse como referencia los valores máximos de resistencia de puesta a tierra de la siguiente tabla, adoptados de las normas técnicas IEC 60364-4-442, ANSI/IEEE 80, NTC 2050 y NTC 4552.

Tabla 2. Valores de referencia para resistencia de puesta a tierra [12].

APLICACIÓN	VALORES MÁXIMOS DE RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA
Estructuras de líneas de transmisión o torrecillas metálicas de distribución con cable de guarda	20 Ω
Subestaciones de alta y extra alta tensión.	1 Ω
Subestaciones de media tensión.	10 Ω
Protección contra rayos.	10 Ω
Punto neutro de acometida en baja tensión.	25 Ω
Redes para equipos electrónicos o sensibles	10 Ω

1.8 NIVEL CERÁUNICO Y DENSIDAD DE RAYOS A TIERRA

1.8.1 Nivel Cerámico

Bajo este término se denomina al número de días al año en los que cae al menos un rayo. Lo que realmente es interesante, es que luego de que por décadas este nivel fuera medido en Colombia a oído y a ojo (había alguien encargado de apuntar en un cuaderno los rayos que escuchaba o veía en una tormenta), se cuenta ahora con equipos electrónicos que detectan con exactitud la localización de un rayo a lo largo y ancho del país.

Se puede decir que cualquier sitio en el cual se encuentra una edificación posee cierto nivel cerámico, o nivel isocerámico, como usualmente es identificado. Este nivel representa el número promedio de días tormentosos por año en este sitio, es decir el número promedio de días por año en los cuales se puede escuchar una tormenta durante un promedio de 24 horas.

El nivel cerámico se puede determinar consultando los mapas Isocerámicos elaborados por varios investigadores en nuestro país, en los cuales las líneas de un nivel cerámico constante se grafican en forma similar a las curvas de nivel en un mapa topográfico. Estas líneas se conocen como líneas isocerámicas, y el nivel cerámico en cualquier región se puede aproximar interpolando entre las líneas isocerámicas en esos mapas. En la figura 12 se muestra el mapa de niveles Isocerámicos en Colombia. El nivel cerámico es una estadística que depende obviamente de la capacidad de registro en las estaciones meteorológicas, del ruido ambiental circundante, de la geografía local, y de la cuidadosa recopilación de los registros meteorológicos. Si dos tormentas ocurren en cualquier día, este día se clasificará como un día tormentoso y la desviación en días tormentosos alrededor del promedio y su duración (estadística importante para establecer los límites de confianza para un diseño) no se reportan usualmente.

El nivel cerámico es la estadística básica que debe conocerse en cualquier región geográfica antes de calcular la incidencia de las descargas a tierra en esa región. Como una primera aproximación, el error en la determinación de este importante parámetro originara un error proporcional en el comportamiento de las descargas.

Los niveles cerámicos se suelen llevar a mapas isocerámicos, es decir, a mapas con curvas de igual nivel cerámico.

Según el Mapa de Niveles Isoceráunicos de Colombia elaborado en la Universidad Nacional se puede asignar para la región de Norte de Santander, un nivel ceráunico de 140 días tormentosos por año (Ver Figura 12), con lo cual la densidad de descargas a tierra es de 3,788 rayos/km²/año, estimada mediante la ecuación propuesta en la norma NTC 4552-2004 [12].

$$DDT = 0.0017 * NC^{1.56} \quad (1)$$

$$DDT = 0.0017 * 140^{1.56} = 3.788 \text{ [rayos / km}^2 \text{ / año]} \quad (2)$$

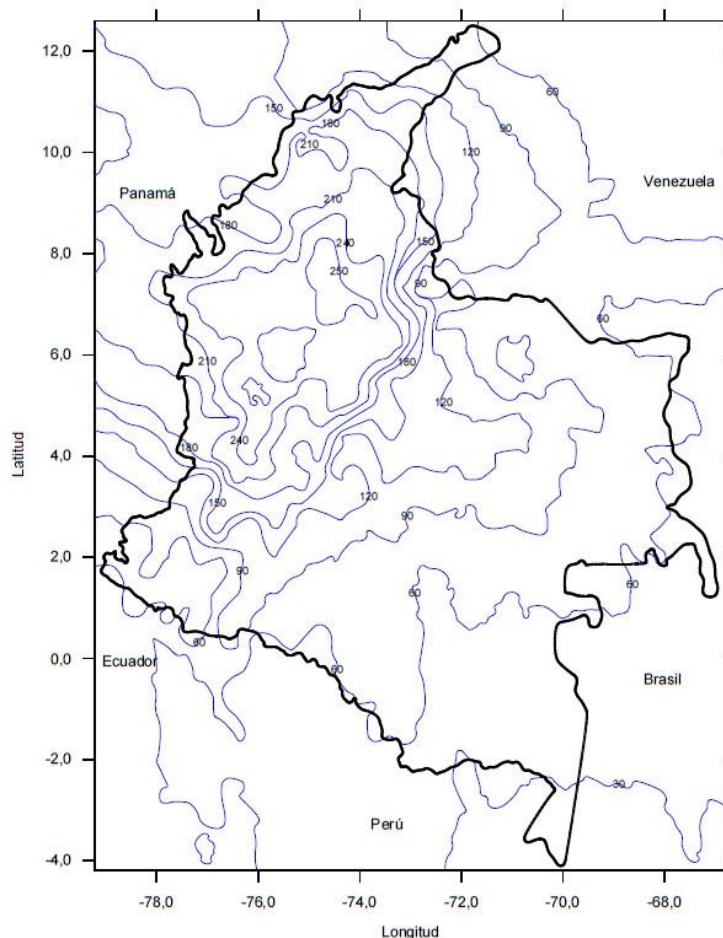
DDT: Densidad de descargas a tierra [rayos / km² / año]

NC: Nivel ceráunico

1.8.2 Variación espacial de nivel ceraunico

El NC fue evaluado en áreas de 30 Km² x 30 Km², encontrándose zonas con valores entre 11 d y 289 d tormentosos año. La figura 12 muestra la variación de estos valores en la geografía colombiana.

Figura 7. Mapa del ISO – Niveles ceráunicos para Colombia (Área de 30 Km x 30 Km) [10]



CAPÍTULO 2

MARCO LEGAL

2.1. SECTOR ELÉCTRICO EN COLOMBIA

La historia del sector eléctrico en Colombia, y su planeación, ha estado marcada por varios hitos, que constituyen cambios en los paradigmas sobre la organización del sector y la función del Estado frente a la prestación del servicio de energía eléctrica. Cada nuevo paradigma ha determinado la estructura orgánica y la dinámica del sector durante un cierto periodo de tiempo.

El sector tiene establecida una estructura institucional y regulatoria que le permite contar un esquema de roles bien definidos, con pesos y contrapesos claros y reglas que le dan a los agentes participantes en el mercado un marco en el cual puede desarrollar su actividad empresarial. Esta estructura fue concebida por el poder legislativo mediante las leyes 142 y 143 de 1994 y se puede esquematizar de la siguiente forma:

Figura 8. Estructura institucional del sector eléctrico



2.1.1. Política

El Gobierno Nacional está encargado de diseñar la política del sector, a través del Ministerio de Minas y Energía

2.1.2. Regulación

La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) es la encargada de reglamentar, el comportamiento de los usuarios y las empresas con el objetivo de asegurar la prestación de estos servicios públicos en condiciones de eficiencia económica, con una adecuada cobertura y calidad del servicio.

2.1.3. Control

Está en cabeza de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD), encargada de vigilar el comportamiento de los agentes y sancionar las violaciones a las leyes y reglas.

2.1.4. Administración

La administración y liquidación del mercado de energía y del sistema interconectado nacional lo realiza un agente que es XM Compañía de Expertos en Mercados S.A ESP, mediante estas tres figuras:

CND:

El Centro Nacional de Despacho opera el mercado. Planea, supervisa y controla la operación de los recursos de generación, transmisión e interconexión para garantizar una operación segura, confiable y económica.

ASIC:

Es el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales. Responsable del registro y liquidación de los contratos de largo plazo, de las transacciones en la Bolsa y de mantener el sistema de información del Mercado de Energía Mayorista (MEM).

LAC:

Es el liquidador y Administrador de Cuentas del Sistema de Transmisión Nacional encargado de facturar, cobrar y distribuir los cargos por uso del Sistema de Transmisión Nacional (STN)

2.1.5. Mercado

Está compuesto por los agentes que hacen posible llevar la energía al usuario final, como son los generadores, transportadores, distribuidores, comercializadores, y administradores. Así mismo, en el mercado están los usuarios finales regulados y no regulados.

2.2. RESOLUCIÓN 097 DE 2008 CREG

En el capítulo 11 de la resolución 097 de 2008 expedida por la comisión de regulación de energía y gas se puede encontrar lo relacionado con calidad de energía.

2.2.1. calidad del servicio de distribución en el SDL

La calidad del servicio de los sistemas de distribución local, SDL, se evaluará trimestralmente en términos de la Calidad Media brindada por el OR a sus usuarios conectados al Nivel de Tensión 1 y, en forma agregada, a sus usuarios conectados a los Niveles de Tensión 2 y 3,

comparada con una Calidad Media de Referencia. Para el efecto, dichas Calidades Medias se expresarán como un Índice de Discontinuidad que relaciona la cantidad promedio de Energía No Suministrada (ENS) por cada unidad de Energía Suministrada (ES) por un OR. En función de la mayor o menor cantidad de ENS durante un trimestre específico, el OR será objeto de aplicación de un Esquema de Incentivos el cual, de manera respectiva, le hará disminuir su Cargo por Uso del correspondiente Nivel de Tensión, o le permitirá aumentarlo durante el trimestre inmediatamente siguiente a la evaluación. El esquema de incentivos se complementará con un esquema de compensaciones a los usuarios “peor servidos” el cual busca disminuir la dispersión de la calidad prestada por el OR en torno a la calidad media, garantizando así un nivel mínimo de calidad a los usuarios [13].

2.2.2. Grupos de calidad para la medición

Los Grupos de Calidad se determinan de acuerdo con las siguientes reglas:

- **GRUPO 1:** Circuitos, tramos o transformadores ubicados en Cabeceras municipales con una población superior o igual a 100.000 habitantes según último dato certificado por el DANE.
- **GRUPO 2:** Circuitos, tramos o transformadores ubicados en Cabeceras municipales con una población menor a 100.000 habitantes y superior o igual a 50.000 habitantes según último dato certificado por el DANE.
- **GRUPO 3:** Circuitos, tramos o transformadores ubicados en Cabeceras municipales con una población inferior a 50.000 habitantes según último dato certificado por el DANE.
- **GRUPO 4:** Circuitos, tramos o transformadores ubicados en Suelo que no corresponde al área urbana del respectivo municipio o distrito.

2.2.3. Índices de la discontinuidad del servicio

A partir de la información histórica de interrupciones y demás datos consignados por los OR en la base de datos de Calidad de Transformadores del SUI, la CREG calculará un nivel de referencia de la calidad de cada OR denominado Índice de Referencia Agrupado de la Discontinuidad (IRAD). Las mejoras o desmejoras en la calidad del servicio prestado por cada OR, con respecto a ese nivel de referencia, serán determinadas trimestralmente comparando el IRAD contra un Índice Trimestral Agrupado de la Discontinuidad (ITAD) el cual representa el nivel de calidad del servicio prestado durante el trimestre de cálculo. Este Índice será estimado por el OR quien deberá elaborar un documento que soporte los cálculos correspondientes. Estos Índices se estimarán por Nivel de Tensión, en forma independiente para el Nivel de Tensión 1 y en forma agregada para los Niveles de Tensión 2 y 3. Estos Índices deberán calcularse con una precisión no menor a 7 decimales representativos [13].

2.2.4 REGISTRO DE LA INFORMACIÓN DE LAS INTERRUPCIONES

El sistema de gestión de la distribución, DMS, deberá contar con la capacidad de registro de las interrupciones del servicio sucedidas en las redes del OR; las cuales deberán estar almacenadas en una sola base de datos, de tal forma que puedan ser utilizadas para los procesos de consulta y reporte. El DMS deberá estar compuesto por un sistema SCADA, un sistema de información histórica, HIS; un sistema de información geográfico, GIS; un sistema de gestión de interrupciones del servicio, OMS; un sistema de información de usuarios, CIS; un sistema de información de cuadrillas, CMS y un servicio de reporte de interrupciones vía telefónica, IVR. Todos estos sistemas deben contar con una plataforma integrada de operación con interfaces que les permitan comunicarse entre ellos.

Toda la información registrada en el HIS de cada OR deberá mantenerse salvaguardada y estar disponible en línea para consulta por un término mínimo de cinco (5) años para efectos de vigilancia, control y regulación, o hasta que dicha información haya sido revisada como parte de las verificaciones de que trata el numeral **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** Posteriormente a este período, la información deberá ser almacenada en un sistema de archivamiento externo de largo plazo. [13]

La información a registrar para cada interrupción del servicio será la siguiente:

- a. código de evento,
- b. estampa de tiempo en una resolución de un (1) milisegundo del evento,
- c. código de circuitos de niveles de tensión 2 y 3, tramos de circuito y transformadores y/o red de nivel de tensión 1 afectados,
- d. código NIU de los usuarios afectados,
- e. causa de la interrupción de acuerdo con la **Tabla 3.**
- f. clasificación de la interrupción de acuerdo con lo establecido en el numeral **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.,**
- g. carga total interrumpida o energía no suministrada en kWh por cada evento, y,
- h. de existir, cantidad de energía declarada como disponible que no puedo ser entregada e identificación del generador afectado.

Tabla 3. Listado de causas de interrupción del servicio

No.	DESCRIPCIÓN APERTURA
1	Daño, dificultad en atención por alteración del orden publico
2	Defecto en cable cubierto (ecológico)
3	Línea primaria rota
5	Defecto en conector
6	Defecto en poste
7	Terceros
8	Árbol o rama sobre líneas

No.	DESCRIPCIÓN APERTURA
9	Otros objetos sobre líneas
10	Seguridad ciudadana
11	Defecto en corta circuito
12	Defecto en pararrayos
13	Defecto en transformador de distribución
14	Defecto en aisladores
15	Defecto en cruceta
16	Defecto en seccionador o switch interruptor
17	Defecto en otros equipos (reconectador, condensador, regulador, etc)
18	Defecto en cable primario aislado o aéreo
19	Sobrecarga en el circuito
20	Condiciones atmosféricas
21	Causa desconocida - ensayo manual
22	Incumplimiento del contrato de servicios públicos
23	Fuerza mayor
24	Apertura para realizar trabajos de poda de arboles
25	Mantenimiento en redes
28	Solicitud de particulares
29	Extensión y/o rectificación en proyectos de terceros
30	Precaución
31	Error de operación en el sistema de distribución
32	Danos sobre redes de otros operadores de red
33	Defecto en equipo
38	Falla en protecciones
39	Apertura en redes de otros operadores (programada o no programada)
40	Mantenimiento de equipos

2.2.5 Reporte de la información de las interrupciones al LAC

Con el fin de salvaguardar la información original de las interrupciones del servicio, los OR deberán realizar reportes al LAC con base en lo que se establece a continuación.

Procedimiento de reporte al LAC.

A efectos de reportar al LAC la información de interrupciones, los OR podrán optar por alguna de las siguientes opciones:

- a. En la medida en que exista un acuerdo bilateral que permita técnicamente la opción, el OR dará permiso al LAC para que éste tenga acceso directo a sus bases de datos.
- b. A través de un aplicativo web service XML automático dispuesto por LAC, en cumplimiento de los detalles técnicos definidos por este.

- c. Mediante una interfaz web, cumpliendo los requerimientos que defina el LAC para esta opción.

Independientemente de la opción de reporte utilizada por el OR, éste es el responsable de garantizar la entrega de la totalidad de la información requerida y su veracidad, así como de garantizar la originalidad de los eventos de interrupciones sucedidos en su red.

Es responsabilidad del LAC definir las características que deben cumplir los reportes y archivos del OR para garantizar la calidad y adecuada utilización de los reportes recibidos. [13]

Reporte diario al LAC.

Con el fin de evitar posibles congestiones en los canales de comunicación y para garantizar la oportunidad de los reportes diarios, el LAC deberá definir una hora de reporte a cada OR, entre las 9:00 horas y las 12:00 horas del día siguiente a la operación, la cual deberá rotarse mensualmente entre todos los OR a fin de procurar la posibilidad de reporte en los diferentes horarios posibles.

Dentro del rango horario establecido por el LAC al OR, este último debe reportar diariamente cada una de los eventos sucedidos en su red durante las 24 horas del día de la operación, informando para cada uno de ellos:

- a. código de evento,
- b. hora inicial (hh:mm:ss),
- c. hora final (hh:mm:ss),
- d. código de redes de nivel de tensión 1, transformadores, tramos de circuitos o circuitos afectados,
- e. número de usuarios afectados.

Las redes de nivel de tensión 1, transformadores, tramos de circuitos o circuitos no afectados por interrupciones, deberán reportarse identificando que no se presentaron incidencias en estos elementos. Este reporte deberá ser conservado por el LAC por un periodo mínimo de dos (2) años, para someterlo a verificación de la información o para revisión y consulta de la SSPD, si esta así lo requiere.

Es responsabilidad del OR utilizar para todos sus reportes el mismo código de red de nivel de tensión 1, transformador, tramo de circuito o circuito asignado para la vinculación reportada al SUI.

Dentro de los diez (10) días siguientes a la finalización del mes el OR deberá informar al LAC los cambios que haya hecho con respecto al reporte diario, tales como agregación de eventos, agregación de usuarios, transformadores y/o circuitos afectados, eliminación de eventos o modificación de las duraciones, etc., entregando las justificaciones en que basó estos cambios.

Este informe se realizará en los formatos y condiciones que determine el LAC para tal fin.

El reporte deberá ser conservado por el LAC por un período mínimo de dos años para someterlo a la verificación de la información o para revisión y consulta de la SSPD, si ésta así lo requiere.

Es responsabilidad del LAC conservar la información original reportada diariamente por los OR por un término mínimo de dos (2) años para someterlos a la verificación de la información o para revisión y consulta de la SSPD. [13]

2.3. REGLAMENTO TÉCNICO DE INSTALACIONES ELÉCTRICAS (RETIE)

En el capítulo 5 del RETIE se encuentran plasmados los requisitos para el proceso de transmisión entre los que se encuentra: diseño, distancias de seguridad, puestas a tierra, etc.

Se mencionan en sus diferentes secciones los métodos y requisitos para una correcta protección de los transformadores de distribución entre las que se pueden apreciar:

2.3.1. Instalación de DPS de acuerdo con el RETIE.

En su artículo 20.14 “DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN CONTRA SOBRETENSIONES TRANSITORIAS (DPS)”, se establecen los siguientes requisitos para instalación de DPS, adaptados de las normas IEC 61643-12, IEC 60664, IEC 60664-1, IEC 60071, IEC 60099, IEC 60364-4-443, IEC 60364-5-534, IEC 61000-5-6, IEC 61312, IEEE 141, IEEE 142 y NTC 4552 [12].

2.3.2. Puesta a tierra

El RETIE en el artículo 15 señala las consideraciones a tomar para una correcta protección de puesta a tierra entre lo que se encuentra:

Toda instalación eléctrica cubierta por el presente Reglamento, excepto donde se indique expresamente lo contrario, debe disponer de un Sistema de Puesta a Tierra (SPT), de tal forma que cualquier punto del interior o exterior, normalmente accesible a personas que puedan transitar o permanecer allí, no estén sometidos a tensiones de paso, de contacto o transferidas, que superen los umbrales de soportabilidad del ser humano cuando se presente una falla.

La exigencia de puestas a tierra para instalaciones eléctricas cubre el sistema eléctrico como tal y los apoyos o estructuras que ante una sobretensión temporal, puedan desencadenar una falla permanente a frecuencia industrial, entre la estructura puesta a tierra y la red.

Los objetivos de un sistema de puesta a tierra (SPT) son: La seguridad de las personas, la protección de las instalaciones y la compatibilidad electromagnética [12].

2.3.3. Requisitos de protección contra rayos

En el artículo 16 del RETIE se encuentra una evaluación del nivel de riesgo frente a rayos, además del diseño implementación y componentes a utilizar en un sistema de protección contra rayos [12].

2.4. Protección contra descargas atmosféricas según IEC 62305 - NTC 4552

En la sección 4 de la norma técnica internacional IEC 62305 se puede apreciar información sobre las medidas de protección para reducir el riesgo de fallos permanentes de los sistemas eléctricos y electrónicos en las estructuras. Los fallos permanentes en los sistemas eléctricos pueden producirse por el impulso electromagnético del rayo (IEMR) según las siguientes vías:

- a) ondas tipo impulso, conducidas o inducidas, transmitidas a los aparatos a través de los cables de conexión.
- b) efectos directos de los campos electromagnéticos radiados sobre los aparatos.

En una estructura las ondas tipo impulso pueden producirse externa o internamente:

- las ondas tipo impulso externas a la estructura son producidas por las descargas de rayos que impactan en las líneas entrantes o en el terreno cerca de las líneas y son transmitidas por medio de estas líneas a los sistemas eléctricos y electrónicos
- las ondas tipo impulso internas a la estructura están producidas por impactos directos en la estructura o en el terreno próximo.

Conscientemente de los beneficios de la protección contra rayos, los países desarrollados implantaron leyes que hacen obligatorio adoptar medidas de protección contra rayos. Colombia no se queda atrás en este tema y se considera pionero a nivel latinoamericano en el desarrollo del proceso. El instituto colombiano de normas técnicas ICONTEC publicó la norma técnica de rayos NTC 4552 - 1-2-3

2.5. Influencia ambiental del trabajo

Con el fin de dar cumplimiento de los objetivos del RETIE, los cuales son garantizar la seguridad de las personas, de la vida tanto animal como vegetal y la preservación del medio ambiente; previniendo, minimizando o eliminando los riesgos de origen eléctrico, es indispensable que se realicen inspecciones de las líneas, para determinar el estado de los aisladores y revisiones para constatar que no estén conectados otros elementos a los equipos y estructuras de las troncales y sus derivaciones, ya que esto afectaría la integridad de las personas que transitan en los lugares de influencia.

También es muy importante mejorar los sistemas de puestas a tierra de los transformadores y derivaciones para disminuir las tensiones de paso y de contacto para preservar la salud humana, animal y vegetal.

2.6. Análisis de higiene y protección en el trabajo

El ministerio de la protección social en la resolución número 003673 de 2008 expedida el 26 de septiembre de 2008 reglamenta el trabajo seguro en alturas, debido a que la tarea de trabajo en alturas está considerada como de alto riesgo y conforme a las estadísticas nacionales, es la primera causa de accidentalidad y de muerte en el trabajo, por esta razón la empresa Centrales Eléctricas de Norte de Santander S.A E.S.P exige que los operarios técnicos tengan el certificado en actitud profesional de trabajo seguro en alturas que expide el Servicio nacional de aprendizaje (SENA); adicionalmente como requisito se les exige que tengan estudios técnicos en electricidad y que en el lugar de trabajo hagan uso de los elementos de protección que les da como dotación la empresa, para prevenir cualquier tipo de accidente que pueda ocurrir.

Regularmente en la empresa se dictan capacitaciones sobre seguridad en el trabajo y se cuenta con un COPASO que es el que se encarga de participar con En actividades de promoción, divulgación e información medicina higiene y seguridad industrial entre los patrones y los empleados.

CAPÍTULO 3

ANÁLISIS Y RESULTADOS

3.1. CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS DE LA SUBESTACIÓN PALERMO.

El sistema de distribución y generación de energía eléctrica en departamento de Norte de Santander, es considerado como Interconectado debido a que este tiene conexión eléctrica con las líneas de alta tensión del Sistema de transmisión nacional STN del país, por esta razón la energía utilizada por los habitantes de esta región es generada, distribuida por diferentes empresas del país.

La subestación de Palermo (6 MVA) está alimentada por la subestación de Pamplona por nivel de tensión 34.5 KV, y esta a su vez cuenta con cuatro celdas con un nivel de tensión de 13.8 KV para suministrar energía a los diferentes sectores de Ragonvalia y sus zonas aledañas.

Figura 9. Diagrama unifilar subestación Palermo.

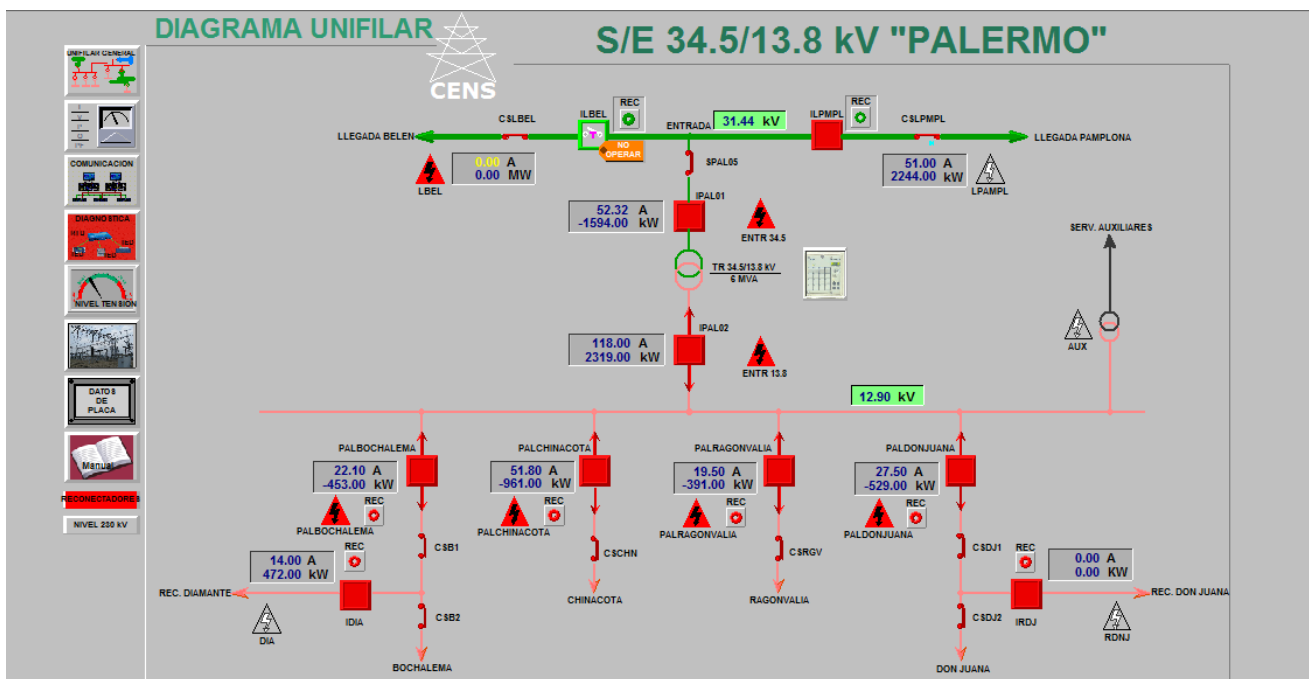


Tabla 4. Datos de Corriente y Potencia de las celdas de la subestación Palermo

RECLOSER	CORRIENTE			VOLTAJES			POTENCIA ACTIVA	POTENCIA REACTIVA	FACTOR DE POTENCIA
	la	lb	lc	Va-b	Vb-c	Vc-a			
LLEG. BELEN	0.0	0.0	0.0	34.9	34.9	34.8	0.0	0.0	0.0
LLEG. PAMPLONA	51.0	48.0	47.0	31.7	31.5	31.3	2240.0	1544.0	0.8
REC. DON JUAN	0.0	0.0	0.0	12.9	13.1	13.2	0.0	0.0	0.0
REC. DIAMANTE	13.0	14.0	13.0	13.0	12.8	13.1	260.0	156.0	0.8

Figura 10. Corriente y voltajes de Fase de las celdas alimentadas por la subestación Palermo.

CELDA	CORRIENTES(A)			VOLTAJES(KV)		
	la	lb	lc	Vab	Vbc	Vca
RAGONVALIA	19.3	18.3	18.9	13.0	12.8	13.0

Figura 11. Registro fotografico de la subestación Palermo.

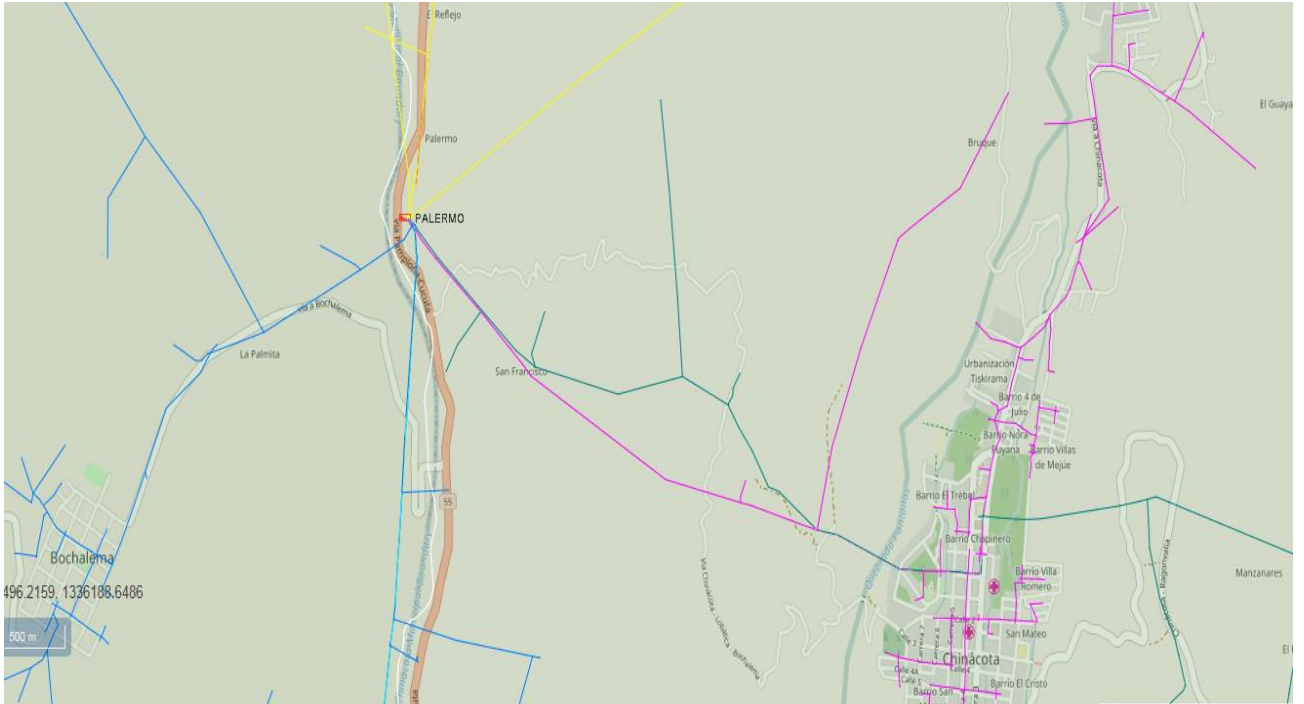


3.1.1. Celda PALRAGONVALIA

La celda PALRAGONVALIA alimentada por la subestación Pamplona suministra el servicio de energía eléctrica a 2880 usuarios con un total de 297 transformadores. Está conformado en su mayoría por usuarios con grupo de calidad de medición que pertenecen al área rural de Herran y Ragonvalia contando con 215 transformadores.

La figura siguiente muestra la trayectoria y configuración de los ramales de la celda PALRAGONVALIA (ramales verdes), también se indica los principales lugares que esta alimenta.

Figura 12. Configuración de los Ramales de Palragonvalia.



- Palbochalema
- Paldonjuana
- Palchinacota
- Palragonvalia

3.2. SECTORES CRÍTICOS DE FALLAS DEL CIRCUITO PALRAGONVALIA.

Estos sectores se establecieron según los reportes de fallas de transformadores e interrupciones en los arranques que afectan directamente a los transformadores de distribución, según los informes operativos que expide a diario Centrales Eléctricas de Norte de Santander (CENS).

6FL01. FALLA POSTE Y/O ESTRUCTURA
6FL04. LINEA ROTA
6FL06. OBJETOS EXTRAÑOS SOBRE LA RED
6FL07.LINEAS DESTENSIONADAS
6FL08.RAMAS SOBRE LA RED
6FL10.FALLA DE FUSIBLES CAUSA DESCONOCIDA
6FL13.DPS EN FALLA

6FO01.ERROR DE OPERACIÓN
6FO02. FALLA COORDINACIÓN DE PROTECCIONES
6FT06. APERTURA POR FALLA EN TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCIÓN
7FL04. LINEA ROTA

Tabla 5. Datos fallas mas frecuentes

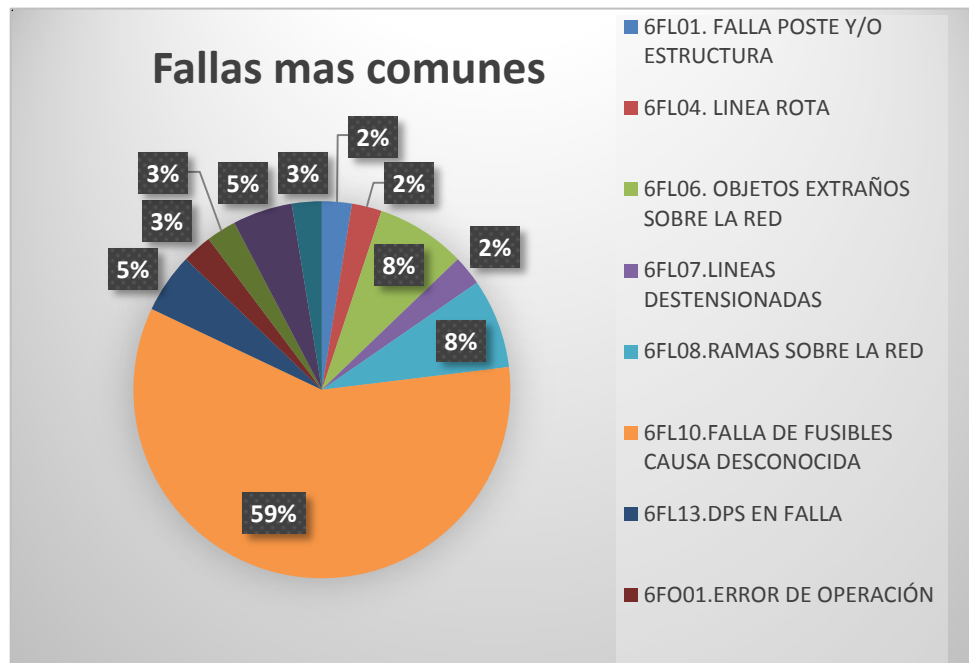


Figura 13. Tabulación de las fallas mas comunes desde ENERO a AGOSTO

De acuerdo a la información que se recopiló la mayor falla es por quema de fusibles se tratara estudiar la causa y cada uno de los diferentes problemas que se presentaraon el área rural de del circuito Palragonvalia.

CÓDIGO SPARD	DURACIÓN(min)	N usuarios afectados	VEREDA
ASW3621	21.58	284	San pedro
PASW3821	22.98	198	Palo colorado
BSWS5496	67.44	71	Corrales
FSW541	77.5	154	Honda sur
F SW567	16.4	283	Alambra
FSW574	90	210	Sanjose
FSW760	151.83	4	Palo gordo

Tabla 6. Arranques con mayor tiempo de duración de la falla

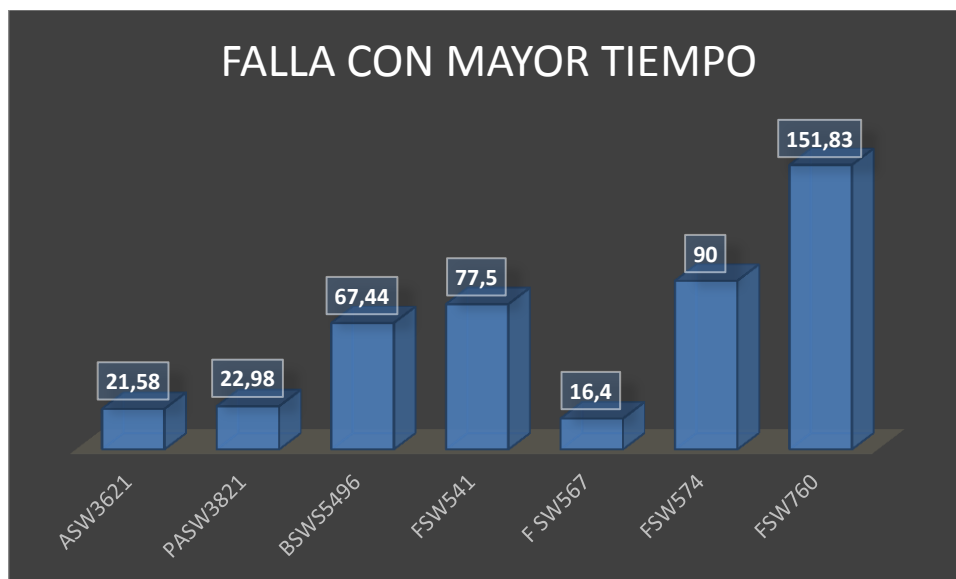


Figura 14. Tabulación de los arranques fallados con su respectivo tiempo

De esta manera para estimar donde se presentaban las fallas se comprobó observando que fue el arranque FSW760 151.83 horas, por tanto, se escoge como uno de los sectores críticos debido a que esta presentando problemas que mas adelante se analizará con el fin de buscar la solución mas eficiente para que no vuelva a afectar a los usuarios de la vereda Palo Gordo.

De aquí se escogen cuatro de los arranques de mayor tiempo que aparecen en la anterior grafica se hará el estudio de las fallas que presentaron desde enero hasta agosto con el numero de usuarios y transformadores que se vieron afectados por cada uno de los eventos.

CÓDIGO SPARD	DURACIÓN(min)	N usuarios afectados	VEREDA
FSW574	90	210	Sanjose
FSW760	151.83	4	Palo gordo
BSWS5496	67.44	71	Corrales
FSW541	77.5	154	Honda sur

Tabla 7. Sectores críticos de Arranques fallados

Aquí se escogieron los arranques con mayor duración de tiempo del evento se analizará cada problema con su posible solución mas adelante.

Las dos ultimas fallas se analizaron por número de usuarios afectados por cada uno de los arranques según el informe operativo.

CÓDIGO SPARD	N usuarios afectados	VEREDA
	52	

FSW573	225	San jose
FSW65	216	Ragonvalia
FSW729	474	Balagal
JESW5174	178	Paso antiguo
YSW2350	82	Palo gordo

Tabla 8. Sectores críticos de usuarios afectados con mayor número según la falla

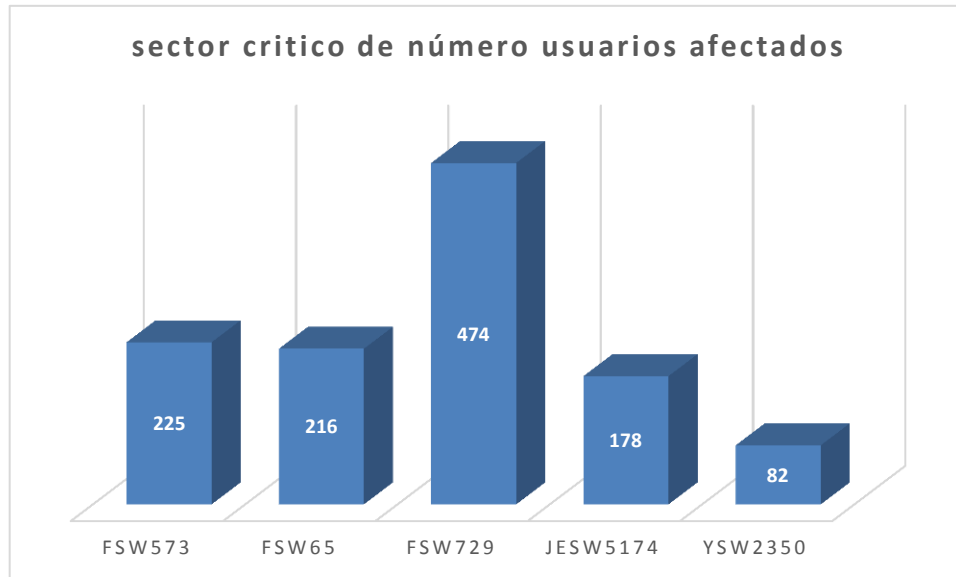


Figura 14. Tabulación de los arranques fallados con los usuarios afectados.

De este análisis se escoge los dos arranques con mayor número de usuarios afectados FSW729 y FSW573 en el cual se analizará mas adelante las causas, problemas y la mejor solución para este circuito afectado.

Tabla 9. Sectores críticos de fallas del circuito PALRAGONVALIA

SECTORES CRÍTICOS						
ÍTE	CÓDIGO SPARD	ALIMENTADOR	DESCRIPCIÓN	UBICACIÓN	TRAMADORES AFECTADOS	NÚMERO DE USUARIO
1	FSW574	Palragonvalia	LINEA ROTA	VEREDA SAN JOSE	31	210
2	FSW760	Palragonvalia	Descargas atmosféricas	VEREDA PALO GORDO	1	4
3	BSW5496	Palragonvalia	DPS EN FALLA	VEREDA CORRALES	14	71

4	FSW541	Palragonvalia	falla coordinación de protecciones	VEREDA HONDA SUR	23	154
5	1T04319	Palragonvalia	falla coordinación de protecciones	VEREDA HERRAN	-	57
6	1T03889	Palragonvalia	Disparo protecciones causa desconocida	VEREDA LA UNION	-	11
7	FSW573	Palragonvalia	FALLA DE FUSIBLES CAUSA	VEREDA SAN JOSE	34	225
8	FSW729	Palragonvalia	ERROR DE OPERACIÓN	VEREDA BALAGAL	43	474

Tabla 10. Sectores críticos de fallas con su respectiva causa

CÓDIGO SPARD	DURACIÓN(horas)	VEREDA	FALLA	CAUSA
FSW574	25.85	SAN JOSE	Línea rota	Cortocircuito
FSW760	151.83	PALO GORDO	Descargas atmosféricas	Puesta de tierra en mal estado
BSW5496	33.90	CORRALES	DPS EN FALLA	Sobrevoltaje
FSW541	65.47	HONDA SUR	falla coordinación de protecciones	Cortocircuito líneas BT destensionadas

1T04319	24.82	HERRAN	falla coordinación de protecciones	Falla trafo quemado Puesra tierra mal estado
1T03889	97.67	LA UNION	Disparo protecciones causa desconocida	Disparo del reconectador 34,5 KV ausencia de voltaje
FSW573	7.68	SAN JOSE	Línea distensionada	Sobrecorriente
FSW729	0.70	BALAGAL	ERROR DE OPERACIÓN	Falla en la línea

Después de analizar cada uno de los sectores críticos se va mirar de forma detallada cada una de las causas para dar una posible solución viable con su respectivo, costo, mano de obra.

3.3. ANÁLISIS POR DESCARGAS ATMOSFÉRICAS

Para determinar una posible falla por influencia de descarga atmosférica en el sector rural del circuito PALRAGONVALIA se realiza una consulta en la cuneta de CENS de LINETview suministrada por la firma KERAUNOS, que permite ver el índice de descargas atmosféricas que caen en los sistemas de distribución de energía eléctrica causando imprevistos o fallas en los transformadores de distribución y sus equipos de protección.

La herramienta de estadísticas analiza los datos de rayos del área seleccionada y proporciona información sobre la distribución rápida (frecuencia de nube a tierra y movimientos dentro de la nube por unidad de tiempo), la distribución de amplitud (kA) y la distribución de la altura de los movimientos intra-nube (km).

Figura 15. Datos de descargas atmosféricas presentadas el día 2 de septiembre corrido en el LINETview.

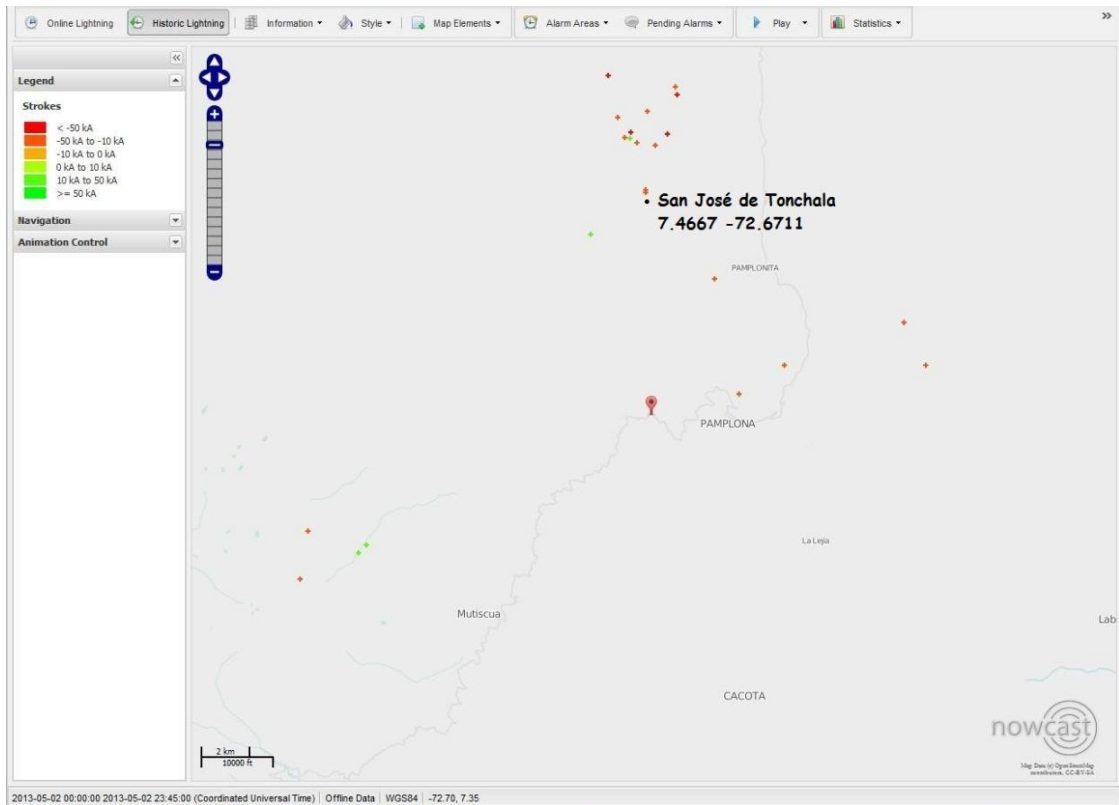
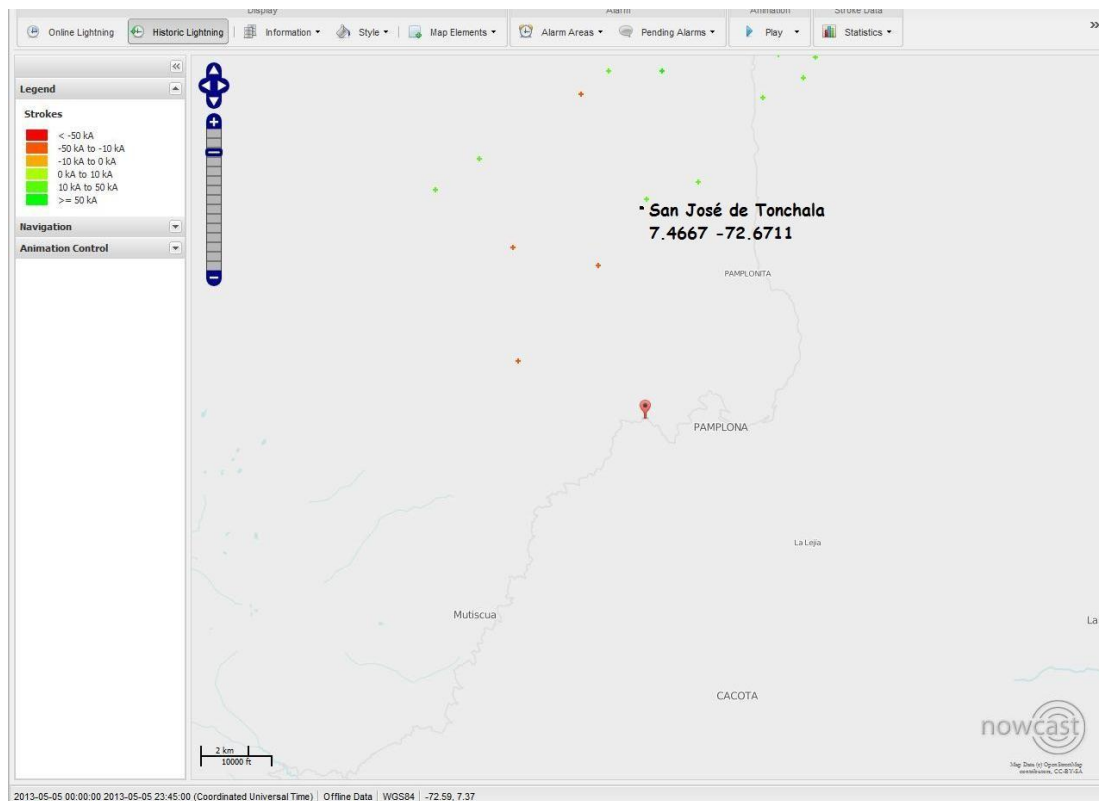


Figura 16. Datos de descargas atmosféricas presentadas el día 5 de septiembre corrido en el LINETview.



Realizando el análisis de la posible falla del transformador se pudo identificar que en el sector impactaron descargas en el sistema de distribución, lo que pudo causar que las protecciones contra sobretensiones (DPS) trabajaran para proteger el transformador.

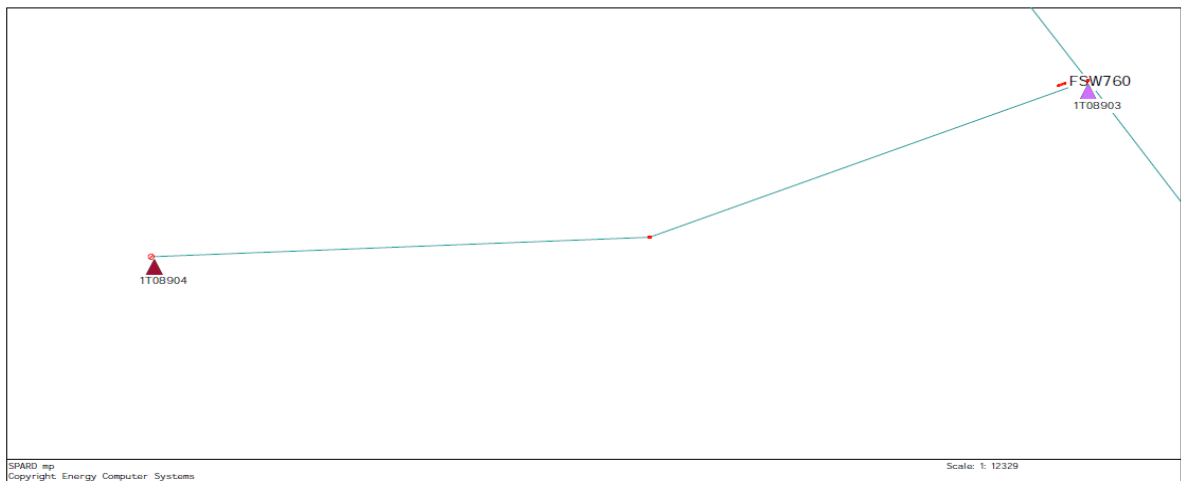
Para el día 5 de septiembre se puede observar que se volvió a presentar una tormenta eléctrica en este sector según lo observado en el histórico de LINETview y se evidencia que nuevamente afecta el sistema, y así al transformador; lo que ocasiono la salida de operación de éste.

4.3.1. Apantallamiento

En los datos recogidos del software se puede ver que en los sectores de san José de Tonchala, Palo colorado, Vda manzanares, hay un alto nivel ceraunico por lo que se recomienda apantallar las líneas de las estructuras, ya estas son las que se encuentran en los puntos más altos de acuerdo a la coordenada.

Este apantallamiento se realiza instalando filtro de onda en las estructuras cumpliendo con los factores de seguridad que establece CENS en el capítulo 2 de su norma técnica.

Figura 17. Plano del arranque FSW760 de la vereda Palo colorado.



Para el sistema de puesta a tierra se instalarán varillas de cobre de 5/8" x 2.40 m y se tratará el suelo para mejorar su resistencia con suelo artificial de baja impedancia o con Kit de sistema de puesta a tierra acero inoxidable austenítico 304 m para derivación DPS.

El apantallamiento con cable de guarda es utilizado en redes con tensiones 230 KV y se encuentra conectado a tierra; este cable puede ser de cobre recocido, cobre duro, aluminio duro y acero presentando las siguientes características:

Características	Cobre Recocido	Cobre Duro	Aluminio Duro	Acero
Conductividad a 20°C	100%	97,3%	61%	11,5%
Resistividad (Ω/m²)	17,24	17,72	28,28	150
Densidad a 20°C	8,89	8,89	2,703	7,83

Tabla 11. Características para Cable de Guarda

Para la protección de las líneas contra descargas atmosféricas, no existe una diferencia importante, si es realizada por uno o dos cables de guarda o si se encuentran simétricos o asimétricos de la línea, en la siguiente grafica se muestra el comportamiento para una descarga de 1kA.

Transformador 1T03889

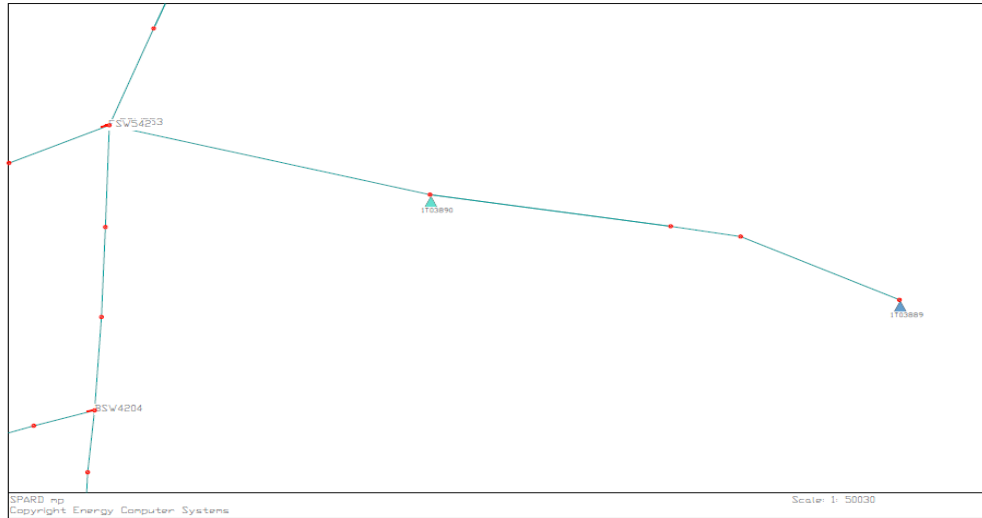


Figura 18. Plano de ubicación de transformador 1T03889

Este transformador se encuentra ubicado en la vereda la unión con una capacidad de 25 KVA

$$I_p = \frac{25000 \text{ VA}}{\sqrt{3} \cdot 13200} = 1,093 \text{ (3)}$$

Por lo tanto, el fusible recomendado de 1A

Duración de la falla **97.67**, 4 días sin servicio por esto es un sitio crítico

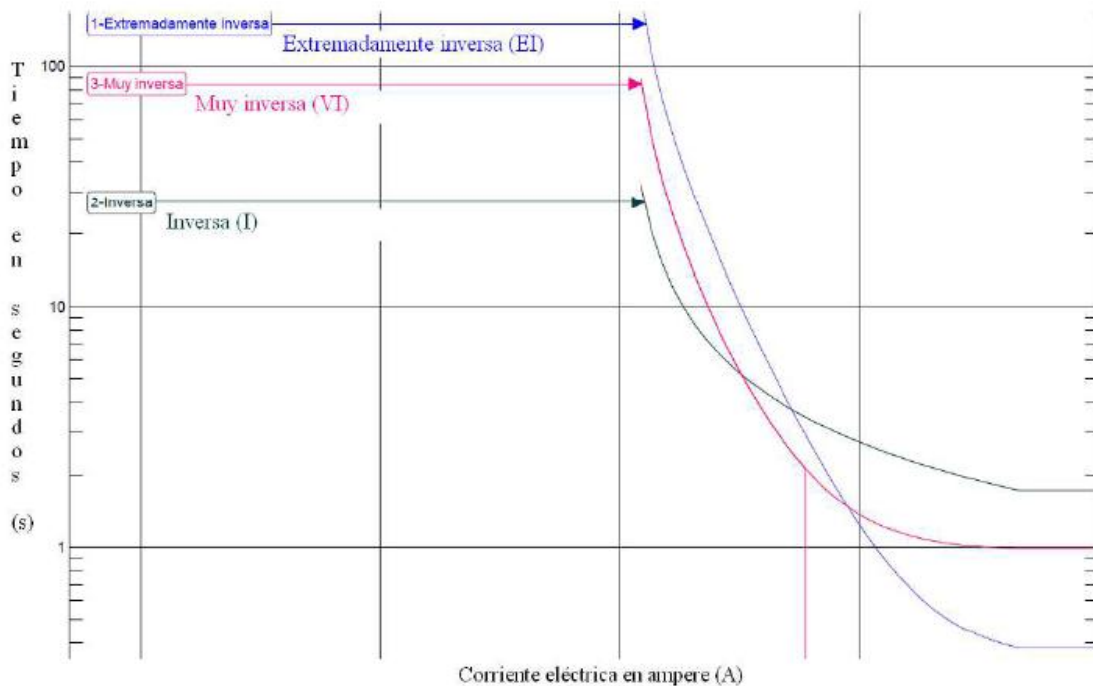


Figura 19. Tipos de tendencias en la curvs de interruptores (azul: extremadamente inversa, rosado: muy inversa y verde: inversa) [15]

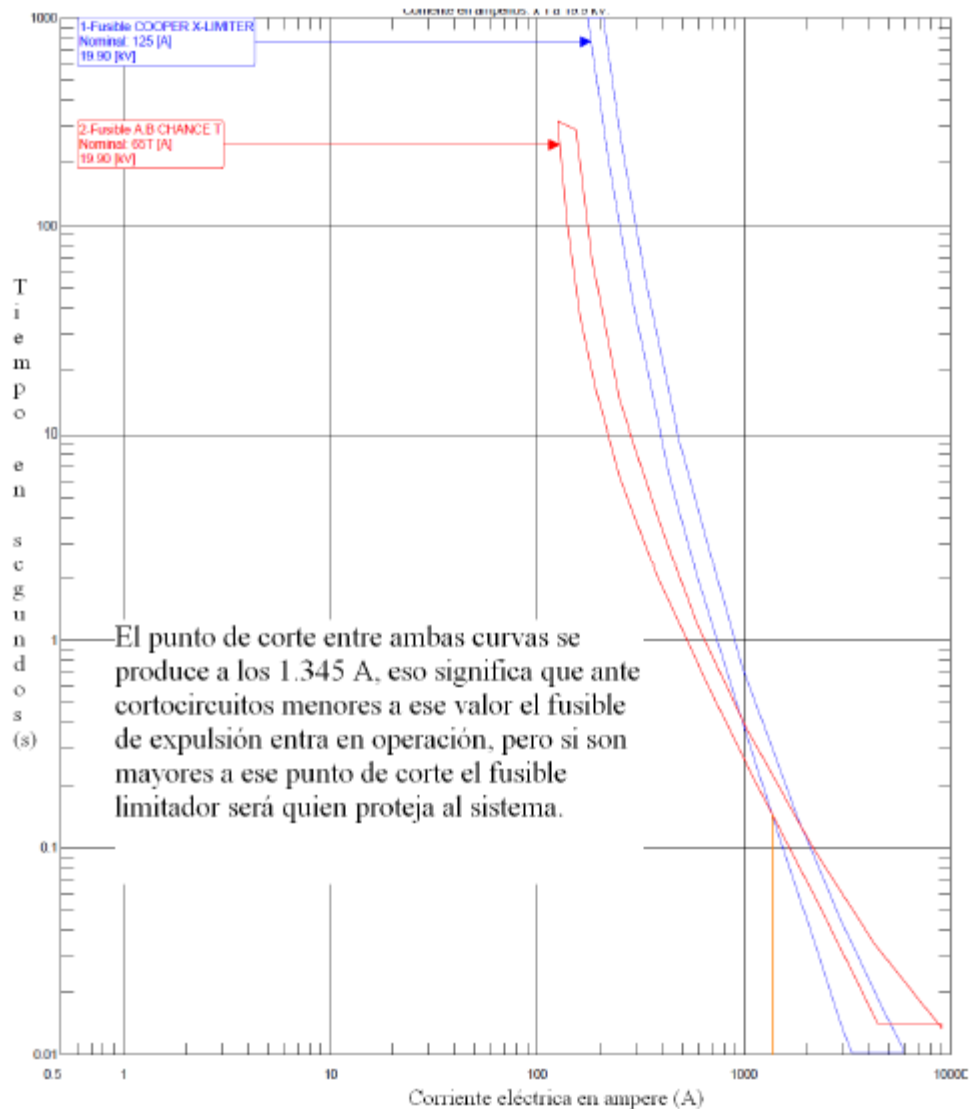


Figura 19. Ejemplo de coordinación de respaldo (azul: limitador y rojo fusible de expulsión) [15]

3.3.1. Puestas a tierra de los sistemas de distribución

Uno de los aspectos más importantes para fortalecer el sistema de distribución frente a faltas monofásicas a tierra, es la existencia de una correcta sintonía entre la puesta a tierra del neutro del transformador (puesta a tierra de servicio) y los diferentes dispositivos y la metodología empleados para la protección, detección y localización de faltas eléctricas monofásicas.

En los recorridos realizados a la línea troncal se pudo evidenciar que hay falencias en los sistemas de puestas a tierra ya que en sectores de la línea troncal se puede encontrar que las varillas de puesta a tierra no se encuentran, y los bajantes se encuentran interrumpidos.

Medida de resistencia de puesta a tierra

Para sistemas de distribución la resistencia de cualquier electrodo de puesta a tierra debe ser menor de 25 ohmios, y la resistencia de las puestas a tierra de subestaciones de M.T., debe ser menor de 10 ohmios, según el RETIE en su capítulo 15.

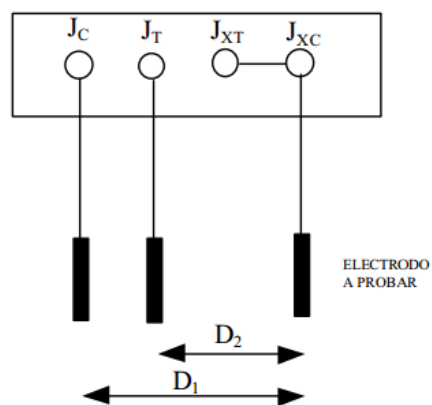
La medida de la resistencia de puesta a tierra se efectuó con un medidor de tierras (Megger), utilizando el método de los tres puntos o "Caída de Tensión", que se describe a continuación con la ayuda de la Norma LAR 400, página 6.

Los bornes de los extremos marcados como J_c y J_{xc} son los terminales de corriente y los bornes centrales marcados como J_t y J_{xt} son los terminales de tensión. Para medir la resistencia de tierra se utilizan dos varillas como electrodos auxiliares, que se entierran en el terreno, alineados con el punto de puesta a tierra a medir.

Primero se unen los bornes J_{xc} y J_{xt} y se conectan a la varilla de tierra (o malla de tierra) cuya resistencia se requiere medir. La varilla más lejana conectada al borne J_c , actúa como electrodo de corriente, la otra varilla conectada al borne J_t , (localizada entre la varilla de corriente y la puesta a tierra a medir) actúa como electrodo de tensión.

De acuerdo a la figura 24 de la norma LAR 400 página 6 de 6, midiendo desde la varilla de puesta tierra (o malla de tierra), D_1 es la distancia hasta la varilla de corriente y D_2 es la distancia hasta la varilla de tensión [8].

Figura 20. Método de medida de resistencia utilizando el método de caída de tensión.



Al circular la corriente generada por el Medidor de tierras (Megger), se producen gradientes de potencial alrededor de los electrodos, pero existen zonas entre ellos donde el potencial es constante. Se ha determinado que a una distancia del 62% de D_1 no se producen perturbaciones y allí debe instalarse el electrodo de tensión.

Se realizan tres mediciones con las siguientes distancias:

1- D1 = 25 m D2 = 15 m 2- D1 = 30 m D2 = 18 m 3- D1 = 36 m D2 = 22 m

Si los valores no difieren en $\pm 5\%$ del valor promedio (Obtenido de la suma de las tres mediciones y dividiendo por 3) debe considerarse que este valor promedio es el valor verdadero [14].

MEDIDA DE LA RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA: MÉTODO DE LA CAIDA DE TENSIÓN

Lugar de medición: vereda de herran Punto significativo: 1T04319

Coordenadas: 1175984 1322262

Marca: MAGNETRON

Estado superficial del terreno: Húmedo: Seco:

X Equipo utilizado: Megohmetro digital AEMC 5050

RESULTADO DE LAS MEDICIONES

Tabla 12. Medidas realizadas en el punto 1T04319

D1(m)	D2(m)	R(Ohmio)	D1(m) *	D2(m) *	R(Ohmio)	OBSERVACIONES
25	15	20.82	36	22		
30	18	21.34	42	25		
36	22	19.96	50	30		
PROMEDIO		20.7				El valor de resistencia de puesta a tierra no es la adecuada.

*SEGUNDA MEDICIÓN, SI LA PRIMERA DIFIERE EL $5\% >$ DEL PROMEDIO.

En las mediciones se identificó que en la zona de la vereda herran y san José de Tonchala, donde hay mayor número de descargas atmosféricas, hay falencias en la resistencia de puesta a tierra lo que pudo ocasionar la salida de operación de los transformadores de distribución en estas derivaciones, por esto se recomienda la instalación de varillas de cobre de 2.4 m y el uso de mejoradores de suelo para la reducción de la resistividad del terreno.

En el sector de la Vda San Miguel y San José de Tonchala se tomó como referencia el tipo de suelo 2 ya que este varía de suelo arcilloso a tierra negra.

Tabla 13. Valores aproximados de Resistividad para terrenos modelo.

Resistividad Ohm/cm³			
Terreno	Prom	Min.	Max.
Rellenos, escoria, salmuera, desechos	2370	590	7000
arcilla, arcilla esquistosa, suelo arcilloso, tierra negra	4060	340	16300
igual, con variaciones en las proporciones de arena y grava	15800	1020	135000
grava, arena, piedra con arcilla pequeña o barro	94000	59000	458000

La distancia entre las varillas de tierra será de 100 cm, la longitud de la varilla es de 240 cm y el espesor del recubrimiento del cobre es de 0,254 cm (valor de catálogo).

Calculo de la resistencia con el método de las varillas en forma triangular, según el método de Dwight.

$$R = \frac{\rho}{4\pi L} \left(\log \frac{4L}{a} + \log \frac{4L}{s} - 2 + \frac{S}{2L} - \frac{S^2}{2L} + \frac{S^4}{512L^4} \right)$$

(4)

Dónde:

ρ = Resistividad en Ohm/cm³

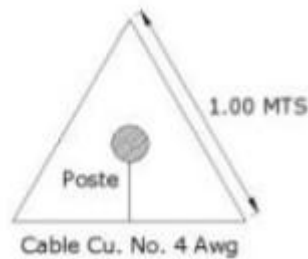
S= separación de las varillas.

a = área de la sección del recubrimiento del cobre.

L = longitud de las varillas.

Se utilizará la siguiente disposición para la malla de puesta a tierra en los transformadores donde la resistencia supera los valores establecidos.

Figura 21. Disposición de malla de puesta a tierra usando el método de Dwight



CALCULO DE LA RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA

$$R = \frac{4060}{4\pi(240)} \left(\log \frac{4(240)}{0.202682} + \log \frac{4(240)}{100} - 2 + \frac{100}{2(240)} - \frac{(100)^2}{2(240)} + \frac{(100)^4}{512(240)^4} \right) \quad (5)$$

$$R = 3.8437 \, \Omega$$

Al realizar la malla triangular para las zonas de análisis se encuentra que el valor de resistencia disminuye considerablemente, para que este valor de la resistencia de puesta a tierra esté conforme con las normas de protección y de funcionamiento de la instalación y se mantenga de esta manera a lo largo del tiempo, teniendo en cuenta los requisitos generales indicados en el reglamento técnico de instalaciones eléctricas.

3.4. COORDINACIÓN DE PROTECCIONES

La instalación de las cuchillas seccionadoras se debe realizar teniendo en cuenta los principios de coordinación del reconector en la celda y las cuchillas seccionadoras, además para realizar este cambio se debe tener en cuenta las siguientes limitantes:

- Toda derivación debe tener seccionamiento, esto implica que los transformadores de distribución no deben estar sobre la línea troncal.
- Se debe realizar una efectiva coordinación de protecciones en las derivaciones para que los fusibles actúen en ocasión de que exista una falla.

- Se deben instalar fusibles lentos, rápidos y extrarápidos para obtener una mejor coordinación de protecciones.

El cambio de fusibles por seccionadoras se realiza con el fin de que al realizar mantenimientos sobre la línea troncal se vea menor número de usuarios afectados disminuyendo así el ITAD, pues en la resolución 097 de la CREG se indica que desde el sitio que se sucede la falla se debe reportar.

A continuación, se muestra una tabla con las protecciones en la línea troncal del circuito PALRAGONVALIA, a la que se le debe realizar una coordinación de protecciones, y en futuro se debería instalar cuchillas seccionadoras sobre la troncal para evitar que en una falla se vea menor cantidad de sectores afectados.

Tabla 14. Protecciones de las estructuras de la línea troncal

Código	Lugar	Protección actual sobre la
HSW228	Vereda del municipio Ragonvalia	50 Amp
FSW746	Vereda el llano	40 Amp
LSW2390	Vereda arenales	Reconectador Celda
BSW4447	El Mutis	100 Amp
FSW532	Vereda san Miguel	25 Amp
GSW4016	El Manzanares	Puenteado con cobre
FSW768	Vda Herran	-
BSW5496	Entrada Principal Vda Corrales	-
ASW3621	Vereda san pedro	-

Además, al realizar las mediciones de ramales en la su derivación para la elección del fusible ideal se recomienda instalar fusibles correspondientes y realizar ajuste de protecciones del reconectador con la celda de protecciones y teniendo en cuenta la cargabilidad, capacidad térmica y capacidad de soportar la corriente inrush del transformador de 10 MVA de la subestación Pamplona.

Tabla 15. Corrientes en los ramales críticos del circuito PALRAGONVALIA

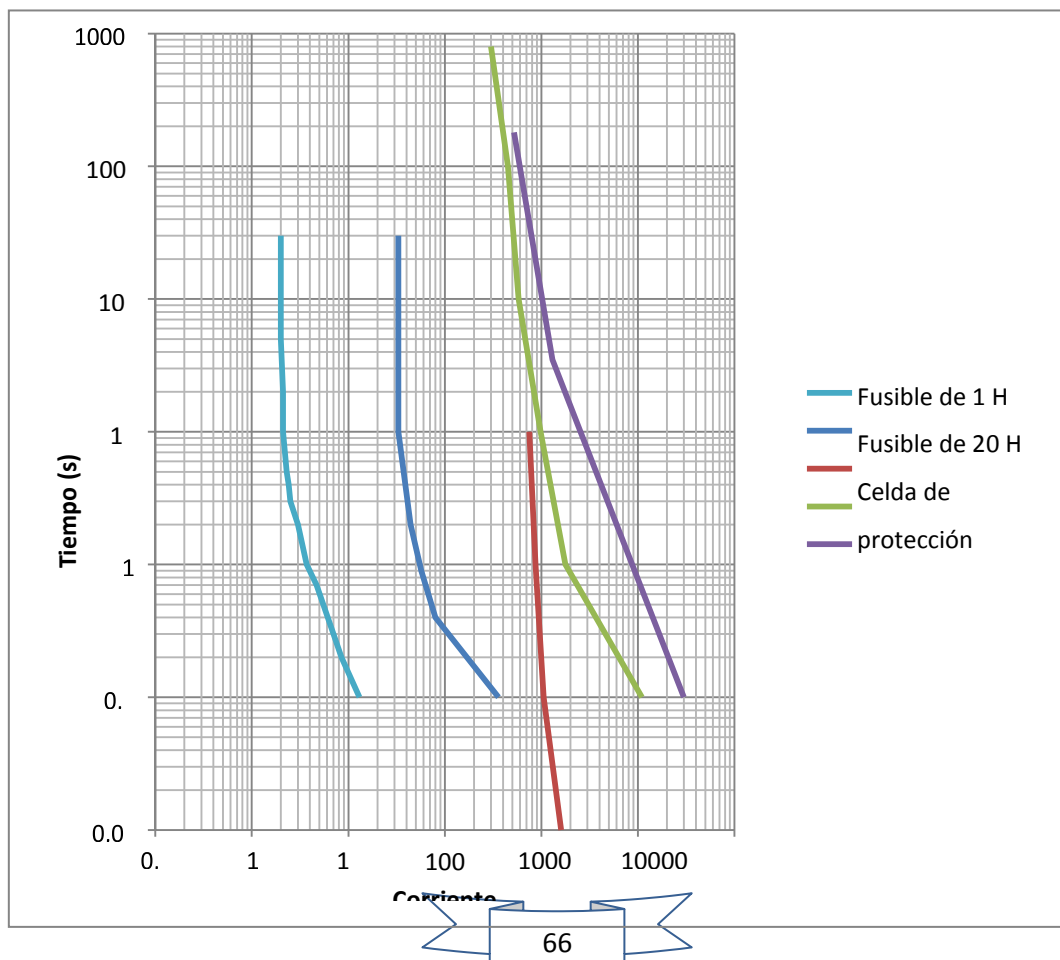
ÍTEM	UBICACIÓN	CORRIENTE (A)	ICC (KA)	FUSIBLE (A)
1	Vda manzanares	1.3	0.52	2
2	Vda el asilo	0.2	1.53	1

3	Vda la onda	0.5	0.63	1
4	Minas de Carbón (El Naranjo)	1.9	0.78	3
5	Vda corrales	0.5	0.52	2
6	Vda pabellon	0.3	1.46	1

En los sectores críticos donde se vienen presentando fallas no se encuentra una sintonía en la coordinación de protecciones, por lo cual se ve afectado mayor número de usuarios al ocurrir un evento.

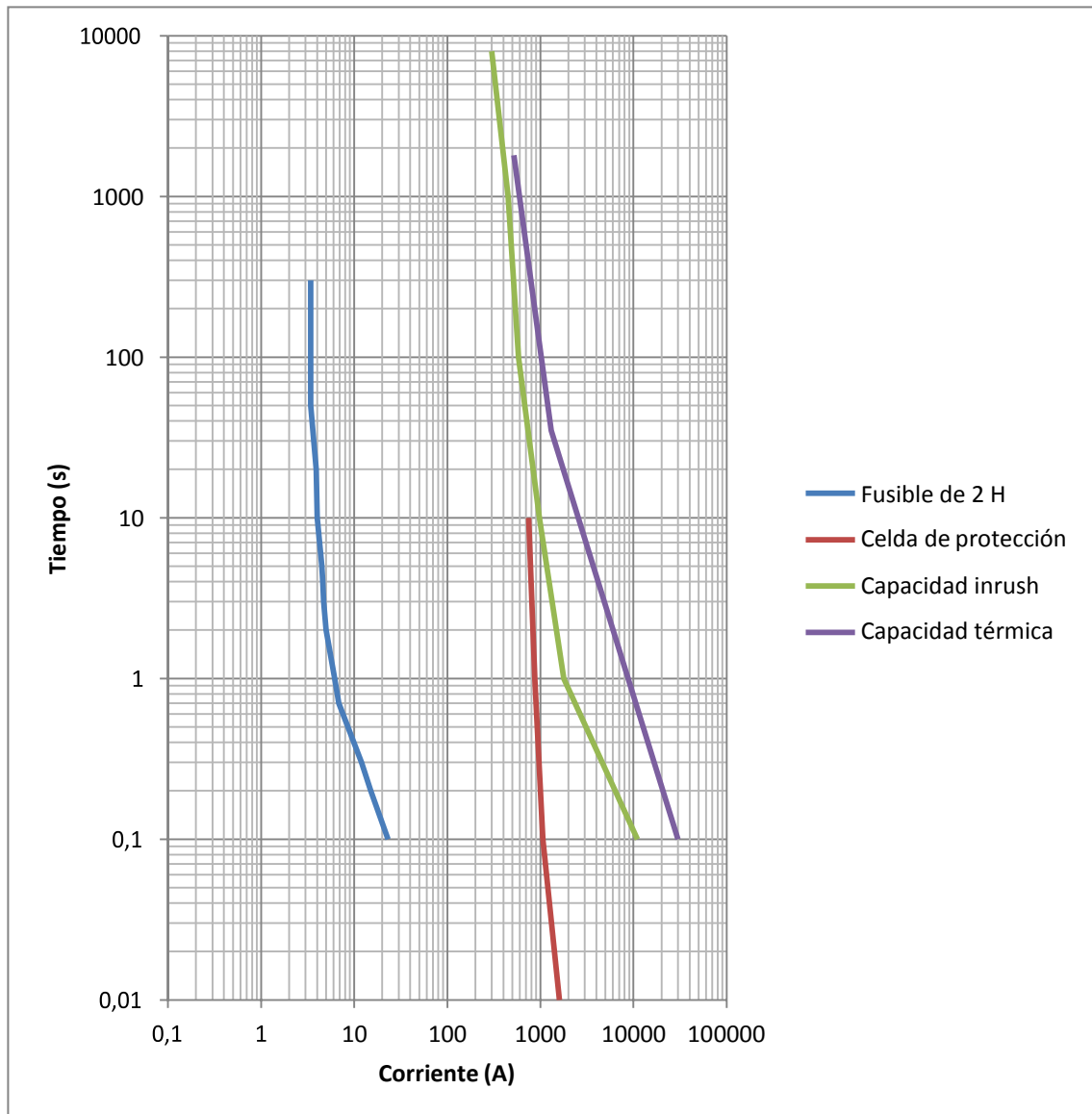
Teniendo en cuenta la anterior información se muestran las gráficas de coordinación de protecciones de la línea de PALRAGONVALIA en sus ramales críticos; por lo tanto, se aconseja la instalación de fusibles indicados, teniendo en cuenta la capacidad térmica y capacidad de soportar la corriente inrush del transformador de 10 MVA de la subestación de Palermo.

Figura 22. Coordinación de protecciones con fusibles de 1 A



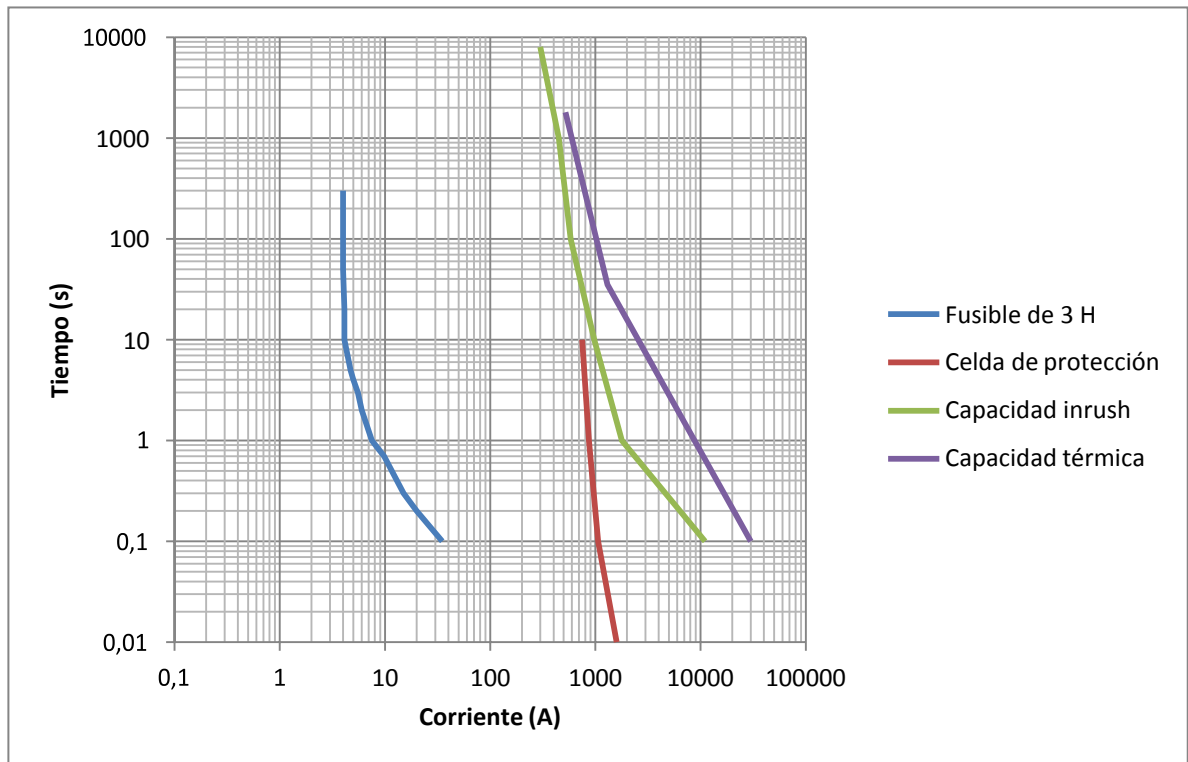
Para el sector de la Vda Corrales y el mutis donde se venían presentando fallas en la coordinación de protecciones, se seleccionó el fusible de 1 Amp tipo H teniendo en cuenta las medidas realizadas, y que en la derivación de la línea troncal se encuentra una protección de 20 Amp en el nodo físico BSW5496 donde se ha presentado eventos debido a la quema de este fusible

Figura 23. Coordinación de protecciones con fusibles de 2 A



En el arranque en la vereda los corrales en el nodo físico BSW5496 se recomienda la instalación de fusible de 2 Amp ya que la corriente máxima en este punto es de 1.3 Amp, y en el arranque a la Vda Manzanares, aunque la corriente es de 0.5 Amp se le suele agregar carga a este circuito ya que cumple como empalme entre con la Vda mutis.

Figura 24. Coordinación de protecciones con fusibles de 3 A



Para el transformador de 30 KVA número 1T04055 de la Vereda San Miguel en donde se venían presentando fallas en la coordinación de protecciones y siendo este un punto importante para la distribución se seleccionó el fusible de 3 Amp tipo H, ya que su corriente con el transformador a plena carga sería de 2.17 Amp a una tensión de 13.8 KV.

ETAPAS PARA IMPLMETAR ESQUEMA DE PROTECCION A CIRCUITOS.

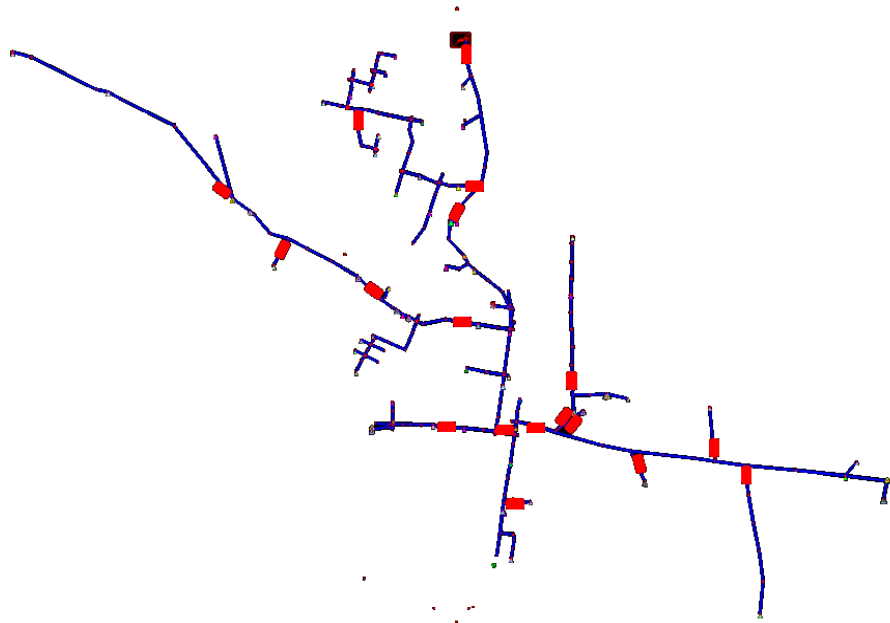


figura 25. Configuración actual de circuito

En la figura 25 se indican algunas derivaciones con fusibles de protección y otras no lo tienen, además, en la troncal o red principal resaltados en color rojo se muestran lo fusibles actuales. [16]



Figura 26. Configuración final de circuito [16]

En la **figura 26.** se indican los nuevos fusibles de protección en las derivaciones con el objeto de aislar la falla, además en la troncal o red principal (color verde) se retiran los fusibles y los cortacircuitos y se dejan como corte visible.

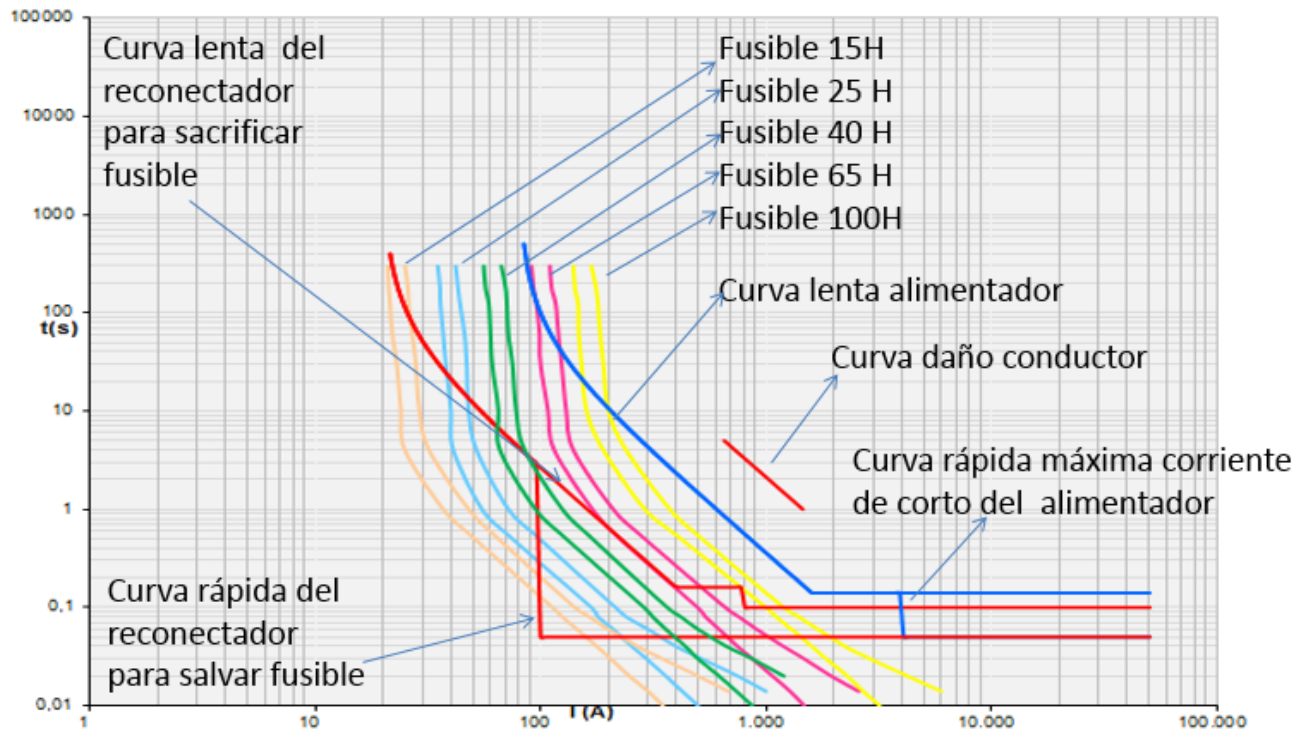


Figura 27. Curvas de ajuste reconectador y fusibles [16]

En la **figura 27** Se implementa coordinación en relés de alimentadores y reconectores con esquemas salvar fusible donde el estudio y condiciones aplique.

Este esquema se utiliza con el fin de salvar la mayor cantidad de fusibles ante fallas transitorias y sacrificarlos si la falla es permanente, esto debido a que según estadísticas las fallas transitorias son el 80%, estas se vuelven permanentes debido a la fusión del fusible y en los cuales el tiempo para su cambio es demorado.

3.5. SOLUCIONES PLANTEADAS A LOS INCONVENIENTES QUE SE ESTÁN PRESENTANDO EN EL CIRCUITO PALRAGONVALIA.

En la siguiente tabla se muestran los trabajos que hay que realizar sobre la troncal del circuito PALRAGONVALIA que se identificaron con los recorridos hechos a la línea.

La revisión del circuito de media tensión de Palragonvalia de Centrales Eléctricas de Norte de Santander S.A. E.S.P. se puede observar el material a utilizar estructura la cual se va a intervenir.

Estos trabajos se planearon de acuerdo a los recorridos realizados a las líneas de distribución y se justifican de la siguiente manera.

Mejoramiento de la resistividad del suelo:

Como se puede ver en las medidas de resistencia de puesta a tierra en los transformadores de distribución rural se nota que en los transformadores 1T04319, 1T3889, 1T04085, y 1T04060 ubicados en las Vda herran y vereda San Miguel necesitan mejorar la resistencia de la puesta a tierra, para esto se necesita de 3 varillas de cobre para realizar la malla del sistema de puesta a tierra y la utilización del suelo artificial de baja impedancia.

Instalación de cuchillas seccionadoras sobre PALRAGONVALIA:

Esta instalación sobre la línea troncal se ejecuta por recomendación del equipo de protecciones de la empresa Centrales Eléctricas de Norte de Santander, ya que al realizar los mantenimientos a la línea se debe garantizar la seguridad de los empleados al cumplir a cabalidad la primera regla de oro que de forma clásica el elemento que cumple con este tipo de corte es el seccionador.

Instalación de filtro de onda:

La instalación de filtro de onda se realiza en las zonas donde hay gran posibilidad de descarga atmosférica sobre la línea de distribución de energía, este dispositivo se recomienda en las zonas del alto de santa lucia y en el arranque de Matajira y El colorado donde se presentan alta incidencia de rayos visto en el programa LINETview.

Retensionar red por M.T.

En las zonas en donde las líneas se des tensionan por acción del viento o el peso del conductor, como en el sector de las SS es aconsejable la retención de la red para asegurar las distancias de seguridad de 5.6 mts en los cruces con carreteras.

Tabla 16. Mantenimientos preventivos a realizar al circuito PALRAGONVALIA

Estructura	Dirección	Descripción	Materiales	Cantida
1T04132	vereda Pabellón	mejoramiento de la resistividad del suelo	suelo artificial baja impedancia	5 KG
			Varilla de cobre 5/8" X 2.4 ml	3
1T03942 -2T00298	Vda arenales	mejoramiento de la resistividad del suelo	suelo artificial baja impedancia	10 KG
			Varilla de cobre 5/8" X 2.4 ml	6
2	Palocolorado	Instalación de	Crucetas de 2 ml	2
		seccionadoras sobre PALRAGONVALIA y construcción de abertura	Esparrago de 5/8 X 14	6
			Diagonal recta metálica 144 cm	2
			Cuchilla seccionadora monopolar 13.2 KV	3
			Abrazadera doble 6" – 7"	2
			Grapa de retención alum 6 – 2/0	6
			Cable aluminio ACSR 1/0 AWG	15 MTS
3	Manzanares	Poda preventiva	-	-
8	Vda de herran	Instalar templete de Angulo	Vigueta de concreto	1
			Varilla de anclaje 5/8 x 1.8 mts	1
			Cable extraresistente de 1/4	40 MTS
			Arandela cuadrada. 5/8"x4"x4"X1/8"	1
9	Vda el asilo	Cambio de crucetas arranque monofásico	Cruceta de 2 MTS	2
			Esparrago de 5/8 x14	3
			Angular en V de 48	2
			Abrazadera doble 4" – 5"	2
			Perno de 5/8 X 2	4
			Grapa de retención alum 6 – 2/0	2
28	El caney	Cambio de crucetas	Cruceta de 2 mts	2
			Esparrago de 5/8 x14	5
			Angular en V de 48	2

		arranque	Abrazadera doble 6" – 7"	2
30	Arranque el arenal	Instalar filtro de onda	Filtro de onda	1
			DPS 12 KV 10 KA sintético	2
			Varilla de cobre 5/8" X 2.4 ml	1
33	Vda la onda	Cambio de cruceta	Cruceta de 2 mts	2
			Esparrago de 5/8 x14	5
			Angular en V de 68	2
			Abrazadera doble 6" – 7"	2
37 - 39	la	Poda preventiva	-	-

	alambrado			
43	Palocorado	Poda urgente	-	-
44	Las SS	Retensionar red por 13.8 KV		
78	Arranque Matajira	Instalar filtro de onda	Filtro de onda	1
			Varilla de cobre 5/8" X 2.4 ml	1
Estructur	Dirección	Descripción	Materiales	Cantidad
18	Arenal	Cambio de cortacircuitos en el arranque principal	Cortacircuitos apertura bajo carga	3
			Suplemento dados	3
30	VRDA CORRALES	Realizar poda en la derivación a la mina	-	-
44	LA ONDA	Retensionar red por M.T.	-	-
	VRD LA MUTIS	Instalar poste de M.T. para dar altura a la red	Varilla de anclaje de 5/8 X 1.8 mts	1
			Cruceta metálica de 2.4 mts	1
			Vigueta de concreto	1
			Poste madera de 12 mts	1

PLAN DE MEJORMIENTO PARA SOLUCIONES DEL CIRCUITO PALRAGONVALIA

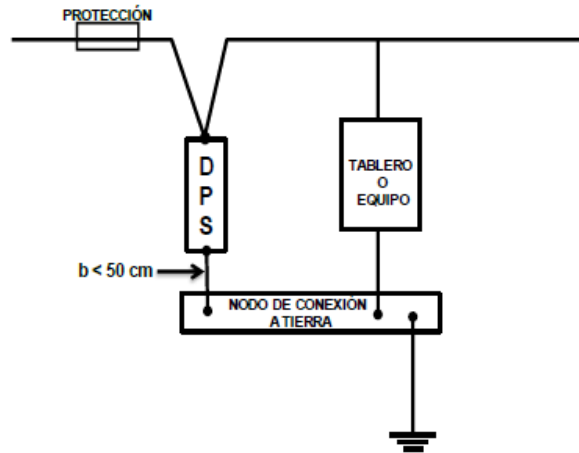
CENTRALES ELÉCTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER S.A.E.S.P - REGIONAL PAMPLONA														
SUBGERENCIA DE DISTRIBUCION														
PLAN DE ACCIÓN CIRCUITOS CRÍTICOS PALRAGONVALIA 2016- 2017														
PERSPECTIVA	OBJETIVO ESTRATÉGICO	OBJETIVO ESPECIFICO	OBJETIVO DE PROCESO	ANTECEDENTES	ACTIVIDAD	UNIDAD DE MEDIDA	META	PROGRAMAS / CRONOGRAMAS	INDICADOR	RESPONSABLE	FECHA INICIO	FECHA FINAL	Enero	Febrero
				El alimentador PALDONJUANA se ha caracterizado en las últimas años por ser un circuito crítico afectado negativamente por la calidad de la energía. No se ha realizado un diagnóstico concienzudo de tal manera que la tendencia es a seguir...	Levantamiento en terreno de la información del alimentador PALRAGONVALIA (Redes Troncales y Derivaciones Críticas)	km de red	Mantenimiento de 47 km de Red de Distribución	Plan Operativa de Mantenimiento	Kilometros programados / Kilometros ejecutados	Guarido de Equipos	10/01/2017	1/10/2016	30,0%	30,0%
					Realizar Poda de árboles y limpieza de trocha	km de red	Limpieza de trocha y poda de árboles cerca de las redes de distribución en las troncales y arranques críticos		Kilometros programados / Kilometros ejecutados	Guarido de Equipos	1/10/2016	1/09/2017		30,0%
					Instalar Línea de Guarda en las estructuras con cruces de 230 kV	km de red	Instalación de 3 km de línea de guarda		Kilometros programados / Kilometros ejecutados	Guarido de Equipos	1/02/2017	1/09/2017		35,0%
					Instalar filtros de onda en las estructuras ubicadas en las partes altas	Unidad	Instalación de 6 Filtros de onda		Kilometros programados / Kilometros ejecutados	Guarido de Equipos	10/03/2017	1/10/2017		80,0%

Aquí vemos una parte de las soluciones planteadas para el mejoramiento de las fallas del área rural del circuito PALRAGONVALIA que se pretende dejárselo a Centrales Eléctricas Norte de Santander para que reduzca el número de eventos y así se de una buena prestación del servicio eléctrico en las diferentes veredas que pertenece este circuito. Mas adelante en los anexos se mostrará completo el plan de mejoramiento el cual se dejará diseñado para que lo ejecuten.

3.6. CAMBIO DE TOPOLOGÍA DE LAS PROTECCIONES DE LOS TRANSFORMADORES.

La siguiente figura indica el esquema general de conexión de un DPS en modo común. Se debe tener como objetivo que la tensión residual del DPS sea casi igual a la aplicada al equipo, para lo cual la distancia “b” en lo posible no debe ser mayor de 50 cm y el conductor de conexión entre el DPS y el equipo lo más corto posible.

Figura 28. Circuito equivalente de montaje típico de DPS



Cuando circula por el conductor a tierra del pararrayos la corriente producida especialmente por las descargas atmosféricas, la onda de corriente baja por la puesta a tierra e induce en los conductores que forman el lazo inductivo una sobretensión que se manifiesta por lo general entre el extremo del buje o pasatapas y el tanque del transformador que lo conduce a fallar.

Cuando el pararrayos conduce la corriente del rayo, el Lazo inductivo actúa como una espira en paralelo con el transformador generando un voltaje dependiente de la pendiente de la corriente, el cual aparece entre cada pasatapas y el tanque del transformador y que puede ser calculado aproximadamente de la siguiente forma:

$$V(t) = L \left(\frac{di}{dt} \right)$$

(6)

Donde

L= es la inductancia

(di/dt)= es la pendiente de la corriente de la descarga.

V (t)= voltaje generado en el lazo

Para la instalación normalizada en Colombia, la inductancia puede tomar un valor medio de 3 H para unidades instaladas en el poste y 4 H para unidades instaladas en estructura de dos postes tipo "H".

Las tormentas eléctricas son fuentes de ondas de corriente muy escarpadas. Los rayos negativos se caracterizan por presentar esta propiedad, especialmente el segundo rayo subsecuente, como lo indican, Román [14].

También se indican como valores más probables para el máximo de (di/dt) 80KA/us y los valores más frecuentes para el primer subrayo negativo están entre 7 y 13KA/us y entre 25 y 30

KA/us para los rayos sucesivos.

3.6.1. Sobretensiones esperadas

La mayoría de los rayos son negativos. De acuerdo a los valores encontrados como típicos para este tipo de rayos - 25KA/us - y considerando 4uH como valor típico para la inductancia en paralelo con el transformador, existe una probabilidad del 50% de que aparezcan 100kV sobre el transformador. Este valor es muy superior al BIL normalmente utilizado en Colombia (95kV).

3.6.2. Factores que aumentan la criticidad de la corriente del rayo a la luz de la teoría de lazos inductivos.

Cambios de impedancia

Una de las posibles causas de incremento de las corrientes de alta pendiente que llegan al transformador son los cambios de impedancia cuando el pararrayos opera. En el instante de su operación, la impedancia característica cambia de un valor alto - 300 Ohmios - a la impedancia de la puesta en tierra - 10 o 15 - Ohmios -. Estos cambios de impedancia hacen que las corrientes se eleven hasta 1.9 veces, por efecto de reflexión, incrementando por lo tanto el (di/dt) de la Onda Incidente.

Comportamiento de la Tierra en estado transitorio

Otro factor que interviene en la formulación del problema corresponde a lo observado por respecto al comportamiento de la permisividad del suelo y la conductividad en el rango de frecuencia de los fenómenos transitorios. Ellos indican que la resistividad decrece con el aumento de la frecuencia. Este decrecimiento de la impedancia de puesta a tierra disminuye los voltajes de paso y de contacto, pero aumenta el (di/dt) de la corriente, siendo una condición desfavorable examinada a la luz de la Teoría de los Lazos Inductivos.

Comportamiento de la Resistencia no-lineal del pararrayos.

De acuerdo a la teoría de la operación de los pararrayos, es posible que por efecto del drástico cambio de impedancia en el momento en que el voltaje llega a su tensión de reacción, la corriente para alcanzar la onda del voltaje deba hacerse más escarpada. Este es uno de los comportamientos que debe investigarse en laboratorio.

CAPÍTULO 4

MARCO FINANCIERO

CENS desarrolla su gestión financiera atendiendo criterios de ética, transparencia, responsabilidad frente al riesgo y rigurosidad financiera, dentro del marco legal y estatutario y en línea con sus objetivos estratégicos. Lo anterior, para soportar las decisiones de inversión, obtención de recursos, reparto de excedentes financieros y manejo de liquidez, con el fin de maximizar el valor de la empresa y garantizar su sostenibilidad en el contexto del sano equilibrio entre lo social, lo económico y lo ambiental.

Centrales eléctricas utiliza como fuente de financiamiento para las actividades de mantenimiento, y sus ampliaciones el dinero recogido por medio de la facturación, esto con el fin de mantener una buena calidad del servicio eléctrico. Esto se hace mediante los los procedimientos de Administración, Operación, y Mantenimiento (AOM).

Para los costos de mantenimiento del presente proyecto se realiza un presupuesto de los costos económicos, para los diferentes trabajos a realizar. Dependerá de CENS la realización del mantenimiento para la disminución de fallas en transformadores del área rural de PALRAGONVALIA.

Tabla 17. Presupuesto plan de mejoramiento para circuito PALRAGONVALIA.

Tipo	Código	Descripción	Unidad	Cantidad	Valor unitario	Total
MAT	447	CRUCETA METALICA 2 ml	unidad	6	\$ 37.120,00	\$ 222.720,00
MAT	545	ESPARRAGO GALVANIZADO 5/8"x14"	unidad	19	\$ 3.725,86	\$ 70.791,34
MAT	471	DIAGONAL RECTA METALICA 144 cm	unidad	2	\$ 21.726,80	\$ 43.453,60
MAT	700	CUCHILLA SECCIO MONOPOL 13.2KV	unidad	5	\$ 207.524,00	\$ 1.037.620,00
MAT	689	SUELO ARTIFICIAL BAJA IMPEDANC	KG	15	\$ 3.647,44	\$ 54.711.60
MAT	386	ABRAZADERA DOBLE 6" - 7"	unidad	4	\$ 9.189,14	\$ 36.756,56
MAT	508	GRAPA RETEN ALUM 6-2/0 AWG	unidad	8	\$ 35.248,97	\$ 281.991,76

MAT	325	CABLE ALUMINIO ACSR # 1/0 AWG	MI	15	\$ 1.487,49	\$ 22.312,35
MAT	601	VIGUETA CONCRETO	unidad	2	\$ 13.307,47	\$ 26.614,94
MAT	599	VARILLA ANCLAJE 5/8" x 1.80 ml	unidad	2	\$ 14.305,18	\$ 28.610,36
MAT	321	CABLE ACERO 1/4" EXTRA ALTA RE	MI	40	\$ 806,20	\$ 32.248,00
MAT	419	ARANDELA CUAD. 5/8"x4"x4"X1/8"	unidad	1	\$ 2.240,34	\$ 2.240,34
MAT	404	ANGULAR V 48" CRUC. MADERA	unidad	4	\$ 18.141,51	\$ 72.566,04
MAT	384	ABRAZADERA DOBLE 4" - 5"	unidad	2	\$ 8.526,00	\$ 17.052,00
MAT	571	PERNO GALVANIZADO 5/8" x 2"	unidad	4	\$ 1.047,53	\$ 4.190,12
MAT	110 1	FILTRO ONDA PROTEC LINE 13.2KV	unidad	4	\$ 580.546,92	\$ 2.322.187,68
MAT	693	DPS 12 KV 10 KA SINTETICO	unidad	2	\$ 60.809,41	\$ 121.618,82
MAT	600	VARILLA COBRE 5/8" x 2.40 ml	unidad	4	\$ 96.744,82	\$ 386.979,28
MAT	152 0	CORTACIRCUITO 15 KV AP-BAJ-CAR	unidad	3	\$ 290.273,76	\$ 870.821,28
MAT	451	CRUCETA METALICA 2.40 MI	unidad	1	\$ 44.544,00	\$ 44.544,00
MAT	104	POSTE MADERA INMUNIZADA 12ml	unidad	1	\$ 469.086,37	\$ 469.086,37
MOB	245 6	TRABAJO CUADRILLA TIPO REDES, INCLUYE TRANSPORTE (Vehículo tipo camioneta y moto) HERRAMIENTA, ELEMENTOS DE SEGURIDAD Y SEÑALIZACION, UN CAPORAL, 4 LINIEROS JORNADA DIURNA	HORA	32	\$ 95.450,00	\$ 3.054.400,00
MOB	274 6	PODA - EJECUCION Y LIMPIEZA (RECOLECCION DE MATERIAL) DE TROCHA DE 15 MTS DE ANCHO	KM	4	\$ 285.318,85	\$ 1.141.275,41

subtotal:	\$ 10.364.791,85
------------------	---------------------

Materiales con IVA:

\$ 6.169.116,44 IVA Materiales (16%)

\$ 987.058,63 Mano de obra sin AIU.:

\$ 4.195.675,41

A.I.U. Mano de Obra (22%): \$ 923.048,59

**ONCE MILLONES DOSCIENTOS OCHENTA Y SIETE MIL OCHOCIENTOS CUARENTA PESOS
CON CUARENTAICUATRO CENTAVOS.**

Total: \$ 11.287.840,44

RECOMENDACIONES

- Cambiar la topología de la Instalación de los DPS siguiendo los parámetros establecidos en el RETIE 2013; es decir ubicarlos lo más cerca a la carcasa del equipo y el conexionado del DPS.
- Instalar manguera dieléctrica en los sectores donde se presenta alta vegetación en el circuito Palragonvalia, con el fin de reducir los costos que la empresa está asumiendo por concepto de poda y carro canasta.
- Cambiar cortacircuitos por cuchillas seccionadoras en la red troncal y hacia las derivaciones también realizar ajuste de protecciones e instalar seccionamientos donde no existan.
- Realizar el apantallamiento de las zonas rurales con alta influencia de descargas atmosféricas, además de mejorar los sistemas de puesta a tierra ya que estas contribuyen a la protección de los transformadores.
- Se amplíe el estudio para los sectores de distribución rural del área de influencia de la regional Pamplona en los cuales se presenten fallas en los transformadores de distribución para realizar una correcta protección de estos.

CONCLUSIONES

- Este proyecto ha contribuido de manera muy importante para identificar los sectores críticos, a los cuales hay que estarlos monitoreando constantemente, y las actividades que se han elaborado en este plan de mantenimiento van de acuerdo a las causas que se lograron identificar que están originando las fallas las cuales hay que implementar en estos sectores para la disminución de las salidas forzadas.
- Se encontró que en las fallas por falta coordinación de protecciones, se estaban reflejando sobre la línea troncal, cuando estas se presentan en las líneas de B.T. como se pudo ver en los arranques vereda palo gordo, vereda san José, vereda corrales, para los cuales se realizó el ajuste de las protecciones.
- En el circuito PALRAGONVALIA existen zonas con un alto índice de nivel cerámico en las zonas de la Vda Palo colorado, Vda manzanares, y la Vda san José de Tonchala, además en estas derivaciones los sistemas de puesta a tierra no cumplen con los valores de resistencia establecidos por el RETIE lo que ocasiona daños en los equipos y desconexiones de sectores mayormente en el área rural de Ragonvalia.
- El circuito PALRAGONVALIA tiene falencia en los ajustes de la coordinación de protecciones, por lo cual se debe garantizar que en las derivaciones halla una efectiva y se instalen las protecciones adecuadas para que no afecte los demás circuitos garantizando un sistema seguro y confiable.
- Los transformadores de la celda PALRAGONVALIA se encuentran instalados con las protecciones de sobretensiones alejado del transformador, lo que podría mejorarse realizando una disminución de lazo inductivo colocando los pararrayos sobre el cuerpo del transformador.
- En los datos tomados por el software LINETview se evidencia el alto nivel de descargas atmosféricas para las zonas de San José de Tonchala y San miguel, y en el recorrido realizado se encontró falencia en el apantallamiento a las estructuras.
- En los recorridos realizados a la troncal de media tensión del circuito PALRAGONVALIA y sus derivaciones se encontraron una serie de inconvenientes en algunas de las estructuras que son los causantes de las interrupciones no programadas de este circuito.
- La empresa Centrales Eléctricas de Norte de Santander busca constantemente ofrecer un suministro de energía eléctrica de calidad y de manera continua a la totalidad de sus usuarios, además de cumplir los índices que estipula la comisión de regulación de energía y gas.

GLOSARIO DE TÉRMINOS

- **Aisladores:** Sirven para mantener un conductor fijo, separado y aislado de partes que en general no están bajo tensión (a tierra).
- **Alambre:** Hilo o filamento de metal, trefilado o laminado, para conducir corriente eléctrica.
- **Arco eléctrico:** Haz luminoso producido por el flujo de corriente eléctrica a través de un medio aislante, que produce radiación y gases calientes.
- **Cable:** Conjunto de alambres sin aislamiento entre sí y entorchado por medio de capas concéntricas.
- **Calidad:** La totalidad de las características de un ente que le confieren la aptitud para satisfacer necesidades explícitas e implícitas. Es un conjunto de cualidades o atributos, como disponibilidad, precio, confiabilidad, durabilidad, seguridad, continuidad, consistencia, respaldo y percepción.
- **Carga:** La potencia eléctrica requerida para el funcionamiento de uno o varios equipos eléctricos o la potencia que transporta un circuito.
- **Capacidad de corriente:** Corriente máxima que puede transportar continuamente un conductor en las condiciones de uso, sin superar la temperatura nominal de servicio.
- **Capacidad o potencia instalada:** Es la sumatoria de las cargas en kVA continuas y no continuas, diversificadas, previstas para una instalación de uso final. Igualmente, es la potencia nominal de una central de generación, subestación, línea de transmisión o circuito de la red de distribución.
- **Capacidad nominal:** El conjunto de características eléctricas y mecánicas asignadas a un equipo o sistema eléctrico por el diseñador, para definir su funcionamiento bajo unas condiciones específicas.
- **Circuito eléctrico:** Lazo cerrado formado por un conjunto de elementos, dispositivos y equipos eléctricos, alimentados por la misma fuente de energía y con las mismas protecciones contra sobretensiones y sobrecorrientes. No se toman los cableados internos de equipos como circuitos.
- **Conductor activo:** Aquella parte destinada, en su condición de operación normal, a la transmisión de electricidad y por tanto sometidas a una tensión en servicio normal.
- **Conductor energizado:** Todo aquel que no está conectado a tierra.
- **Conductor neutro:** Conductor activo conectado intencionalmente al punto neutro de un transformador o instalación y que contribuye a cerrar un circuito de corriente.

- **Conductor a tierra:** También llamado conductor del electrodo de puesta a tierra, es aquel que conecta un sistema o circuito eléctrico intencionalmente a una puesta a tierra.
- **Confiabilidad:** Capacidad de un dispositivo, equipo o sistema para cumplir una función requerida, en unas condiciones y tiempo dados. Equivale a fiabilidad.
- **Consignación:** Conjunto de operaciones destinadas a abrir, bloquear y formalizar la intervención sobre un circuito.
- **Contacto directo:** Es el contacto de personas o animales con conductores activos de una instalación eléctrica.
- **Contacto eléctrico:** Acción de unión de dos elementos con el fin de cerrar un circuito. Puede ser de frotamiento, de rodillo, líquido o de presión.
- **Contacto indirecto:** Es el contacto de personas o animales con elementos o partes conductivas que normalmente no se encuentran energizadas. Pero en condiciones de falla de los aislamientos se puedan energizar.
- **Corriente eléctrica:** Es el movimiento de cargas eléctricas entre dos puntos que no se hallan al mismo potencial, por tener uno de ellos un exceso de electrones respecto al otro.
- **Cortocircuito:** Unión de muy baja resistencia entre dos o más puntos de diferente potencial del mismo circuito.
- **Dispositivo de protección contra sobretensiones transitorias:** Dispositivo diseñado para limitar las sobretensiones transitorias y conducir las corrientes de impulso. Contiene al menos un elemento no lineal.
- **Disponibilidad:** Certeza de que un equipo o sistema sea operable en un tiempo dado. Cualidad para operar normalmente.
- **Electricidad:** El conjunto de disciplinas que estudian los fenómenos eléctricos o una forma de energía obtenida del producto de la potencia eléctrica consumida por el tiempo de servicio. El suministro de electricidad al usuario debe entenderse como un servicio de transporte de energía, con una componente técnica y otra comercial.
- **Eléctrico:** Aquello que tiene o funciona con electricidad.
- **Empresa:** Unidad económica que se representa como un sistema integral con recursos humanos, de información, financieros y técnicos que produce bienes o servicios y genera utilidad.
- **Evento:** Es una manifestación o situación, producto de fenómenos naturales, técnicos o sociales que puede dar lugar a una emergencia.
- **Falla:** Degradación de componentes. Alteración intencional o fortuita de la capacidad de un

sistema, componente o persona, para cumplir una función requerida.

- **Fase:** Designación de un conductor, un grupo de conductores, un terminal, un devanado o cualquier otro elemento de un sistema polifásico que va a estar energizado durante el servicio normal.
- **Fusible:** Componente cuya función es abrir, por la fusión de uno o varios de sus componentes, el circuito en el cual está insertado.
- **Índice Anual Agrupado de la Discontinuidad:** Índice de discontinuidad que relaciona la cantidad promedio de energía no suministrada por cada unidad de energía suministrada por un OR durante el año de evaluación, el cual se obtiene como el promedio de los ITAD del respectivo año.
- **Índice de Referencia Agrupado de la Discontinuidad:** Índice de discontinuidad que relaciona la cantidad promedio de energía no suministrada por cada unidad de energía suministrada por un OR durante el período usado como referencia.
- **Índice Trimestral Agrupado de la Discontinuidad:** Índice de discontinuidad que relaciona la cantidad promedio de energía no suministrada por cada unidad de energía suministrada por un OR durante el trimestre de evaluación.
- **Indisponibilidad:** Se define como el tiempo sobre un período dado, durante el cual un activo de uso no estuvo en servicio o disponible para el servicio, con toda o parte de su capacidad nominal.
- **Instalación eléctrica:** Conjunto de aparatos eléctricos, conductores y circuitos asociados, previstos para un fin particular: generación, transmisión, transformación, conversión, distribución o uso final de la energía eléctrica.
- **Intensidad nominal:** Intensidad para la que está diseñada los dispositivos sin que existan fallos. Si se excede, pueden aparecer problemas de calentamiento excesivo y producirse esfuerzos mecánicos.
- **Interruptor:** Aparato de maniobra mecánico, capaz de establecer, conducir e interrumpir corrientes en condiciones normales del circuito; y también de conducir por un tiempo determinado, e interrumpir corrientes en determinadas condiciones anormales como las de cortocircuito.
- **Línea aérea:** Es el elemento de transporte o distribución formado por conductores desnudos apoyados sobre elementos aislantes que, a su vez, son mantenidos a una determinada altura sobre el suelo y en una determinada posición por medio de apoyos repartidos a lo largo de su recorrido.
- **Línea eléctrica:** Conjunto compuesto por conductores, aisladores, estructuras y accesorios destinados al transporte de energía eléctrica.
- **Línea viva:** Término aplicado a una línea con tensión o línea energizada.

- **Maniobra:** Conjunto de procedimientos tendientes a operar una red eléctrica en forma segura.
- **Mantenimiento:** Conjunto de acciones o procedimientos tendientes a preservar o restablecer un bien, a un estado tal que le permita garantizar la máxima confiabilidad.
- **Operador de Red:** Persona encargada de la planeación, la expansión, las inversiones, la operación y el mantenimiento de todo o parte de un STR o SDL, incluidas sus conexiones al STN. Los activos pueden ser de su propiedad o de terceros. El OR siempre debe ser una empresa de servicios públicos domiciliarios.
- **Pararrayos:** Elemento metálico resistente a la corrosión, cuya función es interceptar los rayos que podrían impactar directamente sobre la instalación a proteger. Más técnicamente se denomina terminal de captación.
- **Puesta a tierra:** Grupo de elementos conductores equipotenciales, en contacto eléctrico con el suelo o una masa metálica de referencia común, que distribuye las corrientes eléctricas de falla en el suelo o en la masa. Comprende electrodos, conexiones y cables enterrados.
- **Punto neutro:** Es el nodo o punto común de un sistema eléctrico polifásico conectado en estrella o el punto medio puesto a tierra de un sistema monofásico.
- **Rayo:** La descarga eléctrica atmosférica o más comúnmente conocida como rayo, es un fenómeno físico que se caracteriza por una transferencia de carga eléctrica de una nube hacia la tierra, de la tierra hacia la nube, entre dos nubes, al interior de una nube o de la nube hacia la ionosfera.
- **Seccionador:** Dispositivo destinado a hacer un corte visible en un circuito eléctrico y está diseñado para que se manipule después de que el circuito se ha abierto por otros medios.
- **Seguridad:** Estado de riesgo aceptable o actitud mental de las personas.
- **Servicio público domiciliario de energía eléctrica:** Es el transporte de energía eléctrica desde las redes regionales de transmisión hasta el domicilio del usuario final, incluida su conexión y medición.
- **Sistema de Distribución Local:** Sistema de transporte de energía eléctrica compuesto por el conjunto de líneas y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan a los niveles de tensión 3, 2 y 1 dedicados a la prestación del servicio en un mercado de comercialización.
- **Sistema de Transmisión Regional:** Sistema de transporte de energía eléctrica compuesto por los activos de conexión del OR al STN y el conjunto de líneas, equipos y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan en el nivel de tensión 4. Los STR pueden estar conformados por los activos de uno o más operadores de red.
- **Sistema de Transmisión Nacional:** Es el sistema interconectado de transmisión de energía eléctrica compuesto por el conjunto de líneas, equipos de compensación y subestaciones que

operan a tensiones iguales o superiores a 220 KV, los transformadores con este nivel de tensión en el lado de baja y los correspondientes módulos de conexión.

- **Sobrecarga:** Funcionamiento de un elemento excediendo su capacidad nominal.
- **Sobretensión:** Tensión anormal existente entre dos puntos de una instalación eléctrica, superior a la tensión máxima de operación normal de un dispositivo, equipo o sistema.
- **Subestación:** Conjunto único de instalaciones, equipos eléctricos y obras complementarias, destinado a la transferencia de energía eléctrica, mediante la transformación de potencia.
- **Tensión:** La diferencia de potencial eléctrico entre dos conductores, que hace que fluyan electrones por una resistencia. Tensión es una magnitud, cuya unidad es el voltio; un error frecuente es hablar de “voltaje”.
- **Tensión nominal:** Tensión a la que debe funcionar los dispositivos sin que existan fallos de funcionamiento.
- **Tierra (ground o earth):** Para sistemas eléctricos, es una expresión que generaliza todo lo referente a conexiones con tierra. En temas eléctricos se asocia a suelo, terreno, tierra, masa, chasis, carcasa, armazón, estructura o tubería de agua. El término “masa” sólo debe utilizarse para aquellos casos en que no es el suelo, como en los aviones, los barcos y los carros.
- **Usuario:** Persona natural o jurídica que se beneficia con la prestación de un servicio público, bien como propietario del inmueble en donde éste se presta, o como receptor directo del servicio, también se le llama consumidor.

ABREVIATURAS

AOM: Administración, operación y mantenimiento

A.T.: Alta Tensión

B.T.: Baja Tensión

DPS: Dispositivo de protección contra sobrecorriente.

CENS: Centrales eléctricas de Norte de Santander

CREG: Comisión de regulación de energía y gas.

CSP: Complete Self Protected (Completamente autoprotegido)

ES: Energía Suministrada.

ENS: Energía no suministrada.

IAAD: Índice Anual Agrupado de la Discontinuidad.

IRAD: Índice de Referencia Agrupado de la Discontinuidad.

ITAD: Índice Trimestral Agrupado de la Discontinuidad.

OR: Operador de red.

RETIE: Reglamento técnico de instalaciones eléctricas.

SDL: Sistema de Distribución Local.

SSPD: Superintendencia de servicios públicos domiciliarios.

STR: Sistema de Transmisión Regional.

STN: Sistema de Transmisión Nacional.

LAC: el Liquidador y Administrador de Cuenta

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] H. Yamada, R. Martínez. (2009). “Proceso de diagnóstico para detección de fallas en transformadores”, Uruguay.
- [2] Marchán G. Bettelli. (2010). “Elaboración de manual de procedimientos para la detección y prevención de fallas operativas en los transformadores de media y baja tensión”. Barcelona.
- [3] Pérez A. Pedro. (2001). “Transformadores de distribución: teoría, cálculos, construcción y pruebas”. Editorial Reverté. Segunda edición. México.
- [4] Abella M. M^a Belén. (s.f.). “Mantenimiento Industrial”. Universidad Carlos III. Área de Ingeniería Mecánica.
- [5] García G. Santiago. (2009). “Mantenimiento predictivo”. Ed. RENOVETEC.
- [6] ICONTEC. (2000). “Comité de transformadores del ICONTEC. Proyecto de guía para reclamaciones de transformadores de distribución”.
- [7] Terrero J. Dora, Hernández A. Orestes. (2001). “Análisis de las fallas en los transformadores de distribución”. Revista Energética Vol. XXIII, No. 2/2002. Cuba.
- [8] Morón, N. (1992). *Revisión Global y Actualización de la Coordinación de Protección y de la Red de Distribución Eléctrica de la Cigarrera Bigott, Planta Caracas*. Trabajo de Grado, Ingeniería Eléctrica, Universidad Metropolitana, Caracas
- [9] Gary, A. (1994). *Evaluación de Confiabilidad en Sistemas Eléctricos de Distribución*. Tesis de Grado, Maestría en Ciencias de la Ingeniería, Pontificia Universidad Católica de Chile, Chile. Disponible en: <http://www2.ing.puc.cl/power/publications/thesis.html> [2004, 20 de Noviembre]
- [10] ICONTEC. (2008). “NTC 4552 - Protección contra descargas eléctricas atmosféricas (Rayos)”.
- [11] Procobre. (2009). “Puestas a tierra”. Santiago de Chile.
- [12] ICONTEC. (2008). “NTC 4552 - Protección contra descargas eléctricas atmosféricas (Rayos)”.
- [13] **Comisión** de regulación de energía y gas. (2016). “Resolución 097”. Colombia.
- [14] Román C. Francisco. (s.f.). “La teoría de los lazos inductivos y las fallas de los transformadores de distribución en Colombia”.
- [15] Guzman, G (2012). Manual para coordinación de fusibles en la red de media tensión universidad de Costa Rica, IEC0502 Proyecto eléctrico.

[16] Centrales Eléctricas Norte de Sanatder. (2106). Esquema de protección a implementar en circuitos cens (Gestión Integrada). Departamento operación integrada.

ANEXOS: REGISTRO FOTOGRÁFICO

Anexo 1



Se observa cortacircuitos y DPS por evento recomendando salvaguardar mas los dispositivos para que no vuelvan a presentar daños emergentes en las redes de distribución verificando mas la cordiancion de protecciones.

Anexo 2



Se observa estructura dañada por lo tanto la línea podría ocasionar interrupción en los usuarios de la vereda corrales, recomendación cambio inmediato de poste.

Anexo 3



Vereda san miguel observamos una falla transitoria se recomienda colocar cable ecológico donde la continuidad del servicio eléctrico se ve interrumpida por el contacto momentáneo o permanente de ramas de árboles, o de animales que tocan los conductores de líneas aéreas desnudas. La implementación del cable minimizara la frecuencia de las podas