

INFLUENCIA DE LAS PROTECCIONES DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE CAMPO  
SANTIAGO EN LA CONTINUIDAD DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO

LUIS GABRIEL MORENO ROMERO

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-MECÁNICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA  
MAESTRÍA EN GERENCIA DE MANTENIMIENTO  
BUCARAMANGA  
2017

INFLUENCIA DE LAS PROTECCIONES DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE CAMPO  
SANTIAGO EN LA CONTINUIDAD DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO

LUIS GABRIEL MORENO ROMERO

Trabajo de grado para optar el título de  
Magíster en Gerencia de Mantenimiento

Director  
PhD. OSCAR ARNULFO QUIROGA  
Ingeniero eléctrico

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-MECÁNICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA  
MAESTRÍA EN GERENCIA DE MANTENIMIENTO  
BUCARAMANGA  
2017

## **DEDICATORIA**

A Dios. Me ha permitido tener la cabeza en alto y mirar siempre al frente. Me ha permitido dar este paso el cual es uno de muchos más.

A mi madre, Luz Marina por su apoyo, su constancia y sus consejos.

A mi esposa Elena y mis hijas Sofía y Gabriela quienes con paciencia aguantaron mi ausencia mientras asistía a clases, son el impulso en mi vida

## **AGRADECIMIENTOS**

El autor expresa sus agradecimientos a:

- A mi madre, a quien le debo quien soy.
- Oscar Quiroga, director de proyecto, por su orientación, paciencia y dedicación.
- Claudio Palacios, Gerente de Operaciones OMIA Colombia SAS quien me dio el tiempo necesario para estudiar
- Julio Cesar Penagos, Jefe de Mantenimiento VRE ECOPETROL quien me ayudo organizando los turnos para poder asistir a clases

## CONTENIDO

INTRODUCCIÓN.....	18
1. GENERALIDADES DEL PROYECTO .....	20
1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA .....	20
1.2 JUSTIFICACIÓN .....	21
1.3 HIPÓTESIS.....	21
1.4 OBJETIVOS .....	22
1.4.1 Objetivo General. ....	22
1.4.2 Objetivos Específicos. ....	22
2. MARCO REFERENCIAL .....	23
2.1 MARCO CONCEPTUAL.....	23
2.1.1 Gestión del mantenimiento. ....	23
2.1.2 Mantenimiento eléctrico. ....	23
2.1.3 Mantenimiento Predictivo. ....	25
2.1.4 Análisis CMD (Confiabilidad, Mantenibilidad y Disponibilidad). ....	25
2.1.5 Sistemas de protección.....	27
2.1.6 Fallas. ....	28
2.2 MARCO LEGAL.....	34
3. ANÁLISIS DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES EN MEDIA Y BAJA TENSIÓN SISTEMA ELÉCTRICO CAMPO SANTIAGO DE ECOPETROL S.A. ....	35
3.1 METODOLOGÍA .....	35
3.2 ANÁLISIS DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES .....	40
3.2.1 TRANSFORMADORES. ....	40
3.2.2 Motores .....	45
3.2.3 Conductores. ....	47
4. ANALISIS DE FALLAS DE CAMPO SANTIAGO 2015 .....	51
4.1 ANALISIS DE FALLAS ELECTRICAS Y DIFERIDAS DEL 2015.....	51
4.2 ANALISIS DE FALLAS ELECTRICAS Y DIFERIDAS DEL 2016.....	55
4.3 COSTOS DE LA IMPLEMENTACIÓN DE LA COORDINACIÓN DE PROTECCIONES .....	58
4.4.1 Resultados en los Black Out.. ....	59
4.4.3 Resultados de la mano de obra técnica utilizada en atención de eventos. ....	60
4.4.4 Resumen de resultados. ....	60
5. PLAN DE MANTENIMIENTO ELECTRICO CAMPO SANTIAGO .....	61
5.1 GENERALIDADES.....	61
5.1.1 Objeto.....	62

5.1.2 Alcance.....	62
5.1.3 Responsables .....	62
5.2 PROCEDIMIENTO .....	62
5.2.1 Definición y Objetivos.....	62
5.2.2 Estrategia de implementación. ....	63
5.2.3 Análisis de criticidad de equipos. ....	64
5.2.4 Grupo evaluador. ....	66
5.2.5 Áreas a evaluar consecuencias. ....	66
5.2.6 Equipos críticos por definición.....	67
5.2.7 Información Previa / experiencia .....	69
5.2.8 Criterios de determinación de criticidad .....	69
5.2.9 Ponderación de la criticidad. ....	70
5.2.10 Evaluación de las consecuencias de las fallas. ....	70
5.2.11 Evaluación de la probabilidad de ocurrencia de la falla. ....	73
5.2.12 Monitoreo de condición básica para implementar en el servicio - línea base. ....	77
5.3 MANTENIMIENTO PREDICTIVO ESPECIALIZADO .....	78
5.3.1 Descripción de técnicas de mantenimiento predictivo.....	78
5.3.1.20 Medición de puesta a tierra. ....	94
5.3.2 Resumen mediciones.....	94
5.4 MODOS DE FALLA.....	95
5.4.1 Mantenimiento predictivo por aislación térmica.....	95
5.4.2 Mantenimiento predictivo por análisis de aceite transformador.....	96
5.4.3 Mantenimiento predictivo por espectro de corriente eléctrica.....	97
5.4.4 Técnicas de monitoreo de condición básica de funcionamiento.....	97
5.4.5 Mantenimiento predictivo por análisis de vibraciones.....	98
5.4.6 Mantenimiento predictivo por termografía infrarroja.....	98
5.5 INDICADORES DE MANTENIMIENTO.....	99
5.5.1. Definición de indicadores. ....	99
5.5.2 Indicadores de mantenimiento.....	100
6. PLAN DE MEJORA .....	109
6.1 PROPUESTA DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES EN GENERADORES.....	109
6.2 DISPOSITIVOS DE AISLAMIENTO Y BARRERAS PARA PROTECCIÓN DE FAUNA EN ESTRUCTURAS .....	123
6.3 DISPOSITIVOS PARA PROTECCIÓN DE FAUNA EN CABLEADO AÉREO DE REDES DE DISTRIBUCIÓN 34.5 KV .....	126
6.4 ANÁLISIS DE PUNTOS DE FALLA POR TIPO DE ESTRUCTURA.....	128

6.5 ANÁLISIS DE PUNTOS DE FALLA PARA CADA TIPO DE CONFIGURACIÓN DE  
CABLEADO AÉREO ..... 148

7. CONCLUSIONES..... 156

BIBLIOGRAFÍA ..... 160

## LISTAS DE FIGURAS

Figura 1. Proceso de la señal de falla y los equipos que intervienen. ....	27
Figura 2. Tipos de cortocircuitos.....	32
Figura 3. Característica típica de operación para la función diferencial. ....	44
Figura 4. Curva característica de arranque para motores.....	45
Figura 5. Información de las fallas por sectores. ....	52
Figura 6. Porcentaje en generación y redes. ....	52
Figura 7. Matriz de evaluación del riesgo para análisis de criticidad.....	75
Figura 8. Diagrama de flujo. ....	75
Figura 9. Matriz de responsabilidades. ....	76
Figura 10. Configuración correcta por Panel Frontal Reconectores Nulec Serie N. ....	111
Figura 11. Desviadores de vuelo <i>bird diverters</i> .....	127
Figura 12. Desviadores de vuelo <i>firefly diverters</i> .....	127
Figura 13. Forma de instalar los desviadores de vuelo. ....	128
Figura 14. Estructura P1 Aislamiento en Retención disposición H con cable de guarda hasta 34.5kV. ....	129
Figura 15. Estructura P103 Aislamiento en espigo disposición semibandera con cable de guarda hasta 34.5kV. ....	130
Figura 16. Estructura P112 Aislamiento en espigo disposición semibandera con cable de guarda hasta 34.5kV. ....	131
Figura 17. Estructura S125 Aislamiento en Disco disposición triangular con cable de guarda hasta 34.5kV. ....	132
Figura 18. Estructura R131 circuito de retención disposición triangular con cable de guarda hasta 34.5kV. ....	133
Figura 19 Estructura R300 con cable de guarda hasta 34.5kV. ....	134
Figura 20. Estructura R4 vista superior con cable de guarda hasta 34.5kV. ....	135
Figura 21. Estructura R4 vista frontal con cable de guarda hasta 34.5kV.....	136
Figura 22. Estructura R550 con cable de guarda hasta 34.5kV. ....	138
Figura 23. Estructura R560 circuito de retención disposición triangular con cable de guarda hasta 34.5kV. ....	139
Figura 24. Estructura R560 circuito de retención disposición triangular con cable de guarda hasta 34.5kV. ....	140
Figura 25. Estructura R580 con cable de guarda hasta 34.5kV. ....	140
Figura 26. Estructura R580 con cable de guarda hasta 34.5kV .....	141
Figura 27. Estructura S121 con cable de guarda hasta 34.5kV.....	142
Figura 28. Porcentaje de fallas por especies de aves para estructuras S121.....	143

Figura 29. Estructura S126 con cable de guarda hasta 34.5kV.....	143
Figura 30.Estructura S126 con cable de guarda hasta 34.5kV. ....	145
Figura 31. Estructura SH225 con cable de guarda hasta 34.5kV.....	146
Figura 32. Estructura SH226 con cable de guarda hasta 34.5kV.....	147
Figura 33. Distancias de construcción para estructura P103. ....	148
Figura 34. Puntos vulnerables a fallas por aves para estructuras P103. ....	149
Figura 35. Puntos de falla por disposición de conductores en estructuras S126.....	150
Figura 36. Puntos vulnerables a fallas por aves en estructura S125 y R131 ....	151
Figura 37. Puntos vulnerables a fallas por aves en estructura SH225.....	152
Figura 38. Estructura SH221 puntos vulnerables a fallas por aves. ....	153
Figura 39. Puntos vulnerables a fallas por aves en estructura R550.....	154
Figura 40. Puntos vulnerables a fallas por aves en estructura S121. ....	155

## LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Análisis de los Costos de la implementación coordinación de protecciones. ....	59
Tabla 2. Reducción de los black out. ....	59
Tabla 3. Resultado de las diferidas después de implementar la coordinación de protecciones. ...	60
Tabla 4. Resultados del costo de la mano de obra técnica utilizada en atención de eventos .....	60
Tabla 5. Costos de la implementación coordinación de protecciones. ....	61
Tabla 6. Evaluación de las consecuencias de las fallas .....	71
Tabla 7. Evaluación de la Probabilidad de ocurrencia de la falla .....	74
Tabla 8. Índice de polarización estado de la aislación. ....	86
Tabla 9. OT emitidas.....	100
Tabla 10. Horas hombre por mantenimiento.....	101
Tabla 11. Costo por mantenimiento. ....	103
Tabla 12. Equipo mayor gasto mensual.....	103
Tabla 13. Equipo mayor gasto anual. ....	104
Tabla 14. Ajustes sugeridos para protección de sobrecorriente de los AGC de generadores de campo Santiago. ....	110
Tabla 15. Ajustes de sobrecorriente para relés multifunción ubicados en Campo Santiago.....	122
Tabla 16. Dispositivos de aislamiento y barreras para protección de fauna en estructuras. ....	123
Tabla 17. Porcentaje de fallas por especies de aves para estructuras P103. ....	130
Tabla 18. Porcentaje de fallas por especies de aves para estructuras P103.....	131
Tabla 19. Porcentaje de fallas por especies de aves para estructuras P112. ....	132
Tabla 20. Porcentaje de fallas por especies de aves para estructuras S125. ....	133
Tabla 21. Porcentaje de fallas por especies de aves para estructuras R131.....	134
Tabla 22. Porcentaje de fallas por especies de aves para estructuras R3. ....	135
Tabla 23. Porcentaje de fallas por especies de aves para estructuras R4. ....	137
Tabla 24. Porcentaje de fallas por especies de aves para estructuras R550.....	138
Tabla 25. Porcentaje de fallas por especies de aves para estructuras R560 .....	139
Tabla 26. Porcentaje de fallas por especies de aves para estructuras R580.....	141
Tabla 27. Porcentaje de fallas por especies de aves para estructuras S126. ....	144
Tabla 28. Porcentaje de fallas por especies de aves para estructuras SH225.....	146
Tabla 29. Porcentaje de fallas por especies de aves para estructuras SH226.....	147
Tabla 30. Probabilidad de falla para conductores en estructuras P103. ....	149
Tabla 31. Probabilidad de falla para conductores en estructuras S125 Y R131. ....	150
Tabla 32. Probabilidad de falla para conductores en estructuras S125 Y R131. ....	151
Tabla 33. Probabilidad de falla para conductores en estructuras SH225.....	152

Tabla 34. Probabilidad de falla para conductores en estructuras S125..... 153  
Tabla 35. Probabilidad de falla para conductores en estructuras S125..... 154  
Tabla 36. Probabilidad de falla para conductores en estructuras S121..... 155

## LISTA DE GRÁFICAS

Gráfica 1. Eventos asociados a fallas en sistema eléctrico.....	53
Gráfica 2. Tiempo de paros por fallas en sistema eléctrico (min) .....	53
Gráfica 3. Total diferidas por fallas en sistema eléctrico (bls) .....	54
Gráfica 4. Pareto malos actores por eventos sistema eléctrico 2015 .....	54
Gráfica 5. Análisis de fallas eléctricas y diferidas 2016 .....	55
Gráfica 6. Eventos asociados a fallas en sistema eléctrico. ....	56
Gráfica 7. Tiempo de paros por fallas en sistema eléctrico (min) .....	57
Gráfica 8.Total diferidas por fallas en sistema eléctrico.....	57
Gráfica 9. Pareto malos actores pro eventos sistema eléctrico 2016 .....	58
Gráfica 10. Curvas de sugerida para AGC Generador G15. ....	113
Gráfica 11. Curvas de sugerida para AGC Generadores G14, G13 y G12. ....	114
Gráfica 12. Curvas de sugerida para AGC Generador G11.....	115
Gráfica 13. Curvas de sugerida para AGC Generadores G10 y G9. ....	116
Gráfica 14. Curvas de sugerida para AGC Generador G8. ....	117
Gráfica 15. Curvas de sugerida para AGC Generador G7. ....	118
Gráfica 16. Curvas de sugerida para AGC Generadores G6, G3, G2 y G1.....	119
Gráfica 17. Curvas de sugerida para AGC Generadores G5 y G4. ....	120
Gráfica 18. Curvas para funciones de tierra de dispositivos de protección en la red de 34.5 kV	121

## **LISTA DE ANEXOS**

Anexo A. Análisis de coordinación de protecciones sistema eléctrico campo Santiago – Ecopetrol S.A.

Anexo B. Interruptores en baja tensión

Anexo C. Tabla de inconvenientes de coordinación de protecciones

Anexo D. Tabla de ajustes de dispositivo de protección

Anexo E. Diagramas Unifilares Campo Santiago

Nota: Los Anexos se encuentran en carpeta adjunta en el CD-ROM

## RESUMEN

**TITULO:** INFLUENCIA DE LAS PROTECCIONES DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE CAMPO SANTIAGO EN LA CONTINUIDAD DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO.\*

**AUTOR:** LUIS GABRIEL MORENO ROMERO\*\*

**PALABRAS CLAVE:** Líneas de transmisión, normatividad, diseño.

**DESCRIPCIÓN:** Este documento está organizado en tres grandes partes: en la primera parte se realizó un análisis de la coordinación de las protecciones y se comprobó el estado actual de las mismas, se identificaron las curvas y se graficaron utilizando el programa ETAB. Así mismo se analizaron los datos de las fallas y se identificó que la mayor afectación al sistema eléctrico fueron las aves y animales. Allí se hacen algunas recomendaciones para el mejoramiento de la coordinación de las protecciones.

En la segunda parte del documento se propone un plan de mantenimiento eléctrico donde se indican las principales técnicas a aplicar a los circuitos eléctricos del campo; también se formulan indicadores para medir el desempeño de las labores realizadas y un método de análisis de criticidad para darle la verdadera atención a los equipos más importantes que pueden afectar el sistema de manera considerable. Por último se presenta un plan de mejora que se puede implementar en las redes analizadas.

La metodología para el presente análisis empleó la misma base de datos que se generó para adelantar los estudios de ingeniería especializada.

---

\* Trabajo de Grado

\*\* Facultad de Ingenierías Físico-mecánicas. Escuela de Ingenierías Mecánica, Director: PhD. Oscar Arnulfo Quiroga Quiroga, Codirector PhD. Gabriel Ordóñez Plata.

## ABSTRACT

**TITLE:** INFLUENCE OF THE SANTIAGO FIELD ELECTRIC SYSTEM PROTECTIONS IN THE CONTINUITY OF THE ELECTRICITY SUPPLY.\*

**AUTHOR:** LUIS GABRIEL MORENO ROMERO\*\*

**KEYWORDS:** Transmission lines, regulations, design.

**DESCRIPTION:** This document is organized in three main parts: in the first part, an analysis of the coordination of the protections was carried out and it was verified the current state of the same, the curves were identified and plotted using the ETAB program. Parallely, the data of the faults were analyzed and it was identified that the greater affectation to the electrical system were the birds and animals.

There, they are made some recommendations for improving the coordination of protections. In the second part of the document, an electric maintenance plan is proposed which indicates the main techniques to be applied to the field electric circuits; they were also formulated indicators to measure the performance of the work carried out and a method of analysis of criticality to give real attention to the most important equipment which can affect the system considerably.

Finally, it was presented an improvement plan, which can be implemented in the networks analyzed. The methodology for the present analysis used the same database that was generated to advance the specialized engineering studies.

---

\* Bachelor Thesis

\*\* Facultad de Ingenierías Físico-mecánicas. Escuela de Ingenierías Mecánica, Director: PhD. Oscar Arnulfo Quiroga Quiroga, Codirector PhD. Gabriel Ordóñez Plata.

## INTRODUCCIÓN

Un sistema de protección bien diseñado y adecuadamente coordinado es vital para asegurar que el sistema eléctrico de potencia opere dentro de los requerimientos y parámetros previstos. Al brindarle seguridad a redes y a costosos equipos, también se está protegiendo la integridad de las personas y las grandes inversiones de capital. La operación automática permite aislar las fallas tan rápido como sea posible para minimizar los daños. Los costos económicos y los beneficios de un sistema de protección deben ser tenidos en cuenta con el fin de obtener un adecuado balance entre los requerimientos del sistema y los recursos financieros disponibles. En la actualidad el sistema de gestión de mantenimiento de Campo Santiago no contempla a los sistemas eléctricos (CCMs, subestaciones y redes) como una red a la cual se le deba aplicar las técnicas de mantenimiento preventivo y predictivo; por esta situación se ha evidenciado que cualquier falla que se presente en las redes externas afectan directamente la sala de generación, dando como resultado un *blackout* general de todo el sistema. Durante el análisis realizado en este proyecto se identificó que la coordinación de protecciones no es la adecuada para las condiciones actuales de operación; para resolver este problema se realizó un análisis exhaustivo de las protecciones y se comprobó el estado actual de las misma identificando las curvas y graficándolas en el programa ETAB. Así mismo se analizaron los datos de las fallas y se identificó que la mayor afectación al sistema eléctrico son las aves, animales y podas. Posteriormente se plantean recomendaciones para el mejoramiento de la coordinación de las protecciones. El documento también propone un plan de mantenimiento eléctrico donde se indican las principales técnicas a aplicar a los circuitos eléctricos del campo, los indicadores más importantes a tener en cuenta para medir el desempeño de las labores realizadas

y un método de análisis de criticidad para darle la verdadera atención a los equipos más susceptibles a afectar el sistema de manera considerable.

## 1. GENERALIDADES DEL PROYECTO

En este capítulo describe el problema actual que presentan las redes eléctricas en Campo Santiago, se justifica y se plantea una hipótesis, así mismo se indican los objetivos que se quieren lograr con la realización del presente proyecto.

### 1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Campo Santiago es una zona donde se realiza producción de crudo, inyección de agua, rebombeo y recibo de crudo por descargadero. Para realizar todos estos procesos la instalación cuenta con una sala de generación con una capacidad actual de 6 MW, este sistema no se encuentra conectado a la red nacional, por tal motivo se hace una generación independiente.

El sistema Eléctrico de Campo Santiago está compuesto de dos CCMs (Casa Antigua, Casa Blanca), una subestación de 34,5KV, una subestación de 13,2KV y de redes de distribución de 34,5KV y 13,2KV.

En la actualidad el sistema de gestión de mantenimiento del campo no tiene conectado a los sistemas eléctricos (CCMs, subestaciones y redes) con un red a la cual se le deba aplicar las técnicas de mantenimiento preventivo y predictivo, por esta situación se ha evidenciado que cualquier falla que se presente en las redes externas afectan directamente la sala de generación dando como resultado un *blackout* general de todo el sistema, por tal motivo se causan detrimentos a los equipos de fondo de los pozos productores de crudo y mermas en la producción, cuyas pérdidas por este concepto fueron valoradas en \$ 295.920.000 para el año 2015.

## 1.2 JUSTIFICACIÓN

Campo Santiago es un campo petrolero maduro que actualmente se encuentra en decrecimiento y cualquier falla en la continuidad del suministro eléctrico causa grandes estragos en los pozos productores reduciendo su expectativa de producción y acercando cada vez más la posibilidad de un cierre definitivo del campo, afectando así a 60 personas y a sus familias directamente, sin contar con los inconvenientes para la comunidad en general.

Es el momento propicio para implementar un modelo de gestión de mantenimiento enfocado en la parte eléctrica que ayude a identificar y a tratar cada uno de los modos de falla que afectan la continuidad del sistema eléctrico.

## 1.3 HIPÓTESIS

El hecho de no tener un modelo de gestión de mantenimiento eléctrico genera que los sistemas eléctricos pasen a un segundo plano; la principal hipótesis de lo que puede estar generando estos *blackout* es una inadecuada coordinación de protecciones de los reconectores existentes en las redes de 34,5KV y 13,2KV esto debido a que las condiciones de operación del campo han cambiado en los últimos años. Con una apropiada coordinación de protecciones en los reconectores se presume mejorar la continuidad del sistema eléctrico.

## **1.4 OBJETIVOS**

**1.4.1 Objetivo General.** Establecer y priorizar los factores que afectan la continuidad del sistema eléctrico de Campo Santiago y proponer acciones de mantenimiento preventivo para la mejora.

### **1.4.2 Objetivos Específicos.**

-Identificar y analizar el estado actual de la coordinación de protecciones de las redes de 34,5KV y 13,2KV. Reconocer los principales modos de falla del sistema eléctrico. Determinar principales malos actores que afectan al sistema eléctrico del campo mediante técnicas como gráficos de pareto.

-Proponer un plan de mantenimiento eléctrico con rutinas de mantenimiento preventivo y predictivo para mejorar la continuidad del sistema eléctrico.

- Identificar opciones de mejora que minimicen el impacto en la producción ante una falla de la red

## 2 MARCO REFERENCIAL

### 2.1 MARCO CONCEPTUAL

**2.1.1 Gestión del mantenimiento.** La Gestión de mantenimiento consiste en coordinar, dirigir y organizar los recursos materiales, humanos y flujos de información destinados al correcto funcionamiento, reparación y prolongación de la vida de los equipos disponibles (mantenimiento), para que además de lograr el buen funcionamiento en las labores propias de mantenimiento, se logre una contención del gasto y la optimización de costos.

La Gestión integral del mantenimiento busca garantizarle al cliente interno o externo la disponibilidad de los activos fijos, cuando lo requieran con confiabilidad y seguridad total, durante el tiempo óptimo necesario para operar con las condiciones tecnológicas exigidas previamente, para producir bienes o servicios que satisfagan necesidades, deseos o requerimientos de los usuarios, con los niveles de calidad, cantidad y tiempo solicitados, en el momento oportuno, al menor costo posible y con los mayores índices de productividad, rentabilidad y competitividad

**2.1.2 Mantenimiento eléctrico.** El mantenimiento eléctrico comprende un grupo de operaciones clasificadas, organizadas y planificadas que se ejecutan sobre equipos eléctricos por manos técnicamente instruidas, tanto en conocimientos específicos como en protocolos de seguridad para garantizar la vida útil de estos y en casos ideales extenderla sin comprometer la continuidad del proceso productivo.

El diseño de sistemas es el camino por el que la mayoría de ingenieros se inclinan en su preparación académica, sin embargo, olvidan que un sistema, sin importar

qué tan bien concebido sea, tiene desgastes propios de la operación y se van deteriorando tras horas de trabajo continuas.

La mayor parte del presupuesto de una empresa se destina a asegurar que se pueda dar una prestación de servicios ininterrumpida durante la mayor cantidad de tiempo posible.

De modo que hay que programar unas rutas de mantenimiento analizando las plantas de una empresa como un conjunto de elementos distintos e interconectados.

Se necesita mano de obra calificada, instalaciones y herramientas acordes con los equipos que se tienen, un *stock* de repuestos actualizados y un esquema lógico que permita disminuir los tiempos de intervención sobre la maquinaria.

▪ Plan de mantenimiento eléctrico: hay objetivos esenciales para invertir en la implementación de un programa de mantenimiento eléctrico, y todos van encaminados a la competitividad, y por ende al uso adecuado de recursos. Por ser un tema tan amplio habrá distintas percepciones en cuanto a beneficios; de igual forma, consideramos como principales las siguientes:

- Conservar los equipos eléctricos en estado óptimo la mayor cantidad de tiempo posible.
- Minimizar riesgos para equipos, personas y medio ambiente por fallas eléctricas.
- Prevenir paradas de planta con tiempos de intervención extensos.
- Fijar políticas en cuanto a suministros de repuestos.
- Clasificar tareas de mantenimiento que se puedan llevar a cabo con personal propio o determinar la necesidad de subcontratación para labores específicas.
- Reconocer fortalezas y deficiencias del personal técnico.
- Aumentar la competitividad de la compañía debido a la alta disponibilidad de los equipos para llevar a cabo la tarea productiva.

- Detectar desgastes, malfuncionamientos y fallas que puedan llevar a daños mucho más severos y costosos.
- Reforzar el inventario de equipos y proyección de gastos a partir del estado de los equipos.

**2.1.3 Mantenimiento Predictivo.** El departamento de mantenimiento es visto frecuentemente en las organizaciones como un departamento que gasta y no produce. Es necesario definir una estrategia que permita demostrar los costos reales de implementación y sus beneficios, que permitan soportar las decisiones de inversión en el mantenimiento como área estratégica de la empresa, de manera que por razones de costo-beneficio el mantenimiento deberá incorporar a su vez estrategias y criterios modernos de gestión y ejecución de sus actividades.

Dentro de este contexto las empresas ponen especial énfasis en las prácticas preventivas, de inicio con la limpieza, y de más actividades tradicionales de prevención, pero descuidan la parte del monitoreo de condición, que en muchos casos resulta necesaria para asegurar la confiabilidad de la maquinaria. El balance entre estos escenarios preventivo – predictivo y la aplicación de un análisis a la información y acciones de mantenimiento (análisis de modo de falla, Pareto, etc.), es lo que permite mejorar la confiabilidad del equipo.

El balance entre los tipos de mantenimiento debe ser logrado con buenos cimientos, a partir del análisis de necesidades, las buenas prácticas y la aplicación oportuna de los mismos, en procura de lograr la excelencia en Mantenimiento.

**2.1.4 Análisis CMD (Confiabilidad, Mantenibilidad y Disponibilidad).** Con esta metodología se busca evaluar la confiabilidad, mantenibilidad y disponibilidad de

sistemas reparables a través del tratamiento estadístico de su historial de fallas y reparaciones.

La confiabilidad, la mantenibilidad y la disponibilidad, son prácticamente las únicas medidas técnicas y científicas, fundamentadas en cálculos matemáticos, estadísticos y probabilísticos, que tiene el mantenimiento para su análisis (Mora 2007b) y su evaluación integral y específica; es a través del CMD que se puede planear, organizar, dirigir, ejecutar y controlar totalmente la gestión y operación del mantenimiento.

La confiabilidad estudia la longevidad y el fallo de los equipos, usando principios científicos y matemáticos para una mayor comprensión de los fallos de los dispositivos, permitiendo identificar mejoras que se pueden introducir para eliminar o por lo menos minimizar las consecuencias de los fallos. La confiabilidad es la probabilidad de que un dispositivo realice adecuadamente su función prevista bajo unas condiciones específicas durante un tiempo determinado.

La mantenibilidad se define como la probabilidad de que un equipo sea restablecido a una condición especificada dentro de un periodo de tiempo dado, usando recursos determinados

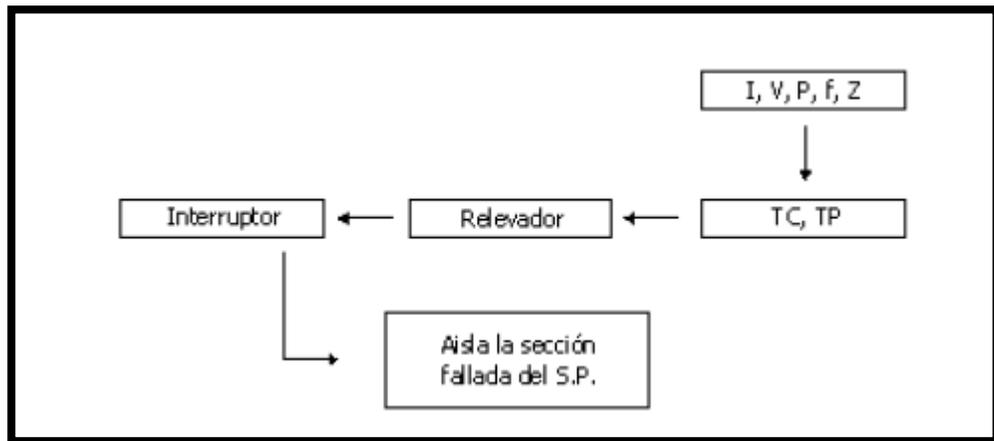
La disponibilidad de un dispositivo es la probabilidad de que un equipo funcione satisfactoriamente en el momento en que sea requerido después del comienzo de su operación cuando se usa bajo condiciones estables funcionando en cualquier tiempo, La disponibilidad es una característica que resume cuantitativamente el perfil de funcionabilidad de un elemento.

La confiabilidad depende de las fallas, la mantenibilidad de las reparaciones o de la eliminación de fallas o de los mantenimientos que se puedan hacer y la disponibilidad de ambos de las fallas y reparaciones.

**2.1.5 Sistemas de protección.** Los objetivos generales de un sistema de protección se resumen así:

- Proteger efectivamente a las personas y los equipos.
- Reducir la influencia de las fallas sobre las líneas y los equipos.
- Cubrir de manera ininterrumpida el *Sistema de Potencia* (SP), estableciendo vigilancia el 100% del tiempo. Detectar condiciones de falla monitoreando continuamente las variables del SP ( I, V, P, f, Z ).

Figura 1. Proceso de la señal de falla y los equipos que intervienen.



▪ **Función Principal de un sistema de protección:** la función principal de un sistema de protección es fundamentalmente la de causar la pronta remoción del servicio cuando algún elemento del sistema de potencia sufre un *cortocircuito*, o cuando opera de manera anormal. Existe además una función secundaria la cual consiste en proveer indicación de la localización y tipo de falla.

▪ **Principios generales:** la protección de sistemas eléctricos es considerada como un arte y una ciencia, bien fundamentada por principios científicos y de ingeniería que son seguidos cuando se calculan las corrientes de falla, se determinan las

características nominales requeridas de los equipos y luego se determina si los sistemas de protección se coordinan adecuadamente.

Se consideran además otras técnicas que no están muy bien definidas como las reglas para especificar las zonas de protección, ubicación de los equipos de protección y tipos de equipos de protección de acuerdo a su ubicación. Otras consideraciones que son características de cada sistema de potencia tales como la localización y naturaleza de las cargas y las condiciones ambientales del circuito a proteger deben ser tenidas en cuenta en el diseño de sistemas de protección.

- Consideraciones básicas para un sistema de protección: si fuese posible diseñar y construir un sistema eléctrico y el equipo usado en él de tal manera que no ocurran fallas y prevenir las condiciones de sobrecarga, virtualmente no se necesitaría equipo de protección. Para la mayoría de las causas de las fallas, es evidente que un sistema libre de fallas puede no ser construido económicamente.

- Funciones de un sistema de protección.

- Aislar las fallas permanentes.
- Minimizar el número de salidas y de fallas permanentes.
- Minimizar el tiempo de localización de las fallas.
- Prevenir daños a los equipos.
- Minimizar la probabilidad de rotura de conductores.
- Minimizar la probabilidad de falla disruptiva.
- Minimizar los riesgos.

**2.1.6 Fallas.** El término falla se define como cualquier cambio no planeado en las variables de operación de un sistema de potencia, también es llamada perturbación y es causada por:

- Falla en el sistema de potencia (Cortocircuito),
- Falla extraña al sistema de potencia (En equipo de protección)

- Falla de la red (Sobrecarga, fluctuación de carga, rayos, contaminación, sabotajes, daños).

Las tasas de fallas en sistemas de baja tensión son mayores que las que se presentan en sistemas de alta tensión por la cantidad de elementos y equipos involucrados.

- Tipos de fallas: fallas tipo derivación:

Flameos      El 72% de las fallas son monofásicas  
                 El 22% de las fallas involucran dos fases.  
                 El 6% de las fallas son trifásicas.

- Consecuencias de las fallas: al cambiar las condiciones de operación de un sistema eléctrico se presentan consecuencias no deseadas que alteran el equilibrio esperado, ellas son:

- Las corrientes de cortocircuito causan sobrecalentamiento y la quema de conductores y equipos asociados, aumento en las flechas de conductores (Efectos térmicos), movimientos en conductores, cadenas de aisladores y equipos (Efectos dinámicos).

- Fluctuaciones severas de voltaje.

- Desbalances que ocasionan operación indebida de equipos.

- Fluctuaciones de potencia.

- Inestabilidad del sistema de potencia. Prolongados cortes de energía que causan desde simples incomodidades hasta grandes pérdidas económicas a los usuarios, dependiendo de si este es residencial, comercial o industrial.

- Daños graves a equipos y personas.

- Aparición de tensiones peligrosas en diferentes puntos del sistema.

- Causas de las fallas:

- Sobrevoltajes debido a las descargas atmosféricas.

- Sobrevoltajes debido al suicheo y a la ferorresonancia.

- Rompimiento de conductores, aisladores y estructuras de soporte debido a vientos, sismos, hielo, árboles, automóviles, equipos de excavación, vandalismo, etc.
- Daño de aislamientos causado por roedores, aves, serpientes, etc.
- Incendio.
- Fallas de equipos y errores de cableado.

▪ Clases de fallas:

- Fallas temporales: son las fallas que pueden ser despejadas antes de que ocurran serios daños, o porque se autodespejan o por la operación de dispositivos de despeje de falla que operan lo suficientemente rápido para prevenir los daños. Algunos ejemplos son: arcos en la superficie de los aisladores iniciados por las descargas atmosféricas, balanceo de conductores y contactos momentáneos de ramas de árboles con los conductores. La mayoría de las fallas en líneas aéreas son de carácter temporal, pero pueden convertirse en permanentes si no se despejan rápidamente, o porque se autodespejan o porque actúan las protecciones de sobrecorriente.

- Fallas permanentes: son aquellas que persisten a pesar de la velocidad a la cual el circuito es desenergizado o el número de veces que el circuito es desenergizado. Algunos ejemplos: cuando dos o más conductores desnudos en un sistema aéreo entran en contacto debido a rotura de conductores, crucetas o postes; los arcos entre fases pueden originar fallas permanentes, ramas de árboles sobre la línea, etc.

En sistemas subterráneos la mayoría de las fallas son de naturaleza permanente ya que la desconexión, a pesar de la velocidad de desenergización, no restaurará la fortaleza del aislamiento del equipo fallado (cable, equipo de interrupción, transformadores, etc.) al nivel al cual resista la re-aplicación del voltaje normal de 60 Hz. El aislamiento del cable falla debido a sobrevoltajes y roturas mecánicas, los cuales son ejemplos de fallas permanentes en sistemas subterráneos.

- Tiempos de eliminación de fallas: los tiempos de eliminación de las fallas varían de acuerdo con la tecnología utilizada.

El tiempo total de despeje debe ser menor a 100 ms incluyendo el tiempo requerido por el relevador (10 a 40 ms) Cuando hay sistemas de teleprotección hay que agregar de 10 a 30 ms. Los sistemas modernos emplean máximo 50 ms (De 8 a 10 ms para relevadores y 2 ciclos para apertura del interruptor).

- Filosofía del despeje de fallas:

- Disparo Indeseado: este es más severo en una línea adyacente a la línea fallada (Disparo no selectivo), un buen SP debe ser capaz de soportarlo.

No obedece a una falla real y más bien puede ser el resultado de un sistema de protección mal ajustado o a problemas en servicios auxiliares.

En condiciones de alta carga, la pérdida de dos líneas puede hacer perder estabilidad. Se entiende por seguridad de la protección la probabilidad de no tener un disparo indeseado.

- Omisión de disparo durante cortocircuito: es la peor de las operaciones incorrectas, puede ser ocasionada por fallas del sistema de protección o del interruptor, conlleva a problemas de estabilidad y apagones. Se entiende por *fiabilidad de la protección* la probabilidad de no tener una omisión de disparo. "Es preferible el disparo indeseado a una omisión de disparo".

- Operación incorrecta: es la combinación de disparo indeseado con la omisión de disparo durante cortocircuito. Se entiende por *confiabilidad de la protección* la posibilidad de no tener una operación incorrecta.

- Confiabilidad, fiabilidad y seguridad: el sistema de protección de líneas se diseña con alta fiabilidad y el sistema de protección de barras es diseñado con alta seguridad.

Alta Fiabilidad + Alta Seguridad = Confiabilidad.

- Diseños de sistemas de potencia desde el punto de vista de confiabilidad: los sistemas de potencia pueden clasificarse desde este punto de vista en:

**a) Redes redundantes o enmalladas.**

- En condiciones normales un enlace se puede abrir sin consecuencias para el usuario.
- Un disparo indeseado no tiene consecuencias severas.
- La fiabilidad debe ser alta con prioridad sobre la seguridad.
- En sistemas de subestaciones de doble barra e interruptor y media la fiabilidad debe ser alta e igual a la seguridad.

**b) Redes no redundantes o radiales.**

- Un disparo indeseado causará interrupción y puede ocasionar pérdidas de generación.
- Un disparo deseado no ocasiona consecuencias severas si existe función de respaldo para despejar fallas.
- Para protección de líneas y transformadores se debe balancear la fiabilidad y la seguridad.

Figura 2. Tipos de cortocircuitos

	<p><b>Cortocircuito trifásico</b></p> <p>Los cortocircuitos trifásicos, son los únicos cortocircuitos que se comportan como sistemas equilibrados, ya que todas las fases están afectadas por igual. Las tensiones en el punto de cortocircuito, tanto si el cortocircuito se cierra a través de tierra como si está aislado de ella, son iguales, presentando las intensidades igual módulo pero con argumentos desfasados 120°.</p> <p>Es uno de los cortocircuitos más violentos y de obligado cálculo.</p> <p>Al ser un sistema equilibrado, para su cálculo sólo será necesario utilizar la red de secuencia directa.</p>
	<p><b>Cortocircuito bifásico sin contacto a tierra</b></p> <p>Generalmente las corrientes iniciales simétricas de cortocircuito son menores que las del fallo trifásico, aunque si el cortocircuito se produce en las inmediaciones de máquinas síncronas o asíncronas de cierta potencia, las corrientes de esta falta pueden llegar a presentar valores incluso mayores que las del cortocircuito trifásico.</p> <p>Al presentarse en dos de las tres fases del sistema, este cortocircuito ya no es equilibrado, obligando su cálculo a la utilización tanto de la red de secuencia directa como a la red de secuencia inversa.</p>
	<p><b>Cortocircuito bifásico con contacto a tierra</b></p> <p>Dispone de las mismas características que el cortocircuito bifásico sin contacto a tierra, pero en este caso, con pérdida de energía hacia tierra. Es necesario considerar para este fallo, además de las redes de secuencia directa e inversa, la red de secuencia homopolar debido a la pérdida de energía.</p>
	<p><b>Cortocircuito monofásico a tierra</b></p> <p>Este es el cortocircuito más frecuente y violento, produciéndose con mayor frecuencia en redes rigidamente puestas a tierra, o mediante impedancias de bajo valor.</p> <p>Sin cálculo es importante, tanto por lo elevado de sus corrientes como por su conexión a tierra, lo que permite calcular las fugas a tierra, las tensiones de contacto o de paso, o valores las interferencias que estas corrientes puedan provocar.</p> <p>Para su cálculo, al ser desequilibrado y con pérdida de energía, son necesarias las tres redes de secuencia (directa, inversa y homopolar).</p>
	<p><b>Cortocircuito con doble contacto a tierra</b></p> <p>En redes con neutro aislado o puesta a tierra con impedancias de gran valor, puede aparecer el doble contacto a tierra.</p> <p>Este cortocircuito presenta valores de corriente inferiores al resto de los cortocircuitos. Si consideramos que es poco frecuente y la complejidad que representa su cálculo, se comprenderá que sea el más escasamente realizado.</p>

## 2.2 MARCO REFERENCIAL

Para la correcta operación de un sistema eléctrico son indispensables las labores de mantenimiento. Esta tarea no solo debe prestar atención a los aspectos técnicos propios del mantenimiento, sino también a su gestión y organización, teniendo en cuenta factores económicos, de seguridad y medio ambientales.

En el libro Gestión del montaje y mantenimiento de instalaciones eléctricas de Gregorio Morales<sup>1</sup>, el autor desarrolla los contenidos de la Gestión integral del mantenimiento busca garantizarle al cliente interno o externo la disponibilidad de los activos fijos, cuando lo requieran con confiabilidad y seguridad total. Por otra parte en el documento titulado “Instalaciones eléctricas en media y baja tensión”<sup>2</sup> se muestra que la protección de sistemas eléctricos es considerada como un arte y una ciencia, bien fundamentada por principios científicos y de ingeniería que son seguidos cuando se calculan las corrientes de falla, se determinan las características nominales requeridas de los equipos y luego se determina si los sistemas de protección se coordinan adecuadamente.

Luis Navarro<sup>3</sup> explica en uno de sus documentos qué es el mantenimiento, no solo prestando atención a los aspectos técnicos de mantenimiento, sino también a su gestión y organización. Es muy importante recordar que la actividad productiva en muchos sectores económicos está sujeta, en parte, a la instalación adecuada y al buen estado de los sistemas eléctricos que permiten, entre otras aplicaciones, la operación de la maquinaria industrial; el concepto de mantenimiento debe tener un equilibrio entre mantenimiento preventivo – predictivo y la aplicación de un

---

<sup>1</sup> GREGORIO MORALES SANTIAGO, Gestión del montaje y mantenimiento de instalaciones eléctricas, Edición 2013, Editorial: Paraninfo, 170 p.

<sup>2</sup> JOSE GARCIA TRASANCOS Instalaciones eléctricas en media y baja tensión 7.ª edición 2016, Editorial: Paraninfo, 440 p.

<sup>3</sup> NAVARRO, Luis; PASTOR, Ana Clara; MUGABURU, Jaime Miguel, Gestión Integral de Mantenimiento. España: Marcombo, 1997. 113 p.

análisis a la información y acciones de mantenimiento (análisis de modo de falla, Pareto, etc.), es lo que permite mejorar la confiabilidad del equipo<sup>4</sup>.

## 2.3 MARCO LEGAL

- ISO 14224: Petroleum, Petrochemical and Gas Industries Collection and Exchange of Reliability and Maintenance data for equipment), 2006. 171 p.

Norma internacional que suministra los lineamientos básicos para la recolección de información de confiabilidad y mantenimiento en un formato estándar.

- ANSI/NETA – MTS: Norma de amplio uso en el mantenimiento eléctrico a nivel mundial debido a que tiene a cada uno de los equipos eléctricos con sus rutinas de mantenimiento y actividades a realizar.

- IEEE C57.12.00: IEEE Standard for General Requirements for Liquid Immersed Distribution, and Regulating Transformers. Norma de amplio alcance técnico para el diagnóstico de la interpretación de pruebas para transformadores inmersos en aceite.

- Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas – RETIE.

Es el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas y fue creado por el Decreto 18039 de 2004, del Ministerio de Minas y Energía. El objetivo de este reglamento es establecer medidas que garanticen la seguridad de las personas, vida animal y vegetal y la preservación del medio ambiente, previniendo, minimizando o eliminado los riesgos de origen eléctrico.

---

<sup>4</sup> VARIOS AUTORES, Manual de mantenimiento eléctrico industrial. Una guía paso a paso Editorial Trillas 2010, 80p

### **3. ANÁLISIS DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES EN MEDIA Y BAJA TENSIÓN SISTEMA ELÉCTRICO CAMPO SANTIAGO DE ECOPETROL S.A.**

El análisis de coordinación de protecciones planteado en el presente documento contempla todos los dispositivos de protección ubicados en los niveles de media y baja tensión (34.5, 13.2 y 0.48 kV) del sistema eléctrico de Campo Santiago.

#### **3.1 METODOLOGÍA**

A partir de la información suministrada por los operadores del campo, así como de la obtenida directamente en zona, se efectuó un análisis gráfico teniendo en cuenta la información de los planos de Campo Santiago (Anexo

-SMN-MA0021403-14004-ET-ELE-PL-004\_1-0. pdf (Diagrama unifilar general de Campo Santiago)

-SMN-MA0021403-14004-ET-ELE-PL-004\_5-0.pdf (Diagrama del tablero de servicios auxiliares TSA 01)

-SMN-MA0021403-14004-ET-ELE-PL-004\_7-0.pdf (Diagrama del tablero de servicios auxiliares TSA 02)

- Características nominales de los principales equipos de conversión electromecánica instalados en la estación, así como de los elementos que su sistema de distribución de energía eléctrica.

- Características de placa de los equipos de protección y maniobra existentes en los niveles de media y baja tensión (marca, modelo, corriente nominal y capacidad de ruptura a voltaje de operación, tipo de unidad de disparo, etc.).

▪ Manuales disponibles de los equipos de protección: para garantizar la selectividad, y con el fin de optimizar el funcionamiento del sistema, se procedió a

verificar la coordinación de los dispositivos de protección asociados a las cargas de mayor capacidad (potencia promedio) en cada uno de los barrajes principales y los dispositivos ubicados inmediatamente aguas arriba (interruptores totalizadores), procurando eliminar o reducir al nivel mínimo posible los traslapes entre funciones.

Las gráficas del Anexo A muestran, en su versión final, que los ajustes de los dispositivos de protección sujetos a la misma corriente de falla han sido calibrados para accionar de manera selectiva, en forma tal de asegurar que el elemento más cercano al daño sea el primero en actuar, evitando así que el resto del sistema se vea afectado. Los datos empleados para la elaboración de las curvas de estos elementos corresponden a la información suministrada por los distintos fabricantes en sus manuales de montaje y operación.

De igual forma, con el fin de minimizar los efectos de potenciales fallas en el sistema, se procuró reducir hasta donde fuera posible los umbrales y los tiempos de retardo, respetando en todos los casos los márgenes necesarios para no comprometer la operabilidad de los equipos como consecuencia de los fenómenos transitorios que normalmente se presentan en el sistema.

La selectividad de los dispositivos de protección, y su compatibilidad con las características de los equipos a proteger, fueron comprobados gráficamente a través del uso del programa POWERPLOT de JACKSON & ASSOCIATES INC.

**Supuestos básicos.** Dado que para esta etapa del estudio se ha tenido en cuenta la información generada en el desarrollo de los cálculos de cortocircuito trifásico y monofásico para  $\frac{1}{2}$  ciclo y 30 ciclos después de ocurrida la falla.

Adicionalmente, se han hecho las siguientes suposiciones:

- Los ajustes de los dispositivos totalizadores de barra fueron realizados con el fin de que se permitiera la operación conjunta y el arranque de la totalidad de las cargas instaladas aguas abajo de los mismos. No obstante, dichos ajustes pueden variar dependiendo de la capacidad nominal de la acometida del ramal totalizador.

- Debido a que durante el recorrido en campo no fue posible determinar la relación de transformación de algunos de los CT's, especialmente los asociados a los reconectores del sistema, se optó por asumir, para cada caso, una relación de transformación igual a la de los reconectores de los que si fue posible obtener dicho valor.

Dado que usualmente el ajuste de los reconectores se realiza en amperios primarios y no en PU, no existiría inconveniente alguno con respecto a las relaciones de transformación asumidas.

- Para el caso de los transformadores reductores que no cuentan con interruptores propios y que alimentan un único pozo, se buscó que el ajuste propuesto para el interruptor del pozo también brindara una correcta protección para su respectivo transformador.

Dadas las dificultades que desde el punto de vista de acceso se tuvieron para confirmar las características de los fusibles instalados en campo (fabricante, modelo, tipo y capacidad nominal), en el presente documento no se incorporó ninguno de los mismos para el análisis de selectividad y se asume que dichos dispositivos funcionan como elementos de partición de circuito y no como dispositivos de protección.

- En los casos en los que no fue posible acceder a equipos para recolección y/o confirmación de información en campo, se optó por utilizar los valores contenidos en los documentos listados en el numeral 4 del presente documento los cuales a su vez fueron suministrados por el personal de ECOPETROL S.A.

- Con el fin de minimizar los efectos de potenciales fallas en el sistema se procuró reducir hasta donde ello fuera posible los umbrales y los tiempos de retardo, respetando en todos los casos los márgenes necesarios para no comprometer la operabilidad de los equipos como consecuencia de los fenómenos transitorios que normalmente se presentan en el sistema.

- Los ajustes sugeridos para los dispositivos de acople de barras (tanto en media como en baja tensión), han sido definidos bajo el lineamiento de permitir la energización de la totalidad de la carga asociada a la barra adyacente con mayor carga instalada.

No obstante lo anterior para los casos en los cuales el acople entre barras involucra una acometida se verificó que el ajuste propuesto fuese consecuente con la capacidad nominal de dicha acometida a fin de evitar posibles sobrecargas sostenidas que pudiesen perjudicar el aislamiento de las mismas.

- Los motores P102A, P102B, P102C, P102D, P102E, P101C, P104B y P102F ubicados en la planta de inyección de agua (PIA) cuentan con una protección térmica adicional que es proporcionada por sus respectivos arrancadores suaves y que a su vez se encuentra ajustada acorde a los valores de placa de cada uno de los motores.

- Adicionalmente el ajuste de los interruptores de acople de barras y de alimentación principal se realizó teniendo en cuenta que actualmente existen varias condiciones operativas que restringen el cierre de algunos de los interruptores del sistema de la siguiente manera (Ver Anexo E Planos Campo Santiago):

- Interruptor Q12B5 debe estar abierto o b. interruptor Q12B5 cerrado pero como mínimo dos de las unidades generadoras de la barra B5 fuera de línea.

- Para realizar el cierre del interruptor de acople QA5B4 el interruptor de acople QA8B3B4 debe estar abierto.
  - Para realizar el cierre del interruptor QA6B4 el reconectador R3 debe estar cerrado.
  - Para realizar el cierre del interruptor QA8B3B4 se debe cumplir una de las siguientes condiciones: a. reconectador R8 e interruptor QA5B4 debe estar abierto o b. reconectador R8 e interruptores QA1B3 y QA2B3 deben estar abiertos.
  - Para realizar el cierre del interruptor QA2B3 el interruptor QA8B3B4 debe estar abierto y el interruptor Q15B2 cerrado.
  - Para realizar el cierre del interruptor QA1B3 el interruptor QA8B3B4 debe estar abierto y el interruptor Q19B2 cerrado.
  - Para realizar el cierre del interruptor QA3B3 el reconectador R10 debe estar cerrado.
  - Para realizar el cierre del interruptor Q15B2 el interruptor QA2B3 debe estar abierto.
  - Para realizar el cierre del interruptor Q19B2 el interruptor QA1B3 debe estar abierto.
- Para los cables se asumió una temperatura nominal de operación de 75°C y una temperatura de destrucción de 150°C.
- Se procuró eliminar o reducir al nivel mínimo posible los traslapes entre funciones, con el fin de garantizar la correcta selectividad del sistema.
- Para representar las características de destrucción del transformador de potencia se utilizaron como referencia las curvas indicadas en ANSI C57.
- Para los casos en los que se desconoce los valores de placa para motores, se optó por utilizar los valores consignados en las tablas 430.250 y 430.251(B) del

artículo 430 de la NEC de 2011, las cuales contienen valores típicos de corriente nominal y de rotor bloqueado respectivamente para motores de inducción.

- Los interruptores ubicados en los tableros de válvulas motorizadas y demás motores de baja potencia (inferior a 3 HP) son dispositivos de protección exclusivos para salvaguardar la acometida que alimenta el respectivo motor. La protección de estos motores es proporcionada por guardamotors los cuales están compuestos por un relé térmico y un interruptor magnético cuyos rangos de ajuste son consecuentes con los valores de placa de su motor asociado cumpliendo con los esquemas de protección establecidos en el numeral 6.1 del presente documento.

- Dado que el flujo de corriente en los ramales de enlace de barras puede cambiar dependiendo la configuración topológica con la cual se encuentre operando el sistema, en la medida de lo posible los ajustes propuestos para los dispositivos de protección involucrados en estos enlaces funcionan de manera selectiva sin importar la direccionalidad del flujo de corriente.

- Salvo los casos particulares para los que se indique algo diferente, todos los elementos en campo tienen características constructivas y/o funcionales determinadas por normas y recomendaciones de IEEE y NEMA.

## **3.2 ANÁLISIS DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES**

### **3.2.1 Transformadores.**

▪ Protección de sobrecorriente (ANSI 51, 50, 51N y 50N): los ajustes de sobrecorriente fueron determinados bajo la premisa de obtener el máximo

aprovechamiento de su capacidad nominal de carga, sin comprometer su integridad. El esquema de protección se ha planteado sobre la base de la característica de destrucción según ANSI C57-1991 y las corrientes nominales primaria y secundaria, haciendo caso omiso de si algunos de ellos incorporan imagen térmica. Las razones para ello son las siguientes:

- Bajo ninguna circunstancia se ha previsto que la corriente nominal del transformador de potencia involucrado en este análisis llegue a ser excedida por más de 10 s (tiempo máximo de aceleración de un motor NEMA Clase 10).
- Después de un problema de alimentación las cargas son reincorporadas a la red de manera paulatina.
- No se han previsto esquemas de reacceleración o de transferencia y retransferencia de carga.
- En funcionamiento normal del campo no se presentan variaciones importantes en la carga, de modo que la causa más probable de una eventual sobrecorriente es una condición de falla.

De manera invariable se asumió una corriente de irrupción (*inrush*) igual a 10 veces la corriente nominal en placa. Los parámetros mencionados sirvieron para definir los ajustes de los dispositivos de protección, según el caso particular.

Para los transformadores instalados en campo que tienen conexiones Delta-Estrella no existe transferencia de corrientes de secuencia cero entre los grupos primario y secundario, y por ello no se efectuó análisis de selectividad para falla a tierra entre los niveles de tensión involucrados.

Para los transformadores de potencia que alimentan varias cargas a la vez, se tuvieron en cuenta los siguientes criterios:

- La característica de la protección del lado de la salida debe ubicarse a la derecha de la correspondiente a la de la carga con mayor capacidad entre todas las suplidas.

➤ La característica de la protección del lado de la salida debe ubicarse a la derecha de la curva  $I$  vs.  $t$  que represente el transiente de arranque del motor más grande, simultáneamente con el conjunto de las demás cargas en operación estable.

En ese orden de ideas, para el ajuste temporizado de la función ANSI 51, se propone un valor igual a las corrientes nominales del transformador incrementadas como máximo en un factor de 25%. El retardo de dicha función es determinado de manera tal que exista un margen de tiempo adecuado entre la curva de operación dispositivo de protección y la curva típica del dispositivo de mayor capacidad y retardo ubicado aguas debajo de cada transformador. Así mismo, el ajuste para la función de sobrecorriente instantánea de fase (ANSI 50) se seleccionó de manera que existiera una operación selectiva con los demás dispositivos de protección ubicados aguas abajo del mismo.

El umbral definido para la función de sobrecorriente residual temporizado (ANSI 51N) se ubica dentro de un rango de 25 a 30% de la corriente nominal del transformador a proteger con el menor retardo posible permitido en el dispositivo de protección. La función de sobrecorriente residual instantánea (ANSI 50N) se define en un valor equivalente a 4 veces el ajuste de sobrecorriente residual temporizado con un retardo de 100 ms.

▪ Protecciones de sobretensión y subtensión (ANSI 59 y 27): las funciones de sobretensión y subtensión para los transformadores se enfocan básicamente a garantizar que el nivel de voltaje se mantenga dentro de límites que permitan la operación normal de las cargas, sin riesgo para su integridad.

De acuerdo con ello, se considera que en el caso de la función de subtensión es adecuado un umbral del 85 % de la tensión nominal con un retardo de 5 s, mientras que para el caso de la función de sobretensión se especifica un nivel de 110 % con un retardo de 3 s.

- Protecciones de frecuencia (ANSI 81): las protecciones contra comportamiento anormal de la frecuencia se enfocan básicamente a garantizar que este parámetro se mantenga dentro de límites que permitan la operación normal de las cargas, sin riesgo para su integridad. De acuerdo con ello, se considera que un umbral de 58.5 Hz es adecuado para la función de sub-frecuencia, en tanto que para la de sobre-frecuencia se recomienda un nivel de 61 Hz. Para ambos casos se sugiere un retardo operativo de 1.2 s.

Así mismo se recomienda ajustar un nivel de alarma de 59.2Hz con retardo de 2 s para la función de sub-frecuencia y un nivel de 60.5Hz con un retardo de 1 segundo para la de sobre-frecuencia.

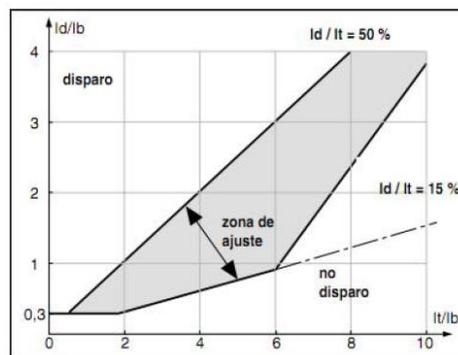
- Protección de desbalance de corriente (ANSI 46): el ajuste de la protección de desequilibrio de fases para el transformador depende del comportamiento de balance de cargas que este alimenta. Dado que las cargas a alimentar son equilibradas, una recomendación usual es que el transformador no debe operar alimentando una carga con un nivel de desbalance del orden del 20% por más de 20 segundos. En ese orden de ideas se propone realizar el ajuste utilizando una curva normalmente inversa con un umbral equivalente al 20% de la corriente nominal de la máquina y el mínimo valor de multiplicador de tiempo permitido por el dispositivo de protección.

- Protección diferencial (ANSI 87T): la función diferencial brinda una efectiva protección contra fallas internas del transformador y debe ser la primera en actuar ante un evento de este tipo.

El principio de operación se basa en comparar la corriente de entrada con la corriente de salida del elemento a proteger, en este caso el transformador; bajo condiciones normales, estas corrientes deben ser iguales, considerando las pérdidas propias del equipo y las corrientes equivalentes en las entradas del equipo para el caso de los transformadores.

La curva de operación típica compara la corriente que pasa a través del elemento a proteger con la corriente diferencial entre las corrientes de entrada y salida. Los ajustes comprenden valor de arranque ( $I_{ds}$  set point), pendiente diferencial 1 ( $I_d/I_t$ ), codo o punto de transición (Slope change point), pendiente diferencial 2 ( $I_d/I_{t2}$ ) y ajuste de arranque diferencial instantáneo. La figura 2 ilustra la característica típica de operación para la función diferencial.

Figura 3. Característica típica de operación para la función diferencial.



El ajuste del *pick up* ( $I_{ds}$  set point) se basa en dos factores, el posible error en la relación de transformación y las pérdidas propias del transformador. Como el transformador es un equipo de gran eficiencia y la saturación para las condiciones nominales es baja, un ajuste diferencial de 30% de  $I_{n1}$  es recomendable.

El ajuste de la pendiente 1 ( $I_d/I_t$ ) se realiza en base los posibles errores de medición debido a la operación de los tap's de transformación y a la saturación de los CT's para corrientes por encima del valor nominal. Para este caso se considera entre un valor de ajuste de 25%.

El ajuste de la pendiente 2 ( $I_d/I_{t2}$ ) considera que, para fallas externas al transformador, los errores de medición debido a saturación de los CT's se

incrementan; para evitar un disparo indeseado bajo esta situación se recomienda un ajuste de 75%.

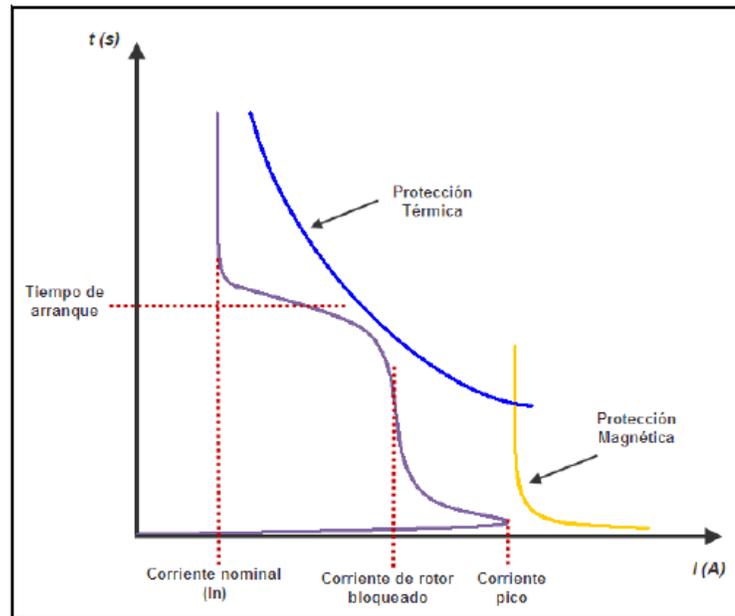
El codo o punto de transición entre las dos pendientes se recomienda ajustarlo en un valor mayor a la máxima corriente de sobrecarga del transformador, donde, un valor típico de dos veces la corriente nominal del transformador, cumple con holgura esta disposición.

La tabla 2.8 del anexo 2 resume los ajustes recomendados para esta función de protección.

### **3.2.2 Motores**

- Protección contra sobrecorriente (ANSI 51 y 50): para el análisis de selectividad de motores se tuvo en cuenta lo siguiente:
  - Para los motores pertenecientes al sistema se asumieron tiempos de arranque de 6 segundos a plena carga. Estos tiempos de aceleración son independientes del modo de arranque del motor.
  - De acuerdo con el artículo 430 de la sección 70 del Código de la NFPA se ha considerado que para los motores que arrancan a tensión de red la corriente en los primeros ciclos que suceden a la energización presenta una condición de asimetría cuyo valor es como máximo 1.76 veces la corriente de rotor bloqueado (ver figura 3.), y que esta última corresponde a lo consignado en la tabla 430.251(B) del artículo 430 de la NEC de 2011.

Figura 4. Curva característica de arranque para motores.



Se comprobó que los sistemas de protecciones usados para los motores cumplen con lo establecido en el artículo 430 de la sección 70 del código de la NFPA.

➤ La protección contra sobrecarga de cada fue definida en cada caso con base en los valores de factor de servicio y de corriente nominal indicados en placa o en su defecto la corriente establecida para motores de inducción, según la tabla 430.250 del artículo 430 de la NEC de 2011. Para motores cuyo factor de servicio (SF) sea igual a 1.15 se consideró un rango de ajuste entre 1.15 y 1.25 veces la corriente nominal del motor a proteger; para motores con factor de servicio de 1.0, o desconocido, se define un rango de ajuste de 1.05 a 1.15 veces la corriente nominal del motor a proteger.

➤ Dado que las unidades del sistema analizadas arrancan a tensión de red, el ajuste de la protección instantánea (ANSI 50) se determinó de tal forma que permitiera el arranque del motor, siguiendo los criterios mencionados anteriormente y fijándola entre 10 y 13 veces la corriente a plena carga del motor, según lo recomienda la IEEE Std 242-2001.

Para los motores que arrancan a tensión reducida, arrancador suave o con variación de voltaje y frecuencia, se tuvieron en cuenta los siguientes supuestos:

- En el caso de los motores controlados por VFD's o arrancadores suaves, los valores de la corriente entregada por la alimentación al conjunto durante el período de arranque no son superiores a 3 y 4 veces respectivamente el valor nominal en placa.
  
- Se consideró que los ajustes de los interruptores asociados a los VFD's o arrancadores suaves corresponden a los requerimientos de protección de estos últimos y que, habiendo sido suministrados en cada caso como parte integral del equipo, sus ajustes en principio no deberían ser modificados.
  
- El ajuste de la función ANSI 50 fue realizado de manera que este se encontrara en lo posible en un rango de 1.75 a 2 veces la corriente de rotor bloqueado del respectivo motor según lo recomendado en el numeral 7.2.10.4.1 *Low-voltage power circuit breakers* de la norma IEEE std C37.96-2000 (*IEEE Guide for AC Motor Protection*).

### **3.2.3 Conductores.**

- Protección contra sobrecorriente (ANSI 51 y 50): aunque los criterios de los ajustes para los equipos de protección están enfocados a proteger la carga o el elemento al cual están asociados, para cada conductor se verificó que la corriente de umbral del elemento de protección ubicado inmediatamente aguas arriba del mismo no supere el 125% de la capacidad nominal del conductor y, a su vez, que la curva de disparo del elemento de protección esté por debajo de la curva de destrucción del conductor. Las capacidades nominales de los conductores corresponden a la información contenida en las tablas del artículo 310 del NEC-2011 las cuales a su vez fueron normalizadas con los factores de corrección por

temperatura y agrupación de conductores indicados en las tablas 310-60(C)(4) y 310-15(B)(3)(a) respectivamente.

#### **3.2.4 Generadores.**

- Protección de sobrecorriente (ANSI 51, 50 y 50G): independientemente de si los generadores incorporan la función de imagen térmica, y con el fin de tener un como factor de seguridad, en cada caso se ha previsto que el umbral de la función contra sobrecarga se ajuste en un valor igual a la corriente de placa del equipo a proteger. Los ajustes para la función de sobrecorriente instantánea (o de tiempo corto) se seleccionaron en forma tal que hubiera un margen de tiempo adecuado para garantizar una correcta selectividad entre las protecciones de los generadores y las de las cargas que estos alimentan, sin llegar a comprometer su integridad o la continuidad del servicio.

El umbral para la función de tierra es seleccionado entre un 20 y 30% de la corriente nominal de cada unidad generadora mientras que el retardo ajustado es escogido de manera tal que se conserve una operación selectiva con respecto a los dispositivos de protección ubicados aguas abajo del mismo.

#### **3.2.5 Ramales de alimentación principal en 13.2 Y 34.5 Kv.**

- Protección contra sobrecorriente (ANSI 51, 50, 51N y 50N): para cada uno de los casos se verificó que el ajuste planteado no superara la capacidad nominal de su respectiva línea de distribución. Por otro lado se busca que el ajuste propuesto (umbral y retardo) sea selectivo con respecto a los dispositivos de protección ubicados inmediatamente aguas abajo del mismo garantizando así que ante eventos de falla esta sea despejada comprometiendo una mínima porción del sistema.

▪ Protección de frecuencia (ANSI 81): las protecciones contra comportamiento anormal de la frecuencia se enfocan básicamente a garantizar que este parámetro se mantenga dentro de límites que permitan la operación normal de las cargas, sin riesgo para su integridad. De acuerdo con ello, se considera que un umbral de 58.5 Hz es adecuado para la función de subfrecuencia, en tanto que para la de sobre-frecuencia se recomienda un nivel de 61 Hz. Para ambos casos se sugiere un retardo operativo de 1.2 s.

▪ Protecciones de sobretensión y subtensión (ANSI 59 y 27): el principio de funcionamiento para las funciones de sobretensión y subtensión es el de garantizar que el nivel de voltaje se mantenga dentro de límites que permitan la operación normal de las cargas, sin riesgo para su integridad.

En ese orden de ideas, se considera que en el caso de la función de subtensión es adecuado un umbral del 85 % de la tensión nominal con un retardo de 5 s, mientras que para el caso de la función de sobretensión se especifica un nivel de 110 % con un retardo de 4 s.

▪ Protección de recierre reconectador (ANSI 79): el recierre automático es un método muy reconocido para la restauración del servicio en una red eléctrica después de una falta transitoria en la línea. La mayoría de las faltas en la línea son arcos voltaicos, que son transitorios por naturaleza.

Cuando la línea eléctrica se desactiva debido al funcionamiento de la protección de línea y los interruptores de línea, el arco se desioniza y recupera la capacidad para soportar tensiones con un índice más o menos variable. Por lo tanto, se necesita de cierto tiempo muerto para una línea desenergizada. Después se puede reanudar el servicio de la línea mediante el recierre automático de los interruptores de línea.

El tiempo muerto se selecciona lo suficientemente largo para garantizar una alta probabilidad de desionización del arco y recierre exitoso.

Con base en lo anteriormente expuesto se plantean los recierres de acuerdo a lo consignado en las tablas 5 y 6 del Anexo B.

Los resultados obtenidos se pueden verificar en las gráficas de coordinación en el Anexo A y tablas de calibración en el Anexo B.

## **4. ANALISIS DE FALLAS DE CAMPO SANTIAGO 2015**

En este capítulo se hace se identifican las fallas eléctricas que se presentaron en Campo Santiago durante el año 2015 y 2016, se realiza un análisis de las fallas detallando los sectores más afectados, estos datos sirvieron como guía para concentrar los mayores esfuerzos en los sectores más afectados.

### **4.1 ANALISIS DE FALLAS ELECTRICAS Y DIFERIDAS DEL 2015**

El año 2015 fue un año donde el sistema eléctrico sufrió mucho por la cantidad de fallas que se presentaron a continuación se muestra una tabla donde se recopiló toda la información de las fallas por sectores, así mismo se indican la duración de los eventos y las diferidas que causaron.

Analizando los datos de la tabla se puede evidenciar que el 50,63% de los eventos sucedieron en la generación y el 49,37% en redes. De ese 49,37% el 64,10% afectaron las redes de 34,5KV es decir que del total de los eventos sucedidos en el 2015 el 50,63% en generación y el 31,6% fueron en la red de 34,5KV.

Figura 5. Información de las fallas por sectores.

EVENTOS													
SECTOR	ene-15	feb-15	mar-15	abr-15	may-15	jun-15	jul-15	ago-15	sep-15	oct-15	nov-15	dic-15	TOTAL
GENERACION	0	1	3	3	0	0	0	5	4	5	10	9	40
LT 13,2 kV SEC SUR	1	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	2
LT 13,2 kV SEC NOR	0	1	0	0	0	0	1	2	0	0	1	0	5
LT 34,5 Kv	2	0	1	2	0	4	3	1	3	5	3	1	25
LT 13,2 SEC ESTES	1	0	0	3	0	0	0	0	3	0	0	0	7
<b>TOTAL</b>	<b>4</b>	<b>2</b>	<b>4</b>	<b>9</b>	<b>0</b>	<b>4</b>	<b>4</b>	<b>8</b>	<b>10</b>	<b>10</b>	<b>14</b>	<b>10</b>	<b>79</b>

TIEMPO													
SECTOR	ene-15	feb-15	mar-15	abr-15	may-15	jun-15	jul-15	ago-15	sep-15	oct-15	nov-15	dic-15	TOTAL
GENERACION	0,00	30,00	103,00	135,00	0,00	0,00	0,00	101,50	205,80	69,60	136,80	141,00	922,7
LT 13,2 kV SEC SUR	240,00	0,00	0,00	7,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	247
LT 13,2 kV SEC NOR	0,00	77,00	0,00	0,00	0,00	0,00	210,00	265,20	0,00	0,00	19,80	0,00	572
LT 34,5 Kv	29,00	0,00	30,00	36,00	0,00	133,20	40,80	10,20	62,40	94,20	68,40	33,00	536,2
LT 13,2 SEC ESTES	40,00	0,00	0,00	29,00	0,00	0,00	0,00	0,00	84,00	0,00	0,00	0,00	153
<b>TOTAL</b>	<b>308,00</b>	<b>107,00</b>	<b>133,00</b>	<b>207,00</b>	<b>0,00</b>	<b>133,20</b>	<b>250,80</b>	<b>376,90</b>	<b>352,20</b>	<b>163,80</b>	<b>225,00</b>	<b>174,00</b>	<b>2430,9</b>

DIFERIDAS													
SECTOR	ene-15	feb-15	mar-15	abr-15	may-15	jun-15	jul-15	ago-15	sep-15	oct-15	nov-15	dic-15	TOTAL
GENERACION	0,00	7,13	138,00	109,00	0,00	0,00	0,00	115,15	221,56	30,00	42,28	48,14	711,26
LT 13,2 kV SEC SUR	17,18	0,00	0,00	32,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	49,18
LT 13,2 kV SEC NOR	0,00	56,93	0,00	0,00	0,00	0,00	61,41	63,59	0,00	0,00	22,82	0,00	204,75
LT 34,5 Kv	32,27	0,00	25,37	31,00	0,00	162,34	52,88	17,32	43,03	85,79	65,70	19,95	535,65
LT 13,2 SEC ESTES	14,23	0,00	0,00	51,00	0,00	0,00	0,00	0,00	78,82	0,00	0,00	0,00	144,05
<b>TOTAL</b>	<b>63,68</b>	<b>64,06</b>	<b>163,37</b>	<b>223,00</b>	<b>0,00</b>	<b>162,34</b>	<b>114,29</b>	<b>196,06</b>	<b>343,41</b>	<b>115,79</b>	<b>130,80</b>	<b>68,09</b>	<b>1644,89</b>

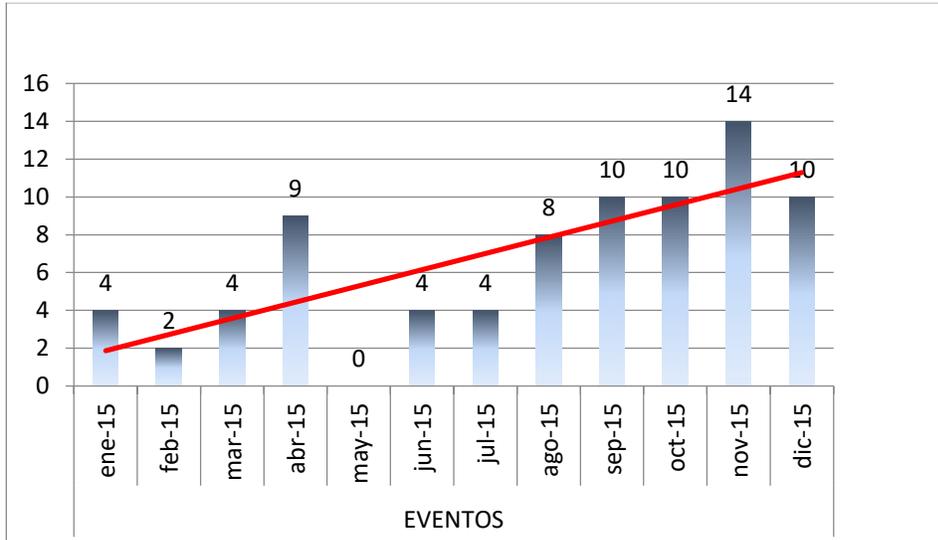
FES-DES 2015													
	ene-15	feb-15	mar-15	abr-15	may-15	jun-15	jul-15	ago-15	sep-15	oct-15	nov-15	dic-15	TOTAL
EVENTOS	4	2	4	9	0	4	4	8	10	10	14	10	79
TIEMPO	308,00	107,00	133,00	207,00	0,00	133,20	250,80	376,90	352,20	163,80	225,00	174,00	2430,9
DIFERIDAS	63,68	64,06	163,37	223,00	0,00	162,34	114,29	196,06	343,41	115,79	130,80	68,09	1644,89

En el plan de mejora se enfoca en generación y la red de 34,5KV con esto cubrimos el 82,23% de las fallas del 2015.

Figura 6. Porcentaje en generación y redes.

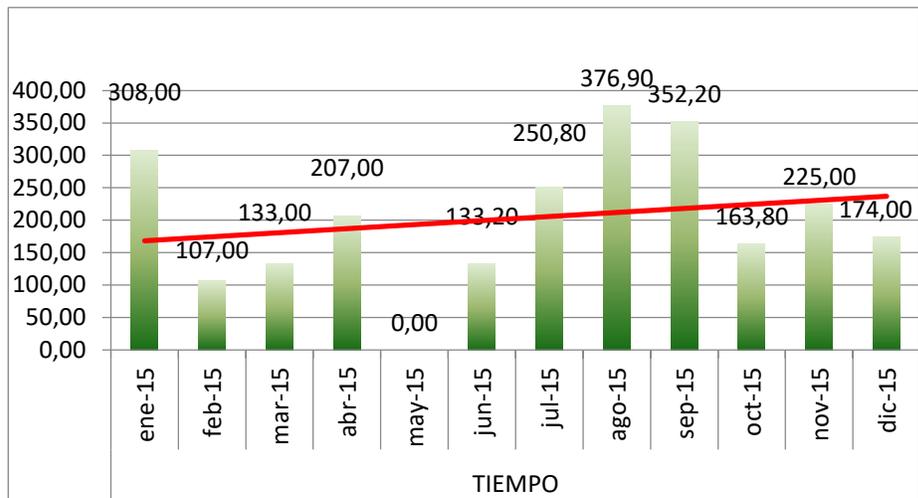
	EVENTOS	%
GENERACION	40	50,63%
REDES	39	49,37%
TOTAL	79	100,00%

Gráfica 1. Eventos asociados a fallas en sistema eléctrico



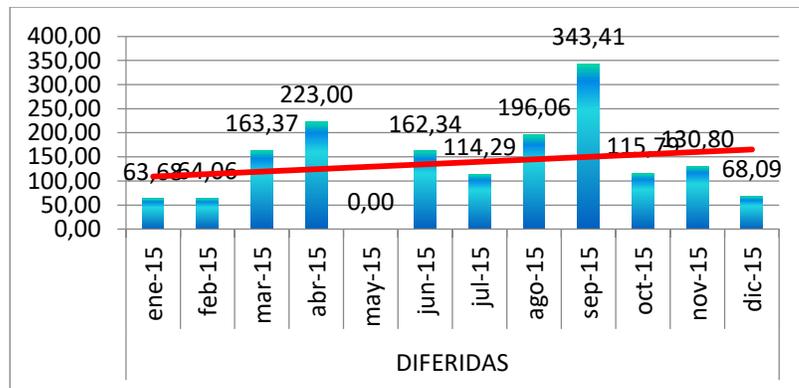
Como se puede evidenciar en la gráfica 1 la mayor afectación en cantidad de eventos se presentó en el segundo semestre del 2015, debido a la tendencia creciente se decide revisar la coordinación de protecciones y tomar acciones de mejora.

Gráfica 2. Tiempo de paros por fallas en sistema eléctrico (min)



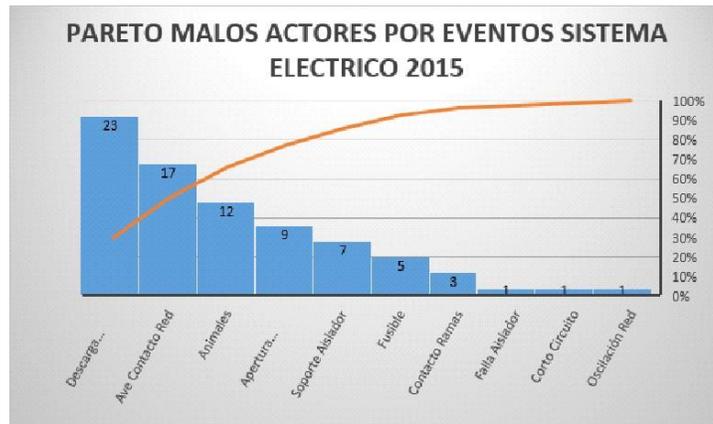
En cuanto a los tiempos de duración, las paradas con mayor afectación al sistema fueron en los meses de agosto y septiembre del 2015 como se puede observar en la gráfica 3, la tendencia es al aumento.

Gráfica 3. Total diferidas por fallas en sistema eléctrico (bls)



Las diferidas también tienen una tendencia creciente, se puede observar que el mes de septiembre fue el mes con mayor repercusión con total en el 2015 de 1644,89 barriles con un valor de \$ 50 USD.

Gráfica 4. Pareto malos actores por eventos sistema eléctrico 2015



Como se puede evidenciar en la gráfica del 2015 el principal mal actor de las fallas de la red son las descargas atmosféricas, seguido en segundo lugar por los contactos de aves con la red, en tercer los animales, en todos los casos se presentó *black out* de campo. De acuerdo a este análisis se identificó que la coordinación de protecciones no estaba operando de manera correcta.

#### 4.2 ANALISIS DE FALLAS ELECTRICAS Y DIFERIDAS DEL 2016

Estos datos fueron el resultado después del análisis de la coordinación de protecciones y de implementar las mejoras sugeridas en la primera parte del plan de mejora sugerida en el presente documento.

Gráfica 5. Análisis de fallas eléctricas y diferidas 2016

EVENTOS													TOTAL
SUBSISTEMA	ene-16	feb-16	mar-16	abr-16	may-16	jun-16	jul-16	ago-16	sep-16	oct-16	nov-16	dic-16	TOTAL
GENERACION	1	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	2
LT 13,2 kV SEC SUR	0	0	0	1	0	0	0	0	0	1	0	1	3
LT 13,2 kV SEC NOR	0	0	0	0	1	1	0	1	0	3	4	1	11
LT 34,5 Kv	1	2	1	5	3	4	5	4	1	3	0	0	29
LT 13,2 SEC ESTES	0	0	0	0	2	0	0	0	2	0	0	0	4
<b>TOTAL</b>	<b>2</b>	<b>2</b>	<b>1</b>	<b>6</b>	<b>6</b>	<b>5</b>	<b>5</b>	<b>5</b>	<b>4</b>	<b>7</b>	<b>4</b>	<b>2</b>	<b>49</b>

TIEMPO													TOTAL
SUBSISTEMA	ene-16	feb-16	mar-16	abr-16	may-16	jun-16	jul-16	ago-16	sep-16	oct-16	nov-16	dic-16	TOTAL
GENERACION	7,20	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	19,80	0,00	0,00	0,00	27
LT 13,2 kV SEC SUR	0,00	0,00	0,00	76,24	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	120,00	0,00	49,80	246
LT 13,2 kV SEC NOR	0,00	0,00	0,00	0,00	75,00	165,00	0,00	120,00	0,00	197,40	565,20	34,80	1157
LT 34,5 Kv	18,00	90,00	19,80	11,75	90,00	97,20	48,00	34,80	30,00	75,00	0,00	0,00	515
LT 13,2 SEC ESTES	0,00	0,00	0,00	0,00	195,00	0,00	0,00	0,00	30,00	0,00	0,00	0,00	225
<b>TOTAL</b>	<b>25,20</b>	<b>90,00</b>	<b>19,80</b>	<b>87,99</b>	<b>360,00</b>	<b>262,20</b>	<b>48,00</b>	<b>154,80</b>	<b>79,80</b>	<b>392,40</b>	<b>565,20</b>	<b>84,60</b>	<b>2170</b>

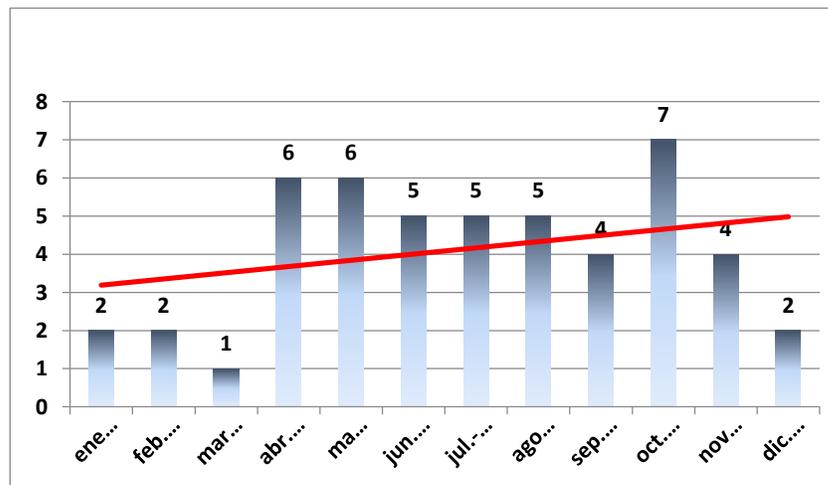
  

DIFERIDAS													TOTAL
SUBSISTEMA	ene-16	feb-16	mar-16	abr-16	may-16	jun-16	jul-16	ago-16	sep-16	oct-16	nov-16	dic-16	TOTAL
GENERACION	1,44	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	64,25	0,00	0,00	0,00	66
LT 13,2 kV SEC SUR	0,00	0,00	0,00	191,66	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	4,79	0,00	8,69	205
LT 13,2 kV SEC NOR	0,00	0,00	0,00	0,00	3,85	6,05	0,00	79,32	0,00	137,64	60,25	3,08	290
LT 34,5 Kv	7,89	22,98	16,87	43,87	3,52	47,14	42,43	27,60	5,35	65,27	0,00	0,00	283
LT 13,2 SEC ESTES	0,00	0,00	0,00	0,00	16,76	0,00	0,00	0,00	17,73	0,00	0,00	0,00	34
<b>TOTAL</b>	<b>9,33</b>	<b>22,98</b>	<b>16,87</b>	<b>235,53</b>	<b>24,13</b>	<b>53,19</b>	<b>42,43</b>	<b>106,92</b>	<b>87,33</b>	<b>207,70</b>	<b>60,25</b>	<b>11,77</b>	<b>878</b>

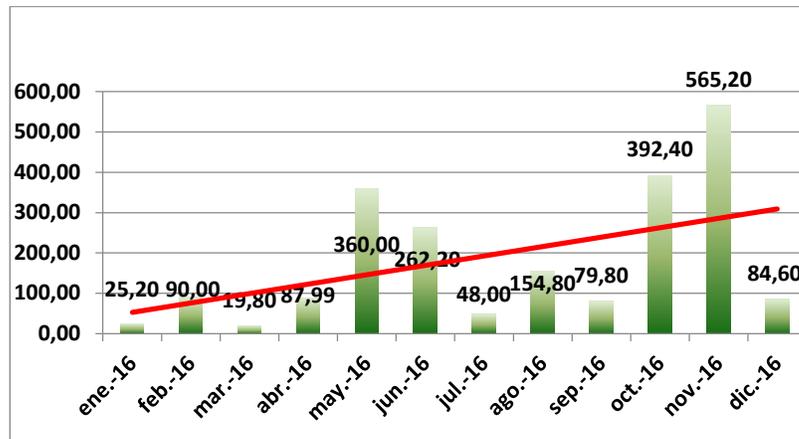
FES-DES 2016													TOTAL
FES-DES 2016	ene-16	feb-16	mar-16	abr-16	may-16	jun-16	jul-16	ago-16	sep-16	oct-16	nov-16	dic-16	TOTAL
EVENTOS	2	2	1	6	6	5	5	5	4	7	4	2	49
TIEMPO	25,20	90,00	19,80	87,99	360,00	262,20	48,00	154,80	79,80	392,40	565,20	84,60	2170
DIFERIDAS	9,33	22,98	16,87	235,53	24,13	53,19	42,43	106,92	87,33	207,70	60,25	11,77	878

Gráfica 6. Eventos asociados a fallas en sistema eléctrico.



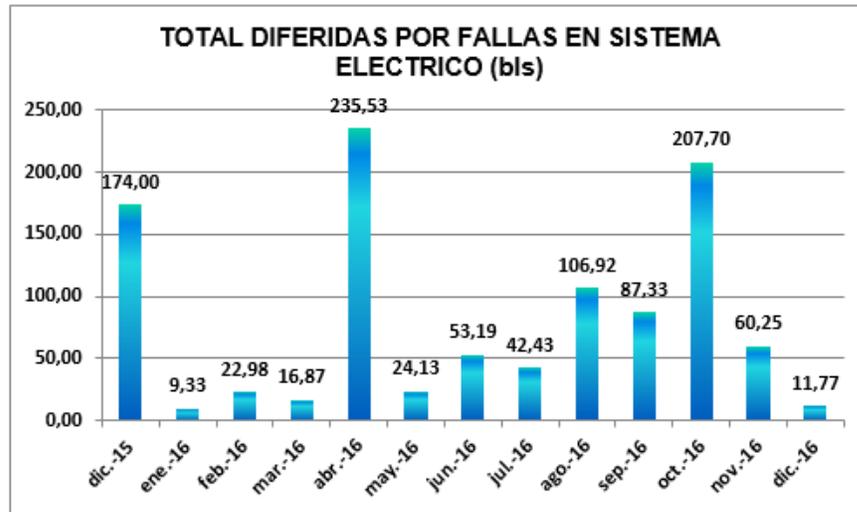
Se observa que durante el 2016 se presentaron 49 eventos, 30 menos con respecto al año pasado con un porcentaje de reducción de 37,9%

Gráfica 7. Tiempo de paros por fallas en sistema eléctrico (min)



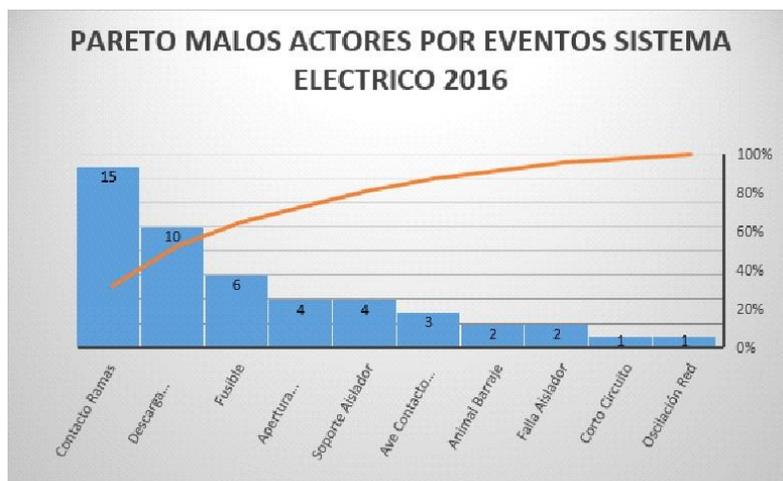
En el 2016 se presenta también una tendencia creciente pero al comparar con el 2015 se presenta una disminución de 260.9 minutos menos que el 2015 que corresponden a un 10,73%.

Gráfica 8. Total diferidas por fallas en sistema eléctrico.



El total de diferidas del año 2016 es de 878 barriles con respecto al año pasado son 766,89 barriles menos que equivalen a un 46,62% de disminución en las diferidas.

Gráfica 9. Pareto malos actores pro eventos sistema eléctrico 2016



En este gráfico se puede observar que la afectación a la red por descargas atmosféricas disminuyó de 23 a 10, lo que equivale a un 56,52% de disminución con respecto al año pasado. En cuanto a los daños por aves a la red pasó de 17 eventos a 3 eventos, es decir una reducción de 82,35%.

#### 4.3 COSTOS DE LA IMPLEMENTACIÓN DE LA COORDINACIÓN DE PROTECCIONES

Para el análisis de los costos de la implantación de la coordinación de protecciones se tomó como referencia el dólar a \$ 3.000 y el costo del barril de crudo a \$50 USD

Tabla 1. Análisis de los Costos de la implementación coordinación de protecciones.

Concepto	Valor día	Cantidad	Costo Total
Mano de obra Especializada	\$ 800.000	10	\$ 8.000.000
Transporte	\$ 1.400.000	1	\$ 1.400.000
Diferida	\$ 3.000.000	10	\$ 30.000.000
Hospedaje	\$ 60.000	10	\$ 600.000
Alimentación	\$ 45.000	10	\$ 450.000
			<b>\$ 40.450.000</b>

Como se puede observar en la tabla 1 el mayor costo de la implementación son las diferidas asociadas que corresponden al 74,16% del costo total, para este cálculo se tomó como diferida 20 barriles por día para un total de 200 barriles en toda la implementación.

Estos cálculos se presentaron a la gerencia en reunión semanal operativa, se decidió proceder con la implementación de la coordinación de protecciones en el mes de abril de 2016.

#### 4.4 RESULTADOS DE LA COORDINACIÓN DE PROTECCIONES

**4.4.1 Resultados en los *Black Out*.** El primer resultado, y más importante, por su afectación a los equipos y a la producción, fue la reducción de los *black Out*.

Tabla 2. Reducción de los black out.

Concepto	2.015	2.016	Diferencia
Black Out	52	5	47

Como se puede evidenciar los eventos se disminuyeron en un 90,38% demostrando así que fue acertada la decisión de implementar la coordinación de las protecciones

**4.4.2 Resultados en diferidas.** Se toma como referencia el dólar a \$ 3.000 y el valor del barril a \$ 50 USD.

Tabla 3. Resultado de las diferidas después de implementar la coordinación de protecciones.

Concepto	2.015	2.016	Ahorro
Diferidas	1644,89	878	766,89
Costo	\$ 246.733.500	\$ 131.700.000	<b>\$ 115.033.500</b>

Se observa que las diferidas bajaron en un 46,62% con respecto al año 2015.

**4.4.3 Resultados de la mano de obra técnica utilizada en atención de eventos.** Cuando se presentan eventos en las redes se dispone de una cuadrilla para la atención del evento de reposición de la red, después de esto esta misma cuadrilla se dedica a revisar la red y a realizar el informe de falla.

Tabla 4. Resultados del costo de la mano de obra técnica utilizada en atención de eventos

Concepto	2.015	2.016	Ahorro
Eventos	79	49	30
Costo	\$ 86.900.000	\$ 53.900.000	<b>\$ 33.000.000</b>

**4.4.4 Resumen de resultados.** En la tabla que se muestra a continuación se hace un resumen de los gastos y ahorros que se tuvieron durante y después de la implementación de la coordinación de protecciones. \$107.583.500 son ahorros

obtenidos en 9 meses desde que se implementó la coordinación de protecciones enfocada a la generación y a la red de 34,5 KV que se propone en este documento.

Tabla 5. Costos de la implementación coordinación de protecciones.

Concepto	Valor día	Cantidad	Costo Total
Mano de obra Especializada	\$ 800.000	10	\$ 8.000.000
Transporte	\$ 1.400.000	1	\$ 1.400.000
Diferida	\$ 3.000.000	10	\$ 30.000.000
Hospedaje	\$ 60.000	10	\$ 600.000
Alimentación	\$ 45.000	10	\$ 450.000
			<b>\$ 40.450.000</b>

Concepto	2.015	2.016	Ahorro
Diferidas	1644,89	878	766,89
Costo	\$ 246.733.500	\$ 131.700.000	<b>\$ 115.033.500</b>

Concepto	2.015	2.016	Ahorro
Eventos	79	49	30
Costo	\$ 86.900.000	\$ 53.900.000	<b>\$ 33.000.000</b>

<b>Total de ahorros después de la implementación en 9 meses a Dic 2017</b>	<b>\$ 107.583.500</b>		
--	-----------------------	--	--

## 5. PLAN DE MANTENIMIENTO ELECTRICO CAMPO SANTIAGO

En este capítulo se propone un plan de mantenimiento enfocado a los sistemas eléctricos donde se mencionan las principales técnicas a tener en cuenta.

### 5.1 GENERALIDADES

### **5.1.1 Objeto.**

Definir las técnicas de Mantenimiento Predictivo o por Condición aplicables a los diferentes tipos de equipos eléctricos en instalaciones existentes en Campo Santiago.

### **5.1.2 Alcance.**

Comprende todos Planes de Mantenimiento Predictivo a realizar para los equipos e instalaciones de Campo Santiago.

El alcance se divide en dos partes, la primera consiste en implementar un Monitoreo Básico a desarrollar en el servicio (la Línea Base) y otro Especializado a desarrollar por expertos.

### **5.1.3 Responsables**

- Gerente de Servicio
- Líder de Servicio
- Responsable de Mantenimiento en Servicios
- Personal de Supervisión
- Operarios

## **5.2 PROCEDIMIENTO**

### **5.2.1 Definición y Objetivos.**

Este tipo de Mantenimiento está basado fundamentalmente en detectar una Falla antes de que se convierta en una Falla Crítica (es decir una falla Incipiente), para dar tiempo a corregirla sin perjuicios al servicio, ni detención de la producción.

Estos controles se pueden llevar a cabo de las siguientes formas:

- Monitoreo continuo
- Enclavamiento por superación de parámetros de máquina u operativos
- Monitoreo periódico en el servicio.
- Monitoreo por personal especializado.
- Inspecciones periódicas.

Los objetivos de la aplicación de técnicas de mantenimiento predictivo son en primer término la determinación de la condición del equipo, mediante el desarrollo de tendencias de parámetros directos o indirectos que manifiesten el estado de los componentes de los equipos, con el objeto de detectar las fallas incipientes o condiciones anormales y, sobre todo, la obtención de la información necesaria para la toma de decisiones.

### **5.2.2 Estrategia de implementación.**

**a.** Este tipo de mantenimiento está basado fundamentalmente en la detección de una falla antes de que la misma se convierta en una falla crítica, es decir una falla incipiente o por degradación, teniendo prioridad los equipos de criticidad 1 y 2 de acuerdo a los siguientes criterios: Criticidad de Equipos, Inspección de estáticos, mantenimiento predictivo eléctrico.

*Encargados:*

- Gerente de Planta
- Coordinador de Mantenimiento
- Técnico de Mantenimiento certificado

**b.** Se determina la condición del equipo, el desarrollo de tendencias de parámetros directos o indirectos que manifiestan el estado de los equipos.

*Encargado:* Técnico de Mantenimiento certificado.

**c.** Realización de pruebas no destructivas para la medición y detección de estos estados como son: termografías, ultrasonido, cronografía.

*Encargado:* Especialista de Mantenimiento certificado.

**d.** Este tipo de control contempla la necesidad de contar con personal especialista o entrenado en las técnicas de mantenimiento predictivo más especializado para la detección de fallas potenciales o monitoreo de fallas.

*Encargado:* Técnico de Mantenimiento certificado.

**e.** Se lleva un control de tendencias e histórico de los parámetros de medición de acuerdo con las técnicas de mantenimiento para cada equipo con la finalidad de controlar los niveles de alerta y/o establecer la necesidad.

*Encargado:* Técnico de Mantenimiento certificado.

**f.** Por cada una de las anomalías detectadas a partir de la recorrida de mantenimiento predictivo se genera una orden de trabajo.

*Encargado:* Técnico de Mantenimiento certificado.

La estrategia para la implementación de los planes de Mantenimiento Predictivo contempla dos partes:

- Monitoreo de Condición Básica para implementar en el servicio – Línea Base
- Mantenimiento Predictivo Especializado.

### **5.2.3 Análisis de criticidad de equipos.**

El análisis de consecuencias de una falla durante la evaluación de la criticidad se realiza para proporcionar discriminación entre los equipos sobre la base de los efectos de una falla potencial, identificando así la importancia de una función o equipo dentro de la operación.

La Criticidad de un equipo está dada por la magnitud de las consecuencias del impacto y efecto que una falla funcional o catastrófica provocaría en el entorno y su probabilidad de ocurrencia. Es por eso que la criticidad estará basada en el riesgo, siendo este:

$$\text{Riesgo} = \text{Probabilidad de Ocurrencia} \times \text{consecuencias de la falla}$$

Se comienza evaluando la criticidad de las funciones como primer paso para evaluar la criticidad de los equipos que la componen.

El 100% de los equipos dados de alta en el sistema de mantenimiento debe tener una criticidad asociada.

La evaluación de la criticidad es la herramienta inicial para la evaluación y administración del riesgo. Desde la clasificación de las funciones y los equipos por su criticidad basada en riesgo, se vinculan con los procesos de mantenimiento, como ser:

- Plan de mantenimiento acorde a la criticidad (control y mitigación del riesgo).
- Estrategia de repuestos críticos, de consumo y preventivos.
- La priorización en el proceso de planificación y programación (Administración de los riesgos).

**Nota:** “El riesgo está presente en todos los procesos de decisión en la gestión del servicio de mantenimiento”.

**5.2.4 Grupo evaluador.** El Grupo evaluador deberá contar con especialistas de los sectores de IGM, O&M y HSE.

La asignación de recursos a un equipo está directamente relacionada con su criticidad eliminándose así subjetividades.

**5.2.5 Áreas a evaluar consecuencias.** Los puntos de vista que intervienen en la definición de la criticidad son como mínimo:

- Calidad (Q): Fuera de especificación, reproceso.
- Seguridad (SE): Riesgos de las personas (internos a la operación) y riesgos de la comunidad (externo a la operación).
- Medio Ambiente (M.A.): Daños ambientales, emisiones, contaminación de suelo /agua.
- Producción (PRO): Interrupción de la producción, disminución de la carga de producción, es decir Costos operacionales relacionados a lucro cesante por baja en la producción.
- Costo (CO): Impacto en mayores costos derivados de los eventos, es decir Costos no operacionales derivados de los costos reparación para la restitución de las funciones.

**Nota:** Determinar la criticidad basada en riesgo nos introduce en el proceso de disminución de Riesgo, ALARP (*As Low As Reasonably Practical*) es decir “tan bajo como sea razonablemente práctico”.

La razón por cual asumimos un riesgo mínimo es porque las personas lo consideran lo suficientemente bajo como para hacerlo un “Riesgo Aceptable”. En ningún caso los riesgos podrán ser reducidos a cero debido a la combinación de factores inesperados propios de las características aleatorias que se describen a continuación y que deben ser tenidas en cuenta durante el proceso de evaluación, ellos son:

- Desastres naturales.
- Eventos Externos (caída de elementos, colisiones).
- Sabotajes.
- Efectos secundarios (instalaciones o plantas próximas).
- Limitaciones de los métodos de inspección y detección.
- Error de diseño.
- Error humano.
- Desconocimiento previo de los mecanismos de deterioro.
- Entre otros.

#### **5.2.6 Equipos críticos por definición.**

En toda instalación industrial existen equipos que por su función resultan críticos sin evaluación previa, por ejemplo:

- Sistemas de lucha contra incendio.
- Sistemas detectores de Gases y fuego.
- Sistemas de "Shut Down" Planta.
- Sistemas de "Line Break" en ductos.
- Sistema de alivio de presión / vacío.
- Sistema de protecciones de equipos / proceso.
- Sistema de Aire de instrumento.
- Distribución principal de energía.
- Sistemas de control que incluyan lazos y equipos críticos.
- Generadores Auxiliares.
- UPS en sistemas de control.
- Cápsula de Abandono en Plataformas offshore.

- Sistema de Comunicación en Plataformas offshore.
- Sonares o radares en Plataformas offshore.
- Sistema de evacuación en Minería.
- Sistema de ventilación en Minería.
- Cabo o Línea de Vida en Equipos de Torre.

Se considera equipo crítico por definición a todo aquel que tenga relación directa con los riesgos hacia las personas, protegiéndolas o mitigando las consecuencias.

Hay Equipos que en general NO son críticos, por ejemplo:

- Equipos con *stand by*.
- Equipos con redundancia.
- Equipos con opciones o alternativas inmediatas (compresor de aire portátil que reemplaza al principal de aire de instrumentos de la Planta; o un proceso alternativo que reemplaza el uso de químicos por una etapa de calentamiento; etc.).

Son clasificados y definidos por el grupo evaluador de acuerdo a este procedimiento, como por ejemplo:

- Recipientes Estáticos (Separadores, Intercambiadores, tratadores, Tanques y otros).
- Maquinaria Mecánica Rotante (Bombas, compresores, turbinas, motores a combustión interna y otros).
- Maquinaria Eléctrica Rotante (motores eléctricos, generadores eléctricos y otros).
- Maquinaria Eléctrica Estática (tableros eléctricos, transformadores, arrancadores suaves, variadores de frecuencia y otros).
- Cañerías o tuberías (ductos, venteos y otros).
- Instrumentos, enclavamientos y controles.

### **5.2.7 Información Previa / experiencia.**

Los puntos de vista a tener a cuenta para llevar adelante el análisis son:

- Cualitativo: Conocimiento y entrenamiento de quienes lo implementan.
- Cuantitativo: Disponibilidad, calidad de la información y datos necesarios; como es tasa de fallas, sus consecuencias e historiales en general.

Es recomendable tomar en cuenta la información histórica de las fallas y sus consecuencias utilizando datos concretos relevados y registrados. Este es el caso de Análisis cuantitativo. Es benéfico para la integridad de un análisis de criticidad asegurar que los datos sean validados y actualizados por personas expertas.

En caso de no contar con dicha información incorporar al Grupo de análisis expertos con experiencia en la misma clase de equipos. Este es el caso de un análisis cualitativo.

Consultar por ejemplo con el Ingeniero de Mantenimiento (IGM) del Área, Región/País.

Este enfoque cualitativo requiere datos basados en información descriptiva utilizando el juicio y la experiencia técnica como base para el análisis de la probabilidad y la consecuencia de la falla. La exactitud de los resultados de un análisis cualitativo depende de los antecedentes y la pericia de los analistas.

**5.2.8 Criterios de determinación de criticidad.** Se calculará la criticidad de la función. Los equipos o sistemas tendrán la misma categorización que la función, excepto los equipos o sistemas críticos comprendidos en el apartado 4.4.

Nota: puede haber un equipo de alta criticidad dentro de una función con un nivel menor de criticidad.

### **5.2.9 Ponderación de la criticidad.** La criticidad está basada en el riesgo.

Riesgo = Probabilidad de ocurrencia de falla crítica x consecuencias.

Las consecuencias pueden ser expresadas cualitativa o cuantitativamente, como hemos descrito. Las condiciones de arranque y parada además de las condiciones de emergencia no rutinarias también deben ser revisadas para determinar su efecto potencial sobre las consecuencias y la probabilidad de ocurrencia.

- Cálculo de la criticidad: los valores asignados para la definición de la criticidad de cada uno de los atributos podrán ser adaptados en cada operación de acuerdo a sus características.

Se destaca nuevamente la necesidad de contar con datos fiables, y que de ellos se desprenden las evaluaciones iniciales o futuras revisiones de la criticidad. Puede ser benéfico utilizar métodos cuantitativos y cualitativos en una forma complementaria para producir la evaluación más efectiva y eficiente, que mejor se adapte a nuestro servicio. Cuando se produzca un cambio importante en el proceso se debe revisar la criticidad de los equipos, esto posibilita que todas las modificaciones que pudieran producirse en los procesos e instalaciones por mantenimiento, o a través subcontratos u otras forma; sean tenidas en cuenta a fin de ponderar de manera continua el riesgo latente.

### **5.2.10 Evaluación de las consecuencias de las fallas.**

- Fallas críticas con detención: para este caso, consideraremos únicamente de manera de ponderar las consecuencias a aquellas fallas calificadas con Severidad “Crítica”, es decir aquella que produce la pérdida completa e inmediata de la función del Equipo.

- Fallas catastróficas: estas son aquellas clasificadas en el campo del aviso posean un modo de falla “Rotura” y su mecanismo de falla también “rotura”. Es decir la falla catastrófica es el caso en el que un equipo llega a la rotura y su magnitud implique la destrucción total del mismo.

Dentro de esta clasificación se consideran a las fallas con impacto en las personas.

Para ambos casos NO estamos evaluando todas las posibles fallas que tengan origen en los componentes que integran un Equipo, sino solo aquellas con detención o la destrucción total del mismo con pérdida de función. Por eso es importante detectar al nivel función/equipo. Se usara la tabla de evaluación de las consecuencias de las fallas.

Tabla 6. Evaluación de las consecuencias de las fallas

<b>Q</b>	Fuera de especificación, producción a pérdida más de dos días de paro	<b>10</b>	Falla catastrófica imprevista - sin aviso - alto impacto	<b>E</b>
<b>SE</b>	La falla del equipo produce muerte			
<b>M.A.</b>	No cumple legislación. Contaminación abarca toda el área de operación. Emisión al aire fuera de lo permitido. Muy alto costo remediación (tres márgenes).			
<b>PRO</b>	Se pierde la producción. Equipo sin stand by. Más de dos días de paro. Grado de protección bajo.			
<b>CO</b>	Los costos de la reparación superan el 50% del equipo. Alto lucro cesante / multas.	<b>9</b>	Falla catastrófica imprevista - sin aviso - alto impacto	<b>E</b>
<b>Q</b>	La producción debe ser reprocesada			
<b>SE</b>	La falla del equipo lesiones graves (pérdida capacidades)			
<b>M.A.</b>	Más de la mitad del área de operación se ha contaminado. Emisión al aire fuera de lo permitido. Muy alto costo remediación (dos márgenes).			
<b>PRO</b>	Interrupción prolongada de la producción. Lucro cesante 1 a dos días paro de planta. Grado de protección mediano	<b>8</b>	Falla catastrófica imprevista - sin aviso - alto impacto	<b>E</b>
<b>CO</b>	Los costos de la reparación superan el 25% del equipo. Alto lucro cesante (1 a 2 días) / multas.			
<b>Q</b>	Fuera de especificación aleatoria. Planta inestable			
<b>SE</b>	Accidente grave, con pérdidas de días. Pérdida leve de capacidad. Más de 45 días.			
<b>M.A.</b>	Áreas contaminadas. Emisiones a la atmósfera sobrepasando límite en forma alternada. Alto costo remediación (un margen)	<b>7</b>	Falla catastrófica imprevista - sin aviso - alto impacto	<b>D</b>
<b>PRO</b>	Paro de planta entre 24 y 8 horas			
<b>CO</b>	El costo de reparación esta entre 25% y 10 % del costo del equipo. Lucro cesante 24 y 8 horas			
<b>Q</b>	Se produce un 10% fuera de especificación.			
<b>SE</b>	Lesiones graves con pérdidas de días 30 a 45. No pierde capacidades.	<b>6</b>	Falla catastrófica imprevista - sin aviso - alto impacto	<b>C</b>
<b>M.A.</b>	Áreas contaminadas. Emisiones a la atmósfera sobrepasando límite en forma alternada. Alto costo remediación( un margen).			
<b>PRO</b>	Paro de planta entre 12 y 4 horas			
<b>CO</b>	El costo de reparación esta entre 10 % del costo del equipo. Lucro cesante 12 y 4 horas			
<b>Q</b>	Existen períodos fuera de especificación 5% controlados.	<b>6</b>	Falla catastrófica imprevista - sin aviso - alto impacto	<b>C</b>
<b>SE</b>	Lesiones medianas con pérdidas de días entre 7 a 30 días.			
<b>M.A.</b>	Contaminación confinada. Mediano costo remediación (50% margen)			
<b>PRO</b>	Paro de Planta entre 1 a 4 horas			

<b>CO</b>	El costo de reparación esta entre 10 % del costo del equipo. Lucro cesante 12 y 4 horas			
<b>Q</b>	Existen cortes periodo de fuera de especificación (menor a 1% de la producción).	<b>5</b>		
<b>SE</b>	Lesiones leves a medianas con pérdida de días.			
<b>M.A.</b>	Contaminación confinada. Mediano costo remediación (25% margen)			
<b>PRO</b>	Paro de planta entre 30 minutos a 1 horas			
<b>CO</b>	El costo de reparación esta entre 5 a 10% del costo del equipo. Lucro cesante 30 minutos a 1 hora			
<b>Q</b>	En el límite de la especificación con desviaciones esporádicas controladas	<b>4</b>		<b>Falla rotura- impacto leve a mediano</b>
<b>SE</b>	Lecciones leves sin pérdidas días			
<b>M.A.</b>	Pérdidas emisiones sin contaminación, confinadas. Costo medio neutralización (10 % margen)			
<b>PRO</b>	Paro parcial de planta. Se baja carga 80 a 60%			
<b>CO</b>	Costo reparación menor a 5% del equipo.			
<b>Q</b>	En el límite de la especificación	<b>3</b>		
<b>SE</b>	Se registran incidentes sin consecuencias			
<b>M.A.</b>	Pérdidas emisiones sin contaminación, confinadas. Costo bajo neutralización (5% margen)			
<b>PRO</b>	Paro parcial de planta. Se baja carga 80 %			
<b>CO</b>	Costo mínimo en horas hombre para ajustes o reparaciones			
<b>Q</b>	Dentro de la especificación.	<b>2</b>		<b>Falla leve - restringida a componente -sin impacto.</b>
<b>SE</b>	Sin consecuencias			
<b>M.A.</b>	Incidente sin impacto.			
<b>PRO</b>	No se para producción. Se utilizan reservas.			
<b>CO</b>	Costo mínimo en horas hombre			
<b>Q</b>	Supera calidad exigida	<b>1</b>		
<b>SE</b>	Sin consecuencias			
<b>M.A.</b>	No hay contaminación. Emisiones debajo de lo permitido.			
<b>PRO</b>	No se detiene ningún proceso			
<b>CO</b>	No hay costo asociado.			

**5.2.11 Evaluación de la probabilidad de ocurrencia de la falla.** El juicio técnico y la experiencia son la base para esta evaluación, entonces se puede asignar una

categoría de probabilidad de falla para cada función, sistema o equipo. Dependiendo de la metodología empleada se pueden describir las categorías con palabras tales como alto, medio, bajo; o pueden tener descriptores numéricos (tales como 0.1 a 0.01 veces por año).

Para evaluar probabilidad de ocurrencia de manera cuantitativa se puede tomado como base equipos similares o datos del OREDA, para lo cual se determina con qué criterio son tomados los datos.

Otras posibilidades de frecuencia son:

- Cantidad de maniobras.
- Cantidad de ciclos.
- Cantidad de volumen procesado.
- Cantidad de Kilómetros.

Siempre tener en cuenta que debe existir una relación entre el parámetro que se utilice para la frecuencia y el patrón de fallas a registrar.

El experto determinará el parámetro y cuáles son los valores para discriminar entre frecuencia: muy baja, baja, media, alta, muy alta u otra escala.

Se usará la tabla de ponderación de la probabilidad de ocurrencia de la falla relacionada a continuación:

Tabla 7. Evaluación de la Probabilidad de ocurrencia de la falla

---

CONFIABILIDAD para un AÑO	MTBF (horas)	FRECUENCIA DE FALLAS			CATEGORÍA	
		UNA FALLA CADA				
99,005%	876000	UNA FALLA CADA	100	AÑOS	1	MUY BAJA PROBABILIDAD
98,020%	438000	UNA FALLA CADA	50	AÑOS		
96,079%	219000	UNA FALLA CADA	25	AÑOS	2	BAJA PROBABILIDAD
90,484%	87600	UNA FALLA CADA	10	AÑOS		
84,648%	52560	UNA FALLA CADA	6	AÑOS	3	PROBABILIDAD MEDIA
71,653%	26280	UNA FALLA CADA	3	AÑOS		
36,788%	8760	UNA FALLA CADA		AÑO	4	ALTA PROBABILIDAD
13,534%	4380	UNA FALLA CADA	6	MESES		
1,832%	2190	UNA FALLA CADA	3	MESES	5	MUY ALTA PROBABILIDAD
0,001%	7300	UNA FALLA CADA	1	MESES		

Figura 7. Matriz de evaluación del riesgo para análisis de criticidad

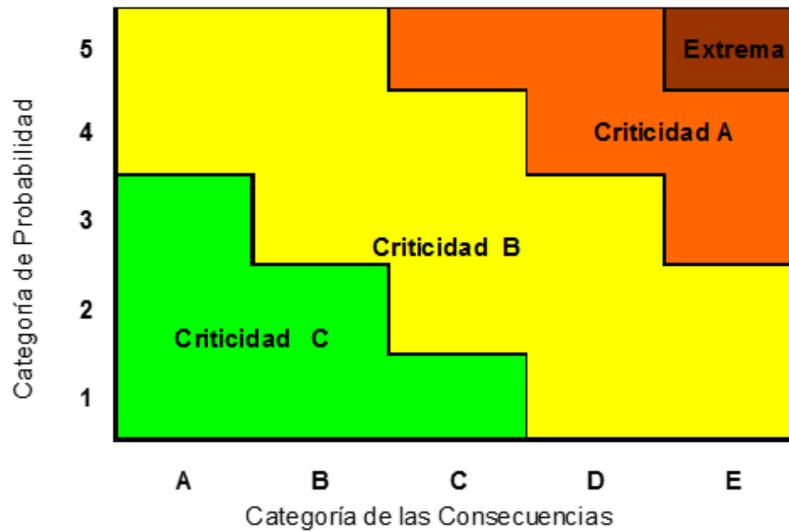
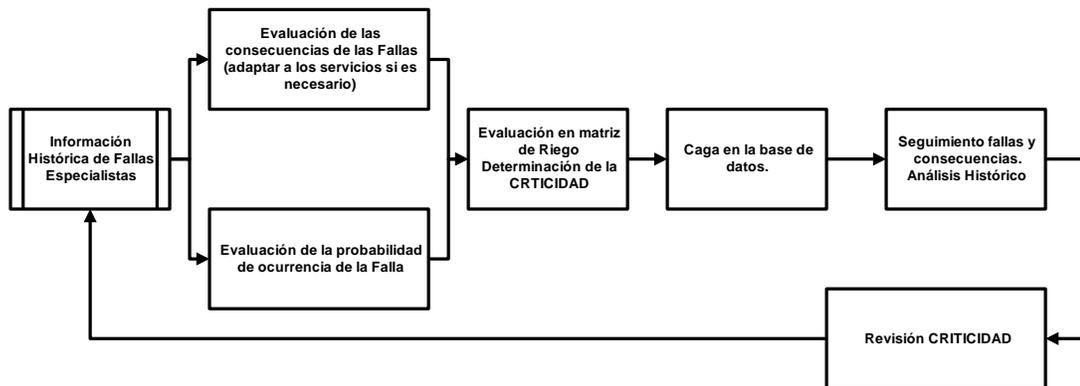


Figura 8. Diagrama de flujo.



▪ Otras Consideraciones de Riesgo, con impacto en la criticidad de equipos:

Tener en cuenta toda la información existente al momento de evaluar la criticidad de funciones y equipos, relacionada con los riesgos:

- Clasificación de productos químicos según la norma NFPA 704.
- Análisis HAZOPS existentes.
- Clasifican de zonas de áreas para instalaciones eléctricas, Clase 1: división 1 y 2 (API STD 500).
- Nivel SIL (*Safety Integrity Level*).
- Análisis LOPA (*Layer of protection analysis*).
- Análisis RBI, Inspección Basada en Riesgo.
- Clasificación de riesgo según legislación vigente.
- Árbol de fallas (FTA).
- Investigaciones de accidentes.

Figura 9. Matriz de responsabilidades.

#	DESCRIPCION DEL PROCESO	Gerente de Servicio	Lider de Servicio	Resp. de Mantenimiento	Operador Producción	Coordinador CSMA	Compras	Programador
1	Definición de inventario de equipos	X	X			X		
2	Seleccionar valores de Q, SE, M.A, PRO, CO	X	X		X			
3	Definición del nivel de Criticidad	X	X	X	X			X
4	Aprobación de las Criticidades asignadas	X	X					
5	Revisión anual		X					

▪ Referencias:

X: Ejecuta la tarea

C: Es consultado

I: Es informado

REFERENCIAS

- API 580 "Risk Based Inspection".
- API 581 "Risk Based Inspection. Base Resource Document".
- SAE J 1730 FMEA "Concept to Plant Machinery and Equipment".
- API 750 "Management of process hazard".

**5.2.12 Monitoreo de condición básica para implementar en el servicio - línea base.** Consiste en llevar un control de tendencias e históricos de los parámetros de medición de acuerdo con las técnicas de Mantenimiento Predictivo

preestablecidas para cada equipo, con la finalidad de controlar los niveles de alerta y/o establecer la necesidad de una inspección de Mantenimiento Predictivo más especializado para la detección de fallas potenciales.

Este control de tendencias o monitoreo de condición de línea base será ejecutado por un técnico de mantenimiento debidamente entrenado.

### **5.3 MANTENIMIENTO PREDICTIVO ESPECIALIZADO**

Este tipo de control contempla la necesidad de contar con especialistas o personal certificado en las técnicas de Mantenimiento Predictivo identificadas para cada equipo (Termografía, Análisis de Aceite, Análisis de aislación), con la finalidad de determinar fallas potenciales que puedan derivarse desde las condiciones identificadas en el monitoreo de Línea Base.

Es necesario que el Mantenimiento Predictivo Especializado cuente con la información de Línea Base de monitoreo de la condición de los equipos para que el resultado de la inspección especializada tenga mayor soporte y fundamento.

La identificación precisa de fallas potenciales o fallas incipientes permitirá que puedan ser controladas y/o programarse su mantenimiento correctivo.

#### **5.3.1 Descripción de técnicas de mantenimiento predictivo.**

**5.3.1.1 Monitoreo de la condición eléctrica.** El monitoreo eléctrico está orientado a la detección temprana de fallas incipientes, como por ejemplo, alta resistencia en contactos, desbalance de fases, inconvenientes de aislación, etc.

Es sabido que las fallas eléctricas incipientes raramente pueden ser detectadas con una inspección visual. Las consecuencias del avance de una falla eléctrica,

aparte de acortar la vida útil del equipo, son provocar altos riesgos al personal que opera y probabilidad de incendio.

**5.3.1.2 Técnicas de monitoreo eléctrico.** Consiste en la aplicación de distintos ensayos que permiten detectar fallas incipientes en el equipamiento eléctrico. Es importante aclarar que los ensayos Hi-Pot y Surge Test, incluidos en el presente análisis, pueden inducir a la generación de una falla prematura, motivo por el cual se utilizan únicamente al momento de la aceptación/recepción del equipo, no recomendándose su aplicación como técnica de monitoreo del estado del equipo.

**5.3.1.3 Termografía Infrarroja.** La termografía infrarroja es una técnica no destructiva y sin contacto, por medio de la cual, se hace visible la radiación termal o energía infrarroja que un cuerpo emite o refleja. Esta técnica permite visualizar las distribuciones superficiales de temperatura.

Las aplicaciones son muy amplias, entre ellas el control de temperatura, la detección de puntos calientes en contactos defectuosos y fallas. Se utiliza en equipos eléctricos fundamentalmente, pero también en equipos mecánicos, control de procesos, refrigeración, aislaciones de sistemas de fluidos, edificios y estructuras, etc.

Las fallas típicas que hacen aumentar la temperatura son la fricción, el exceso o falta de lubricante, chispas eléctricas, etc.

Frecuencia de ejecución recomendada: una vez al año.

Inspección visual Especialista o Técnico local

- Parámetro: radiación
- Metodología: inspección periódica
- Valores límites: a determinar por el Especialista
- Frecuencia: a determinar acorde al componente a inspeccionar
- Ejecutante: Especialista calificado ó Técnico local

**5.3.1.4 Medición de la capacidad y tangente delta.** Es una relación adimensional en la cual se expresa la corriente resistiva que se drena a través de la aislación a tierra.

El ensayo consiste en aplicar una tensión alterna suficientemente baja sin llegar a la descarga parcial y medir la relación tensión aplicada / corriente resistiva. A medida que la aislación se va envejeciendo, esta corriente tiende a aumentar.

Caracteriza el estado de aislación en una medición de corriente alterna, siendo indicativo del estado global volumétrico. El ensayo de Tangente  $\Delta$  se efectúa para determinar la densidad de alvéolos en la aislación, las descargas de ranura y superficiales. También incluye la determinación de las pérdidas no lineales, es decir las que varían con la tensión, debidas, por ejemplo, a la suciedad en las cabezas de bobinas y oquedades.

Normas de aplicación: IEEE Std. 286 – 2000

***Resumen:***

Mediciones de la Capacidad y Tangente  $\Delta$  (Delta) Especialista:

- Parámetro: Capacidad y Tangente  $\Delta$ .
- Metodología: tendencias.
- Valores límites: a determinar por el Especialista
- Frecuencia: mínima un año
- Base de Datos centralizada en Ingeniería de Mantenimiento
- Ejecutante: Especialista calificado.

Mediciones de Capacidad y Tangente  $\Delta$  (Delta) Técnico local – Línea Base: no aplicable

**5.3.1.5 Análisis de aceite de aislamiento.** Tanto en transformadores como en interruptores existe aceite dieléctrico como medio de disipación o de interrupción del arco.

Para el caso de aceites en dispositivos de corte (interruptores) luego de cierta cantidad de accionamientos (normalmente 6) el aceite se debe cambiar.

El análisis de las características del aceite da información sobre el estado del mismo como también del transformador para el caso de que actúe como aceite refrigerante aislante.

Una serie de normas ASTM normaliza los ensayos y da los límites admisibles:

#### **- Tipo de análisis según norma**

➤ Cromatografía gaseosa ASTM D 4768 36612

Acidez: ASTM D 974

Color: ASTM D 1500

Densidad: ASTM D 1298

Rigidez Dialéctica: ASTM D 877

Tensión interracial: ASTM D 2185

Contenido de agua: ASTM D 1533 88

➤ Karl Fischer-ASTM D-1533-88:

Este ensayo da el contenido de agua dentro del fluido aislante. Este análisis determina el contenido de agua disuelta libre.

El resultado indica que está ingresando agua al interior del Transformador por los sellos, tapa, o respiradero de aceite.

➤ Rigidez Dieléctrica-ASTM D-877 and D-1816: este ensayo pone de manifiesto los contaminantes conductivos incluidos dentro del aceite, como ser residuos carbonosos, agua libre, metales.

➤ Acidez o número de Neutralización-ASTM D-974: indica la acidez del aceite, como resultado de su oxidación, degradación por sobre temperaturas, fallas incipientes en la aislación, agua disuelta.

El incremento de la acidez del aceite provoca fallas prematuras en el transformador, así como también su incremento indica una condición de falla incipiente.

➤ Tensión Interfacial (IFT)-ASTM D-971: se mide la tensión Interfacial entre dos líquidos incompatibles, como lo son agua y aceite. Esta medición se expresa en dinas / centímetros, y es extremadamente sensible al deterioro del aceite y a la contaminación proveniente de sustancias sólidas.

➤ Color-ASTM D-1524: al igual que la oxidación, con el tiempo la degradación del aceite se ve con el cambio de color, e indica la tendencia del deterioro.

➤ Sedimentos, ASTM D-1698: Indica el deterioro y la contaminación del aceite.

➤ Factor de Potencia-ASTMA 924 Realizado a 25° C: este ensayo revela el porcentaje de humedad, resinas, lacas, y otros productos provenientes de la oxidación o de contaminantes externos. Para el aceite nuevo el Factor de Potencia siempre debe estar por debajo de 0,05%.

➤ Inspección Visual-ASTM 1524: el aceite de aislación es limpio y translucido. De tener un color blanquecino, indica la presencia de agua. En caso de haber duda se debe hacer un análisis de Karl Fischer o Ensayo Dieléctrico.

➤ Análisis de PCB-ASTM D 4059: se efectúa por medio de un ensayo cromatográfico.

**- Tipo de análisis según norma**

➤ Cromatografía gaseosa ASTM D 4768 36612

Acidez: ASTM D 974

Color: ASTM D 1500

Densidad: ASTM D 1298

Rigidez Dialéctica: ASTM D 877

Tensión Interfacial: ASTM D 2185

Contenido de agua: ASTM D 1533 88

Metodología: tendencias

Valores límites: a determinar por las normas

Frecuencia: mínima un año

Base de Datos centralizada en Ingeniería de Mantenimiento

Ejecutante: Especialista calificado

**- Tipo de análisis según norma**

Color: Comparación cualitativo

Rigidez Dialéctica: ASTM D 877

Contenido de agua: Por centrifugado /cualitativo

Metodología: tendencias

Valores límites: a determinar por las normas / comparación cualitativo

Frecuencia: mínima uno cada 6 meses

Base de Datos centralizada en Ingeniería de Mantenimiento

Ejecutante: técnico, ver procedimiento SK.IGM.43\_Medición rigidez aceite transformador

**5.3.1.6 Análisis de gas en el aceite.** También llamado análisis de gas disuelto, probablemente es el mejor análisis predictivo que da información del estado del transformador. El envejecimiento del transformador va produciendo pequeñas cantidades de gas combustible.

De esta manera la aislación está sujeta a fallas de descarga parcial y sobre temperaturas. Para estos casos la generación de gas cambia dramáticamente.

En la mayoría de los casos se detectan tempranamente las fallas incipientes que se producen en el transformador, mediante el análisis de los gases generados.

Una pequeña muestra de 50 CC drenada del transformador mediante el procedimiento adecuado es suficiente. La muestra se extrae con el transformador en marcha, ya que los gases se disuelven por las descargas y sobre temperaturas que se producen en el bobinado.

El aceite es analizado usando el test estándar para el análisis de gases disueltos en aceite de aislación eléctrica por métodos de cromatografía ASTM D 3612-90. En este análisis están presentes más de 200 gases que son monitoreados y dan información de la falla como también de la magnitud.

Los principales gases son:

- Nitrógeno (N<sub>2</sub>)
- Oxígeno (O<sub>2</sub>)
- Dióxido de carbón (CO<sub>2</sub>)
- Monóxido de Carbón (CO)
- Metano (CH<sub>4</sub>)
- Etano (C<sub>2</sub>H<sub>6</sub>)
- Etileno (C<sub>2</sub>H<sub>4</sub>)
- Hidrogeno (H<sub>2</sub>)
- Acetileno (C<sub>2</sub>H<sub>2</sub>)

Diferentes combinaciones de los gases revelan diferentes condiciones del transformador, o sea diferentes fallas incipientes, grandes cantidades de CO, CO<sub>2</sub>, Y CH<sub>4</sub>, muestran posibles puntos calientes donde la aislación ha comenzado a fallar. H<sub>2</sub>, C<sub>2</sub>H<sub>6</sub> y CH<sub>4</sub> son indicativos de descargas parciales.

**Resumen:**

- Mediciones de análisis de gases Especialista:
- Parámetro: identificación y cuantificación de gases
- Metodología: tendencias, valores límites combinación de gases
- Valores límites: a determinar por el Especialista y norma
- Frecuencia: mínima un año
- Base de Datos centralizada en Ingeniería de Mantenimiento
- Ejecutante: Especialista calificado

Mediciones de análisis de gases Técnico local - Línea Base: no aplicable.

**5.3.1.7 Aislación eléctrica, megado e índice de polarización.** Es un ensayo estático, con tensión continua, para medir la resistencia a tierra y entre fases. Normalmente la medición va acompañada por una corrección por temperatura.

En este ensayo se puede estar debajo de los valores límites, acorde a la Norma, pero el equipo puede seguir operando, la recomendación es conocer que hay valores críticos y con esta información poder determinar las acciones en caso de que continúe la degradación de la aislación y salga de servicio el equipo.

Criterios de aceptación:

- Rango de tensiones del bobinado

(V) Tensión de prueba

- < 1000 500

- 1000 – 2500 / 500 – 1000

- 2501 – 5000 / 1000 – 2500

- 5001 – 12000 / 2500 – 5000

- > 12000 /5000 - 10000

- Valores mínimos de resistencia de aislamiento para 40° C

Resistencia de aislamiento (MW) Tipo de máquina

**a.** Para bobinados fabricados antes de 1970, todos los bobinados de campo y otros no descritos abajo:  $R (1 \text{ min.}) = kV + 1$

**b.** Para armaduras DC y estatores AC construidos después de 1970:  $R (1 \text{ min.})$

**c.** Para máquinas de bobinado aleatorio y formado y con tensiones menores a 1 kV:  $R (1 \text{ min.}) = 5$

Con una medición similar, pero después de un minuto, y relacionando las dos mediciones se obtiene el índice de polarización indicativo de presencia de humedad en el bobinado.

Tabla 8. Índice de polarización estado de la aislación.

$\leq 1$	Malo
$< 1,5$	Peligroso
1,5 A 2	Regular
2 a 3	Bueno
3 a 4	Muy Bueno
$> 4$	Excelente

**Resumen:**

Mediciones resistencia de aislación Especialista:

No aplicable

Mediciones resistencia de aislación Técnico local – Línea Base:

➤ Parámetro: identificación y cuantificación de mediciones

- Metodología: tendencias, valores límites de mediciones
- Valores límites: a determinar por el Técnico y norma.
- Frecuencia: mínima un año
- Base de Datos centralizada en Ingeniería de Mantenimiento
- Ejecutante: Especialista local, ver Procedimiento SK.IGM.36\_Medición de Aislación

**Nota:** Los mejores resultados son los que se obtienen de la comparación de mediciones y no los puntuales. El historial de la aislación es lo que da idea del valor normal y de las tendencias.

**5.3.1.8 Test de alto potencial o Hi-Pot.** Se aplica un potencial dos veces la tensión de operación más 1000 voltios para cables. Este ensayo es usado para motores y cables nuevos. A través del mismo se induce a producir fallas prematuras y envejecimiento prematuro de los cables, por esto es técnica.

No se recomienda, como técnica predictiva de monitoreo, pero es aceptada como test inicial. Una alternativa a este ensayo es la aplicación por saltos de tensión escalonados, midiendo en cada paso el cambio de la resistencia de aislación y ante cualquier cambio que no coincida con los valores que se vienen midiendo, el ensayo se detiene.

Si las corrientes de pérdidas se van incrementando, en la medida que se incrementa el voltaje del ensayo, es muy probable que la aislación falle con el motor en operación.

**Resumen:**

No aplicable

**5.3.1.9 Ultrasonido.** Las descargas y arcos eléctricos, para el caso de media tensión, es dificultoso verlos a simple vista. Con la ayuda de un sensor adecuado es posible captar el ruido generado por las descargas y así detectar fallas

incipientes en el aislamiento, tanto en componentes de tableros, cableados o bobinados.

**Resumen:**

Mediciones ultrasonido Especialista:

No es necesario

Mediciones ultrasonido Técnico local – Línea Base:

- Parámetro: ruido sonido
- Metodología: detección de ruido o sonido
- Valores límites: detección de ruido o sonido
- Frecuencia: Mínima 6 meses
- Base de Datos centralizada en Ingeniería de Mantenimiento
- Ejecutante: Especialista local, ver procedimiento

**5.3.1.10 Detección de descargas parciales en transformadores por emisión acústica.** Las descargas parciales producen una degradación de las aislaciones que termina generalmente en una falla.

En los transformadores de potencia o medición que usan aceite como dieléctrico y tienen cuba de metal a potencial de tierra, se puede detectar la presencia de descargas parciales por métodos acústicos con el transformador en servicio.

En los transformadores de potencia los ensayos se efectúan según el procedimiento establecido en la Norma IEEE Std. C57.127-2000.

Este ensayo no es habitual, no obstante en caso de realizarse puede utilizarse para corroborar diagnósticos realizados por la medición de la energía disipada en descargas parciales, citado en el punto siguiente.

**5.3.1.11 Descargas Parciales.** Una posible perforación del dieléctrico que afecte solo a una capa de una aislación multicapa, como son los bobinados, puede ser muy difícil de descubrir con los métodos de megado convencionales e índice de polarización, ya que no se trata de una ruptura de aislación o fuga de corriente contra masa, chasis o carcasa.

Es decir, que aun siendo la resistencia de aislación excelente y el IP óptimo (IP  $\geq$  4), puede existir un problema interno entre capas, cuyo comienzo, una vez originado, solo tiende a empeorar con el tiempo.

Excitando el bobinado con una corriente alterna de muy baja frecuencia, se mide la energía que se pierde en pequeñas descargas entre espiras.

Los mejores resultados son los que se obtienen de la comparación de mediciones y no los puntuales. El historial de la aislación es lo que da idea del valor normal y de las tendencias.

El ensayo determina la energía de las descargas parciales discriminándolas de las pérdidas totales de energía en el sistema aislante. Mide las descargas ya sean del tipo “pulsivo” o “no pulsivo”.

Normas ASTM D3382 y REM 500.

**Resumen:**

Mediciones Descargas Parciales Especialista:

- Parámetro: energía disipada en las descargas
- Metodología: tendencias, curva de Lissajous
- Valores límites: a determinar por el Especialista y especificado en la norma
- Frecuencia: mínima un año
- Base de Datos centralizada en Ingeniería de Mantenimiento
- Ejecutante: Especialista calificado.

Mediciones Descargas Parciales Técnico local – Línea Base:

No aplicable

**5.3.1.12 Medición de descargas parciales como carga aparente.** En adición a los métodos anteriores se determina la carga máxima aparente, por integración de los pulsos de corriente de alta frecuencia originados por las descargas parciales. Según la fase y la magnitud de los pulsos respecto a la onda de tensión se puede determinar el origen de las descargas.

Norma IEC 270.

Resumen: ídem punto 4.3.2.9.

**5.3.1.13 Test de impedancia de acumuladores.** Los acumuladores de corriente continua almacenan energía, siendo muy amplia las capacidades, tamaños y tipos. Pero para todos los tipos de baterías la capacidad de almacenaje depende de la tensión en los terminales de salida y la impedancia de la misma.

La impedancia de la batería es medida en los bornes de salida, inyectando una pequeña señal de alterna, montada a la continua, La relación tensión alterna / corriente alterna medida, nos da el valor de la impedancia del acumulador. Este ensayo se puede hacer sin sacar de servicio las baterías.

El criterio es hacer una primera medición de la impedancia, cuando los acumuladores son nuevos, y hacer el seguimiento de su evolución. La comparación puede hacerse entre las diferentes celdas. Un aumento de la impedancia entre el 5% y 10% de su valor inicial es un indicio que su capacidad de entrega de energía ha disminuido, por pérdidas en la impedancia interna de la batería, la cual ha aumentado. Este es un indicio de que el acumulador entra en su periodo final de vida útil.

Dependiendo del tipo de batería, una medición que puede efectuarse es la correspondiente a la densidad de electrolito, a fin de detectar a través de su seguimiento variaciones en la capacidad de carga.

Otra medición que da información sobre el comportamiento de la batería es la temperatura que desarrolla en una prueba de entrega de carga. La temperatura será representativa de la resistencia interna y en bornes. Una termografía de los

puntos de disipación de energía, permite detectar variaciones térmicas que estarán relacionadas con el aumento de la impedancia interna de la batería.

**Resumen:**

Mediciones de impedancia en acumuladores

Especialista:

No aplicable

Mediciones de impedancia en acumuladores Técnico local - Línea base:

- Parámetro: impedancia
- Metodología: incremento
- Valores límites: especificado en este procedimiento
- Frecuencia: Mínima 6 meses
- Base de Datos centralizada en Ingeniería de Mantenimiento
- Ejecutante: Técnico local

**5.3.1.14 Surge Test.** Este ensayo determina la condición de los bobinados. Básicamente detecta cortocircuitos entre espiras. El principio es inyectar un pulso y graficar la respuesta del circuito, Esta se compara entre los tres bobinados, que geométricamente son iguales.

De existir falla entre bobinados, se manifiesta con una respuesta diferente. No es recomendado como ensayo de condición, debido a que el pulso produce degradación en la aislación. No es un ensayo predictivo, ya que se manifiesta una vez producida la falla.

**Resumen:**

Mediciones Surge test Especialista:

- Parámetro: comparación respuesta al pulso
- Metodología: inyección pulso respuesta transitoria
- Valores límites: se comparan bobinados entre sí

- Frecuencia: mínima un año
- Base de Datos centralizada en Ingeniería de Mantenimiento
- Ejecutante: Especialista calificado

Mediciones Surge test Técnico local – Línea Base:

No aplicable

**5.1.1.15 Análisis espectral de corriente en motor.** Es una técnica no intrusiva. Se toma el espectro de corriente con el motor en marcha, el cual es analizado con un equipo que pueda procesar la forma de onda y transformarla en espectro de Fourier FFT.

Normalmente se usa el equipo de vibración, con un adaptador a una pinza amperimétrica y así se visualiza el espectro de corriente. Se ven problemas en el rotor, excentricidad, barras rotas.

**Resumen:**

Mediciones Análisis Espectral de Corriente en Motor Especialista:

- Parámetro: análisis espectral
- Metodología: identificación por espectro
- Valores límites: a determinar por el Especialista
- Frecuencia: mínima 6 meses
- Base de Datos centralizada en Ingeniería de Mantenimiento
- Ejecutante: Especialista calificado. (Certificado Nivel II)

Medición Espectral de Corriente en Motor Técnico local – Línea Base

- Parámetro: mediciones globales de vibraciones.
- Metodología: barras espectrales básica, 2do y 3er armónico
- Valores límites: a determinar por el Técnico
- Frecuencia: mínima de una a tres meses

- Base de Datos centralizada en Ingeniería de Mantenimiento
- Ejecutante: Técnico especialista

**5.3.1.16 Análisis de tiempo de apertura de interruptor.** La necesidad de comprobar un interruptor no depende tanto del tiempo como de los esfuerzos a los que es sometido durante las operaciones de apertura, es decir con relación a la frecuencia de trabajo y corrientes de corte.

Si las diferencias de tiempo en la apertura se incrementan, la tensión se eleva mucho en el contacto. La tolerancia para la mayoría de los Interruptores es de 2 milisegundos y la tolerancia de tiempo para la simultaneidad de apertura de fases a 50Hz es de 6,67 milisegundos.

Medición Local

**5.3.1.17 Resistencia de contacto de interruptor - medición estática.** La resistencia estática proporciona un valor para todos los tipos de conexiones de alta intensidad. La norma IEC 56, afirma que este tipo de resistencia, se mide a una intensidad de 50 Amper y la intensidad nominal.

La norma ANSI C 3709 especifica una intensidad de ensayo de 100 Amper.

Medición Local

**5.3.1.18 Resistencia de contacto de interruptor - medición dinámica.** Es un método de ensayo con el objetivo de obtener un diagnóstico.

Consiste en hacer pasar corriente por el Interruptor y medir la caída de tensión y con un equipo especial medir la resistencia durante la operación del Interruptor, registrando de esta forma el movimiento mecánico.

Medición local

**5.3.1.19 Relación de transformación.** Permite detectar cortocircuitos entre espiras, desequilibrios en el conmutador y circuitos abiertos.

Frecuencia de ejecución recomendada: una vez al año.

**5.3.1.20 Medición de puesta a tierra.** Esta es una medición que se efectúa aplicando el método de tres o cuatro jabalinas, dependiendo de la medición requerida.

Frecuencia de ejecución recomendada: una vez al año.

Medición Local

### **5.3.2 Resumen mediciones.**

➤ Mediciones Locales:

- Termografía infrarroja. frecuencia 6 meses
- Análisis de aceite: frecuencia 6 meses
- Aislación eléctrica, Megado: frecuencia un año
- Test de Alto Potencial: Hi-Pot. solo para recepción
- Ultrasonido: Solo en casos especiales por aparición de fallas en termografías.
- Impedancia de acumuladores: frecuencia 6 meses.
- Análisis Espectral de corriente en motor: frecuencia 1 a 3 meses.
- Análisis de tiempo de apertura de interruptor: frecuencia dos años
- Resistencia de contacto de interruptor - Medición estática: frecuencia anual
- Resistencia de contacto de interruptor - Medición dinámica: frecuencia anual
- Relación de transformación: en recepción equipos
- Medición de puesta a tierra: frecuencia anual

➤ Mediciones Especialistas:

- Medición de la Capacidad y Tangente  $\Delta$ : frecuencia anual
- Análisis de aceite de aislación: frecuencia anual
- Análisis de gas en el aceite: frecuencia anual
- Detección de descargas parciales en trafos por emisión acústica: frecuencia 6 meses, aplicable solo a casos especiales
- Descargas parciales: frecuencia anual
- Medición de descargas parciales como carga aparente: frecuencia anual
- Surge Test: frecuencia anual, solo casos especiales
- Análisis Espectral de corriente en motor: frecuencia 6 meses

#### **5.4 MODOS DE FALLA**

El siguiente es un resumen de los modos de falla característicos de los equipos y las técnicas de monitoreo recomendadas.

##### **5.4.1 Mantenimiento predictivo por aislación eléctrica.**

- Técnica modo de falla equipo:
  - Resistencia de Aislamiento
  - Degradación del dieléctrico
  - Motores eléctricos
  - Cables
  - Transformadores de Potencia y de Medición.
  - Índice de Polarización
  - Humedad
  - Motores eléctricos
  - Transformadores de medición de aislación seca.

- Descarga Parcial
- Suciedad en bobinados y dieléctricos
- Motores eléctricos;
- Transformadores de tensión y de intensidad de aislación seca.
- Tangente  $\Delta$  Humedad o contaminación superficial o interna
- Motores eléctricos;
- Transformadores de Potencia y de Medición.

#### **5.4.2 Mantenimiento predictivo por análisis de aceite de transformadores.**

- Técnica modo de falla equipo:
  - Análisis de las propiedades dieléctricas, físicas y químicas.
  - Determinación de Contaminantes
  - Humedad
  - Envejecimiento
  - Oxidación
  - Corrosión
  - Agotamientos de aditivos
  - Presencia de lodos
  - Lacas
  - Barnices
  - (Estado del fluido eléctrico)
  - Cromatografía de gases disueltos
  - Espiras en cortocircuitos (estado de Transformador)
  - Transformadores en baño de aceite

### **5.4.3 Mantenimiento predictivo por espectro de corriente eléctrica.**

- Técnica modo de falla equipo:
  - Diagnóstico por vibraciones y análisis de espectros
  - Variaciones del entrehierro debidas a la excentricidad.
  - Fallas en las bobinas del estator.
  - Barra(s) del rotor rotas o rajadas.
  - Laminaciones del rotor acortadas.
  - Problemas de vibraciones “mecánicas” del eje rotativo (desbalanceo, desalineación angular o eje torcido, desalineación paralela y desajustes mecánicos.
  - Máquinas rotantes

### **5.4.4 Técnicas de monitoreo de condición básica de funcionamiento.**

- Técnica modo de falla equipo:
  - Medición de picos de energía.
  - Análisis de vibraciones: mediciones de flujo, desbalanceo, desalineación, daño en rodamientos.
  - Fanes: mediciones de presión, bloqueo de filtro.
  - Filtros: análisis de vibraciones, medición de picos de energía, mediciones de flujo.
  - Corriente en motor: desalineación, problema de rodamientos, cavitación, daño en el impulsor, fuerzas hidráulicas
  - Bombas: mediciones de presión, temperatura y caudal, desalineación, desbalanceo, flexión del eje, fuerzas aerodinámicas, contaminación en el aceite, soldaduras.
  - Turbo-Compresores / Turbinas. análisis de vibraciones, análisis de performance, chequeos de compresión y diagramas p-v desalineación,

desbalanceo, problemas en engranajes, desbalanceos dinámicos, falla de componentes auxiliares,

- Solturas, motores y máquinas reciprocantes: análisis de vibraciones, mediciones de ciclos de tiempo, análisis de aceite en engranajes problema de rodamientos, fallas en motor, fallas en caja de engranajes.

#### **5.4.5 Mantenimiento predictivo por análisis de vibraciones.**

▪ Técnica modo de falla equipo:

- Colección y Análisis de Vibraciones: Desbalance de elementos rotantes, desalineación y/o eje doblado, daño en rodamientos, holguras excesivas en alojamientos de cojinetes, giro o latigazo de aceite lubricante en elementos rotantes, engranajes defectuosos, soldaduras mecánicas, problemas en correas, fuerzas y acoplamientos reciprocantes desbalanceados, turbulencia de flujos, vibraciones inducidas eléctricamente, resonancias.

- Motores eléctricos, bombas centrífugas, aerofriadores, compresores, generadores, ventiladores, sopladores, molinos, chancadoras, celdas, zarandas, motores de combustión internas, compresores reciprocantes, turbinas, turbocompresores, turbogeneradores

#### **5.4.6 Mantenimiento predictivo por termografía infrarroja.**

▪ Técnica modo de falla equipo

- Adquisición y análisis de termogramas.

- Soldaduras mecánicas: problemas de cargas, fallas de componentes.

- Salas de control y distribución, *switches* termomagnéticos, ductos de cables, motores eléctricos, transformadores, aisladores, seccionadores, capacitores, fusibles, conductores.

## 5.5 INDICADORES DE MANTENIMIENTO

Mensualmente se confeccionará un informe que contenga una serie de indicadores, e información básica, presentados en tablas y gráficos, que permitan identificar los problemas reales y así poder adoptar medidas correctivas y/o preventivas oportunamente.

El informe mensual tendrá un formato único en toda la empresa permitiendo la comparación de indicadores entre las distintas operaciones. Cuando se requiera cumplir particularidades del área de negocios y/o cliente, los ítems adicionales al informe básico serán incluidos en un capítulo aparte.

El cálculo de los indicadores se efectúa mensualmente y de la misma manera en cada Servicio, con los datos obtenidos del sistema de operación y mantenimiento.

Los indicadores de operación y mantenimiento que forman parte del informe mensual se resumirán más adelante.

**5.5.1. Definición de indicadores.** Los indicadores de gestión de mantenimiento, denominados a veces KPI (*Key Performance Indicators*) son valores numéricos que, si están bien seleccionados, reflejan la situación y la evolución de un departamento de mantenimiento.

Es habitual agrupar estos indicadores en seis categorías, cada una de las cuales aporta una información útil en un determinado aspecto del mantenimiento:

➤ Indicadores que tienen relación con la disponibilidad de la instalación o una parte de ella, definida la disponibilidad como la proporción del tiempo que la instalación está disponible para producir, frente al tiempo total.

- Indicadores que tienen relación con la fiabilidad, es decir, con la posibilidad de que la instalación o una parte de ella sufra una avería inesperada que obligue a parar la producción
- Indicadores que tienen que ver con el coste del mantenimiento.
- Indicadores relacionados con los órdenes de trabajo y su gestión.
- Indicadores relacionados con la gestión de los materiales (repuestos y consumibles de mantenimiento).
- Indicadores relacionados con el personal y con su rendimiento.

Cada uno de ellos ofrece información útil para conocer el estado del mantenimiento de una instalación, la gestión que se realiza y su evolución, y todo ello para facilitar a los responsables de la instalación la toma de decisiones.

## 5.5.2 Indicadores de mantenimiento.

**5.5.2.1 Cantidad de órdenes de trabajo emitidas.** Se muestra en una tabla la cantidad OT emitidas durante el mes, separadas por tipo de actividad: operación o mantenimiento; y por motivo: correctivo; preventivo por condición (predictivo, inspección visual equipo, propuesta de mejora), preventivo sistemático.

Tabla 9. OT emitidas

	Correctivo	Preventivo p/Condición	Preventivo Sistemático
Operación			
Mantenimiento			
Total			
<b>GRAN TOTAL</b>			

- **Nota 1:** las OT serán consideradas de Operación cuando estas no provoquen un evento trascendente en el Historial de equipo, sean o no efectuadas por personal de operación. (ej: check list de revisión).
- **Nota 2:** las OT serán consideradas de Mantenimiento cuando estas provoquen un evento trascendente en el Historial de equipo o que impliquen una Intervención sobre él (ej: verificación semanal de amortiguadores de pulsaciones).
- **Nota 3:** solamente las OT de Mantenimiento serán usadas para la obtención de los Índices de Mantenimiento.
- **Nota 4:** las OT de Mantenimiento con motivo preventivo por condición de análisis predictivo se emitirán una por cada equipo a ser controlado.

**5.5.2.2 Distribución horas hombre por tipo de mantenimiento.** Se muestra en una tabla la cantidad de horas hombre mensuales, separados por tipo de mantenimiento (preventivo, predictivo por condición y correctivo).

Tabla 10. Horas hombre por mantenimiento.

	Correctivo	Preventivo p/Condición	Preventivo Sistemático
Horas Hombre			
<b>GRAN TOTAL</b>			

**5.5.2.3 Tiempo medio entre fallas.**

$$TMEF = \left( \sum \text{Tiempo total} - \sum \text{Tiempo falla} \right) \div \sum \text{paros por falla}$$

- **Nota 1:** tiempo total representa el tiempo total transcurrido desde la última falla.
- **Nota 2:** tiempo paro por falla representa la sumatoria del tiempo acumulado de fallas desde el inicio del control.
- **Nota 3:** cantidad de paros por falla representa la sumatoria del número de fallas desde el inicio del control.

El índice se mostrará en tabla con los índices de los equipos críticos en los doce meses anteriores.

#### 5.5.2.4 Backlog

$$Backlog = \sum \text{Tiempo OT pendiente (h)} \div \sum \text{Tiempo disponible de trabajo mensual (h normales)}$$

- **Nota 1:**  $\Sigma$  Tiempo de OT pendientes representa la suma del tiempo de ejecución estimado de las órdenes de trabajos ya emitidas aún no realizadas.
- **Nota 2:** tiempo disponible de trabajo mensual. representa la cantidad de hs máximas normales que puede trabajar una cuadrilla en un mes.
- **Nota 3:** La obtención del índice de *Backlog* será solamente por especialidad por lo que se deberá tomar en cuenta las OT Pendientes tanto como el tiempo posible de trabajo mensual por cada una de ellas.

El índice se mostrará en tabla con los índices de los doce meses anteriores acompañado por gráfico de barras verticales personalizadas como tubos.

#### 5.5.2.5 Disponibilidad del equipo.

$$Disponible = \left( \text{Tiempo total} - \text{tiempo paros preventivos} - \frac{\text{tiempo paros P}}{\text{Correctivo}} \right) \div \text{Tiempo total}$$

- **Nota 1:** Tiempo Total = Tiempo promedio total mensual (730 hs).

- **Nota 2:** Tiempo de Paros p/ Preventivo Sistemático Suma de horas de detención del equipo con motivo “Mantenimiento Planeado”

- **Nota 3:** Tiempo de Paros p/ Correctivo Suma de horas de detención del equipo con motivo “Mantenimiento Correctivo.

Este tiempo de paro no incluye los programados por operaciones.

La disponibilidad de equipos se realiza sobre los calificados como críticos.

**5.5.2.6 Distribución de gastos por tipo de mantenimiento.** Se muestra en una tabla la sumatoria de gastos mensuales, separados por tipo de mantenimiento (predictivo, predictivo por condición y correctivo).

Tabla 11. Costo por mantenimiento.

	<b>Correctivo</b>	<b>Preventivo p/Condición</b>	<b>Preventivo Sistemático</b>
<b>Mano de Obra</b>			
<b>Materiales</b>			
<b>Subcontratos</b>			
<b>Total</b>			
<b>GRAN TOTAL</b>			

**5.5.3 Listado de los cinco (5) equipos con mayor gasto del mes.**

Se confecciona un listado de los equipos que más gasto generaron en el mes, discriminados por mano de obra, materiales y subcontratos.

Tabla 12. Equipo mayor gasto mensual.

	Correctivo			Preventivo p/Condición			Preventivo Sistemático			Gasto Total		
	Mano Obra	Materiales	Subcont.	Mano Obra	Materiales	Subcont.	Mano Obra	Materiales	Subcont.	Mano Obra	Materiales	Subcont.
1º												
2º												
3º												
4º												
5º												

**5.5.4 Listado de los 5 equipos con mayor gasto del año.** Se confecciona un listado de los equipos que más gasto generaron en los últimos doce meses, discriminados por mano de obra, materiales y subcontratos.

Tabla 13. Equipo mayor gasto anual.

	Correctivo			Preventivo p/Condición			Preventivo Sistemático			Gasto Total		
	Mano Obra	Materiales	Subcont.	Mano Obra	Materiales	Subcont.	Mano Obra	Materiales	Subcont.	Mano Obra	Materiales	Subcont.
1º												
2º												
3º												
4º												
5º												

▪ **Nota 1:** Cuando la certificación de un gasto realizado por subcontrato o terceros no este discriminado el valor será cargado a mano de obra.

### 5.5.5 Indicadores de producción.

#### 5.5.5.1 Factor de servicio de planta.

$$Factor\ servicio = \frac{Tiempo\ operativo}{Tiempo\ total}$$

▪ **Nota 1:** Tiempo Operativo: tiempo total menos el tiempo de paros correctivos, incluidos los paros por mantenimiento planeado sistemático, por condición, y de operación.

▪ **Nota 2:** Tiempo Total: tiempo total promedio mensual (730 h).

El índice se mostrará en tabla con los índices de los doce meses anteriores acompañado por Gráfico de Barras Verticales personalizadas como tubos.

#### 5.5.5.2 Efectividad Global de Planta, OEE.

$$OEE = \frac{\textit{Tiempo operativo}}{\textit{Tiempo total}} \times \frac{\textit{Vol. despachado}}{\textit{Vol. diseño}} \times \frac{\textit{Vol. en especificación}}{\textit{Vol. procesado}}$$

Se define como el producto entre el factor de servicio, el factor de rendimiento y el factor de calidad.

▪ **Nota 1:** Factor de Servicio (FS) = representa la tasa de tiempo en que la planta estuvo en marcha.

▪ **Nota 2:** Factor de Rendimiento (FR) = representa la tasa del grado de cumplimiento de producción de la planta comparada con sus condiciones de diseño.

➤ Volumen Despachado (capacidad actual): valor real de desempeño del equipo, que debe ser actualizado mensualmente. Indica la cantidad de producto por unidad de tiempo.

➤ Volumen de Diseño (capacidad nominal): valor real de desempeño suministrado por los fabricantes. se trata de un valor fijo, que no debe ser modificado, salvo que cambie la cantidad de equipos instalados o la tecnología

➤ **Nota 3:** factor de calidad (FC) representa la tasa entre el volumen de producto en especificación dividido por el producto total procesado.

El índice se mostrará en tabla con los índices de los doce meses anteriores acompañado por gráfico de barras verticales personalizadas como tubos.

#### 5.5.5.3 Índice de rotación de personal.

$$\text{Turn Over} = \frac{\sum \text{Reemplazos de personal}}{\sum \text{Total de personal del servicio}}$$

- **Nota 1:**  $\Sigma$  Reemplazos de personal. Representa la sumatoria de personal reemplazado durante los últimos 12 meses del servicio.
- **Nota 2:**  $\Sigma$  Operarios del servicio. Representa la cantidad de personal que integra el servicio en cuestión, medido mes a mes.

El índice de los equipos críticos se mostrará en tabla con los índices de los doce meses anteriores.

#### 5.5.5.4 Costo mano de obra de operación y mantenimiento.

$$\text{Costo HH} = \frac{\sum \text{Gastos totales de personal O\&M}}{\sum \text{Horas hombre totales aplicadas a O\&M}}$$

- **Nota 1:** Gasto Total de Personal: suma de todos los gastos mensuales de mano de obra propia, (básico + adicionales) del servicio considerando las cuentas de salario, *performance*, comidas, tickets, vestimenta y todo aquel gasto que tenga destino directo el personal (ej.: revisiones médicas, ayuda de vivienda, etc.).
- **Nota 2:** Horas Hombre Totales Aplicadas: suma de las horas hombre mensuales reales por OT realizadas por el personal propio + las horas hombre mensuales reales de operación volcadas en partes diarios del personal propio.

El índice se mostrará en tabla con los índices de los últimos doce meses acompañado por Gráfico de Barras Verticales personalizadas como tubos.

#### 5.5.5.5 Costo por HP instalado.

$$\text{Costo HP} = \frac{\text{Gastos totales O\&M}}{\text{HP instalado}}$$

▪ **Nota 1:** Gasto Total de O&M: suma de la totalidad de gastos mensuales generados en el servicio.

▪ **Nota 2:** HP Instalados: suma de la potencia instalada en la planta/s.

El índice se mostrará en tabla con los índices de los doce meses anteriores acompañado por Gráfico de Barras Verticales personalizadas como tubos.

## 5.6 REFERENCIAS

- ISO 14224 – Collecting and Exchange of reliability and maintenance data for equipment, Apéndice KPI.
- SK.IGM.43\_ Medición rigidez aceite de transformador
- SK.IGM.36\_ Medición de aislación

Las siguientes normas complementan el procedimiento:

- IEEE Std. 286 – 2000
- ASTM D 4768 36612
- ASTM D 974

- ASTM D 1500
- ASTM D 1298
- ASTM D 877
- ASTM D 2185
- ASTM D 1533 88
- ASTM D 3612-90.
- ANSI/IEEE Std. 43 – 1974
- IEEE Recommended Practice for Testing Insulation Resistance of Rotating Machinery. (IEEE Reaffirmed 1984) (ANSI Reaffirmed 1986) (Revision of IEEE Std 43-1961).
- IEEE Std. C57.127-2000.
- ASTM D3382 y REM 500.
- IEC 270.
- IEC 56
- ANSI C 37.09
- ASTM D-1533-88
- ASTM D-877 and D-1816
- ASTM D-974
- (IFT), ASTM D-971
- ASTM D-1524
- ASTM D-1698

## **6. PLAN DE MEJORA**

En el presente capítulo se dará a conocer la propuesta de coordinación de protecciones en generadores, teniendo en cuenta los ajustes sugeridos para módulos de protección por sobrecorriente en los AGC de las unidades generadoras y reajuste para reconectores R18, R17, R14, R5 y R6 de Campo Santiago.

De igual manera se podrán observar las metodologías y dispositivos usados y los análisis de puntos de falla.

### **6.1 PROPUESTA DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES EN GENERADORES**

Como medida principal se proponen replantear los ajustes propuestos inicialmente para los dispositivos AGC de las unidades generadoras teniendo en cuenta que algunos de los pasos de ajuste propuestos en el comunicado C-SNTGO-OT1459-02-1015 se encuentran fuera del rango permitido por los dispositivos de control. La tabla 2 resume los nuevos ajustes a ser implementados los cuales a su vez cuentan con la aprobación del personal que suministró los AGC.

Para cada uno de los generadores se verificó que la curva final de operación del AGC por sobrecorriente tuviera un comportamiento similar a la curva planteada en el estudio de coordinación de protecciones (documento SMN-MA0021403-14004-ET-ELE-ES-002\_73-0.pdf) cumpliendo así no solo con la protección de cada máquina sino también con los criterios de selectividad, lo anterior mediante la

utilización de los seis canales de protección por sobrecorriente disponibles en los AGC.

Tabla 14. Ajustes sugeridos para protección de sobrecorriente de los AGC de generadores de campo Santiago.

	Sobrecorriente Temporizada ANSI 51								Sobrecorriente Instantánea ANSI 50			
	I> 1	t> 1	I> 2	t> 2	I> 3	t> 3	I> 4	t> 4	I>> 1	t>> 1	I>> 2	t>> 2
<b>G15</b>	110%	30	140%	20	170%	12	200%	9	260%	6	350%	4
<b>G14</b>	110%	30	140%	18	170%	12	200%	7	280%	4	350%	3
<b>G13</b>	110%	30	140%	18	170%	12	200%	7	280%	4	350%	3
<b>G12</b>	110%	30	140%	18	170%	12	200%	7	280%	4	350%	3
<b>G11</b>	110%	30	140%	18	170%	12	200%	7	280%	4	350%	3
<b>G10</b>	110%	30	140%	18	170%	12	200%	7	280%	4	350%	3
<b>G9</b>	110%	30	140%	18	170%	12	200%	7	280%	4	350%	3
<b>G8</b>	110%	30	140%	18	170%	12	200%	8	280%	6	350%	4
<b>G7</b>	110%	30	140%	18	170%	12	200%	7	280%	4	350%	3
<b>G6</b>	110%	30	140%	18	170%	12	200%	7	280%	4	350%	3
<b>G5</b>	110%	30	140%	18	170%	12	200%	7	280%	4	350%	3
<b>G4</b>	110%	30	140%	18	170%	12	200%	7	280%	4	350%	3
<b>G3</b>	110%	30	140%	18	170%	12	200%	7	280%	4	350%	3
<b>G2</b>	110%	30	140%	18	170%	12	200%	7	280%	4	350%	3
<b>G1</b>	110%	30	140%	18	170%	12	200%	7	280%	4	350%	3

Las gráficas 1 a 8 ilustran la nueva curva planteada para cada AGC contra la curva de la unidad de disparo del interruptor asociado a cada generador.

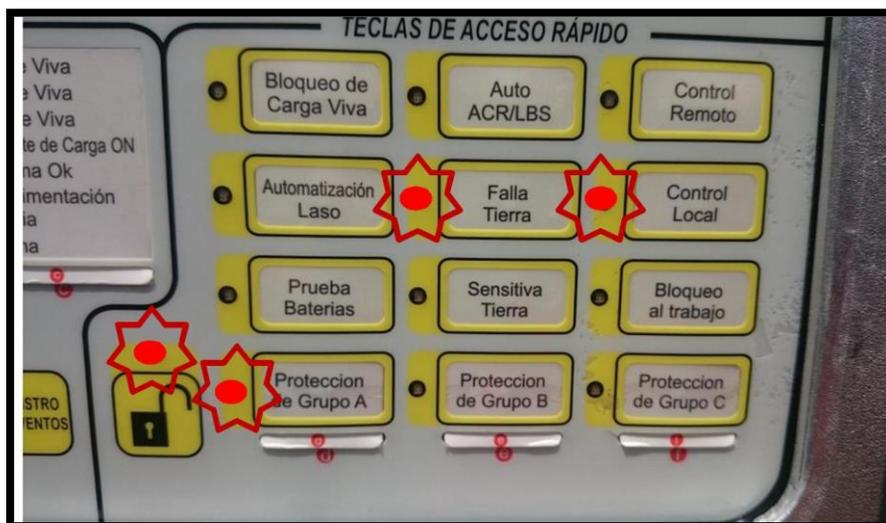
Cabe aclarar que aunque los ajustes propuestos son superiores a los que se tienen actualmente implementados en campo, estos continúan estando por debajo de la curva de límite térmico (acorde a Std IEEE 242) de cada una de las unidades generadoras garantizando así la protección de las mismas.

Adicional al cambio de los ajustes de los AGC se propuso reducir los tiempos de operación para la función de tierra de los reconectores R18, R17, R14, R5 y R6 con el fin de reducir el impacto que podrían tener ante una eventual falla en la red de 34.5 kV sobre las unidades generadoras.

Después de realizar un análisis de las implicaciones que podrían tener dichos reajustes, se plantearon nuevos umbrales y retardos para las funciones de tierra ANSI 51G y 50G sin que estos invalidaran los resultados y hallazgos del estudio de coordinación de protecciones (documento SMN-MA0021403-14004-ET-ELE-ES-002\_73-0). Los ajustes se encuentran resumidos en la tabla 3 mientras que las nuevas curvas de operación se muestran en la gráfica 9.

Una vez definidos los ajustes se realizó un recorrido por los reconectores R18, R17, R14, R5 y R6 con el fin de dejar implementados los nuevos valores de ajuste. Se debe tener presente que debido a la facilidad permitida en los reconectores Nulec (R17, R14, R5 y R6) para deshabilitar las funciones de protección mediante el panel frontal del reconector, resulta conveniente realizar una verificación periódica en la cual se cercioren que los indicadores (Led's rojos de funciones activas) del mismo correspondan a los mostrado en la Figura 4. Lo anterior debido a que en caso de desactivar la función de falla a tierra en el mismo, el dispositivo no operaría ante las fallas monofásicas en la línea.

Figura 10. Configuración correcta por Panel Frontal Reconectores Nulec Serie N.



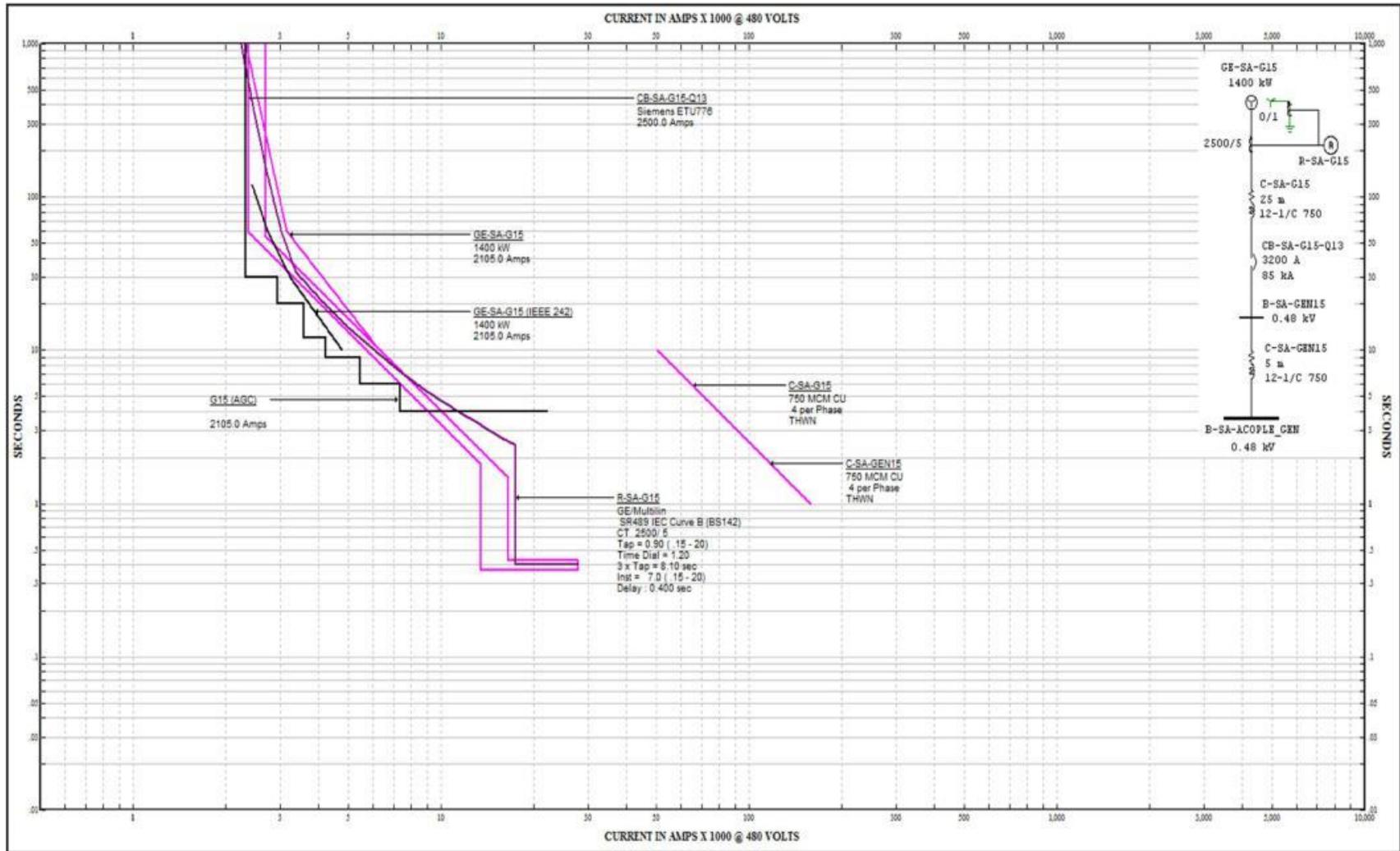
Adicionalmente, por solicitud directa del personal de Skanska, se procedió a desactivar las funciones de subtensión en todos los dispositivos Sepam de la Subestación Casa Blanca. También se procedió a implementar los ajustes en el relé Multilin asociado al generador G15.

Cabe destacar que este relé no se pudo probar durante los trabajos de implementación de ajustes del estudio de coordinación de protecciones debido a que no se contaba con los planos de conexión de la celda, además de las indicaciones del personal de Skanska de que este dispositivo operaba únicamente como medida. Se recomienda realizar pruebas de inyección secundaria para verificar las condiciones de operación de este dispositivo.

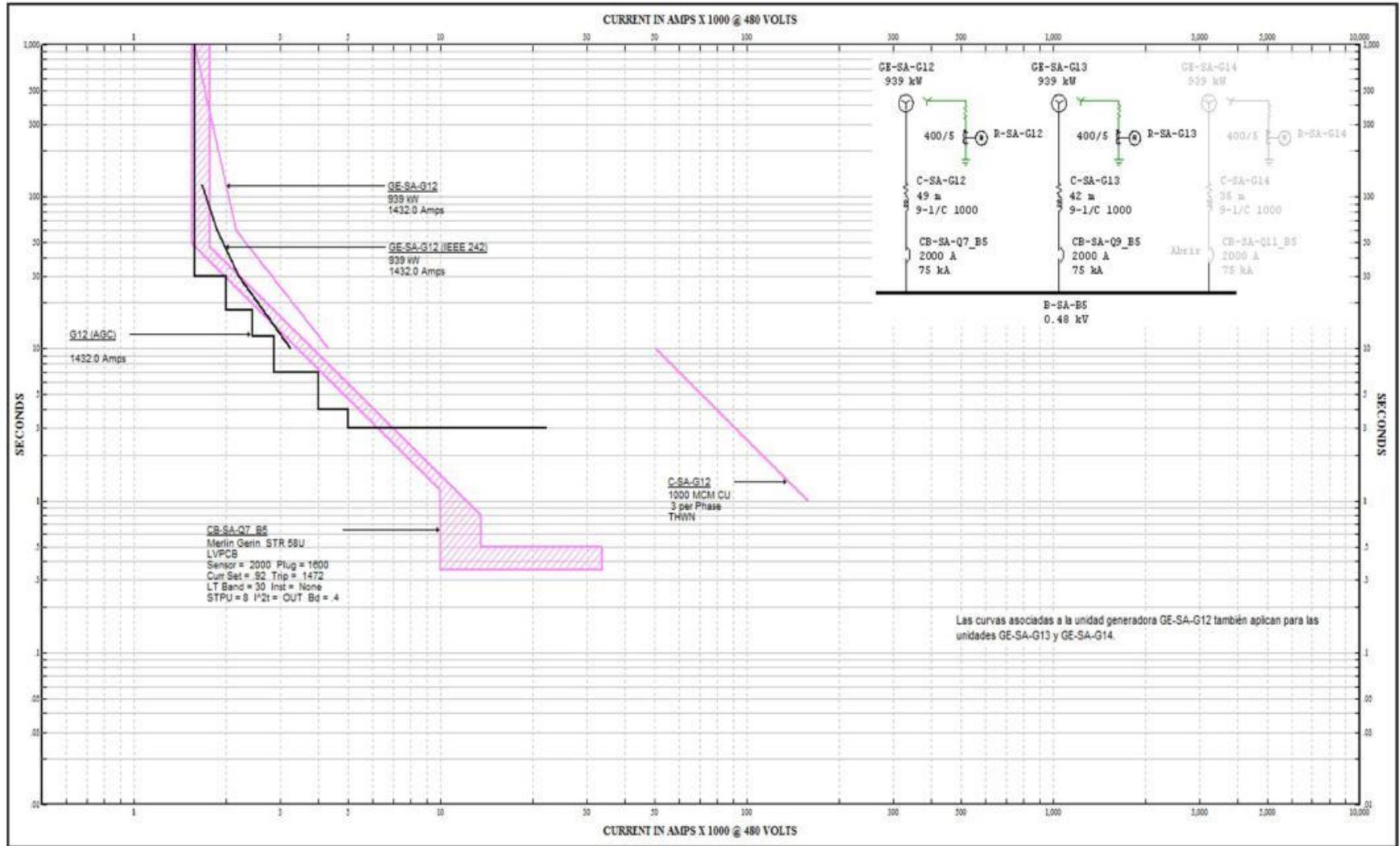
Con las anteriores actividades se espera una mejora considerable en la confiabilidad del sistema ya que se evitará la salida de las unidades generadoras por sobrecorriente. No obstante, es importante acotar que esto no repercute sobre las constantes fallas por animales que hay en la línea, es por ello que una de nuestras recomendaciones es realizar un análisis de vulnerabilidad de la línea, en el que se contemple una inspección detallada de la misma, mediante la verificación de las puestas a tierras de las estructuras, inspección visual y por ultravioleta, entre otros, así como la instalación de fundas en silicona sobre los aisladores, líneas y parte de la estructura del poste, de manera que permita aislar el contacto de aves u otros animales entre la línea viva y la estructura.

Finalmente, se recuerda que el estudio de coordinación toma en consideración las sobrecorrientes en cada uno de los puntos del sistema, y con este, se garantiza la operación selectiva ante las distintas fallas que pueden presentarse, y de esta manera preservar los equipos. Lo anterior considerando la operación de protecciones por sobrecorriente, de otra parte, las variaciones transitorias que determinan la salida de los generadores, deslastres de carga y salida de pozos por frecuencia, tensión, sobrevelocidad, etc., dependen exclusivamente de la capacidad de respuesta de los generadores (ajustes de los controladores), análisis que no entra en consideración en un estudio de coordinación de protecciones.

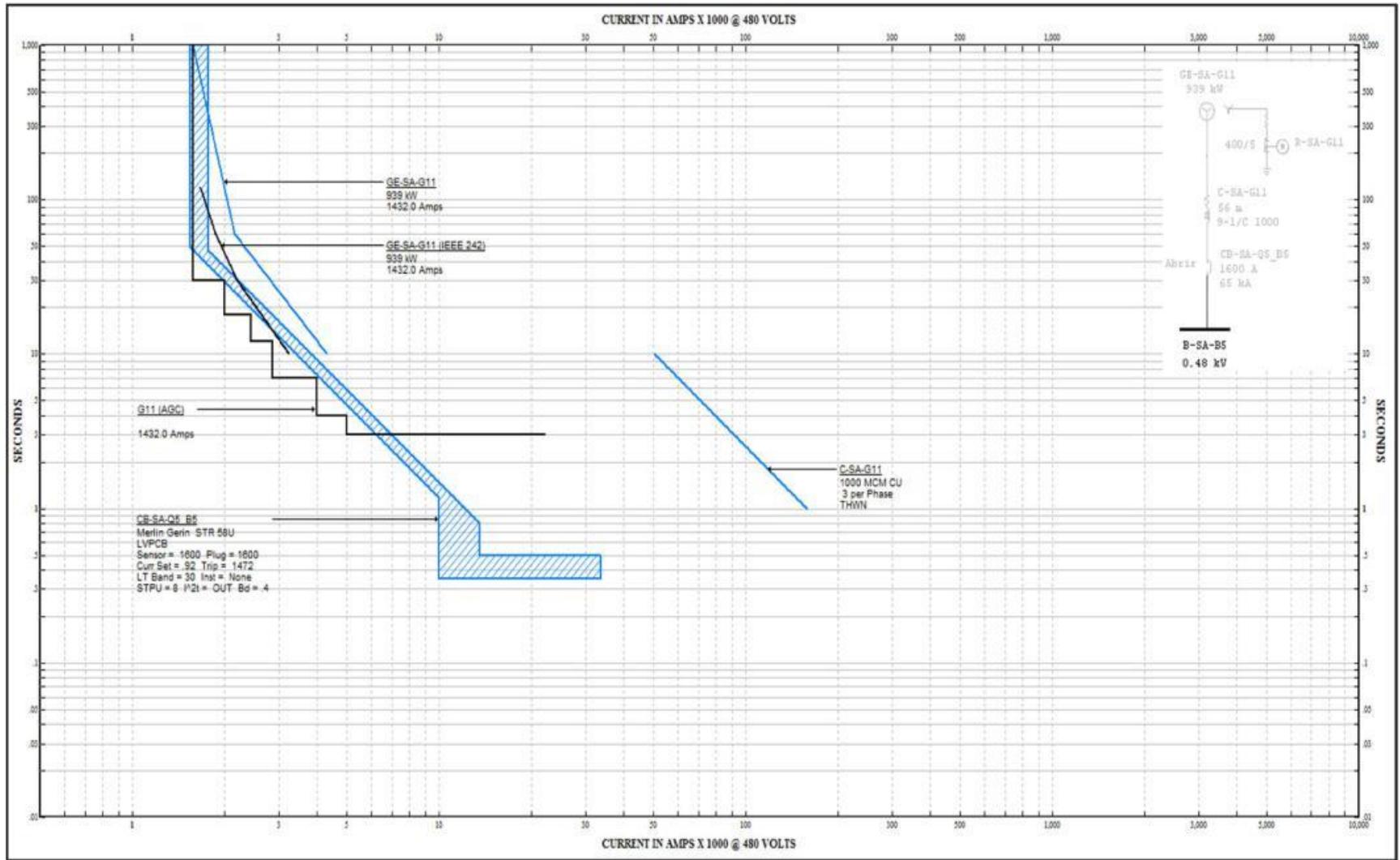
Gráfica 10. Curvas de sugerida para AGC Generador G15.



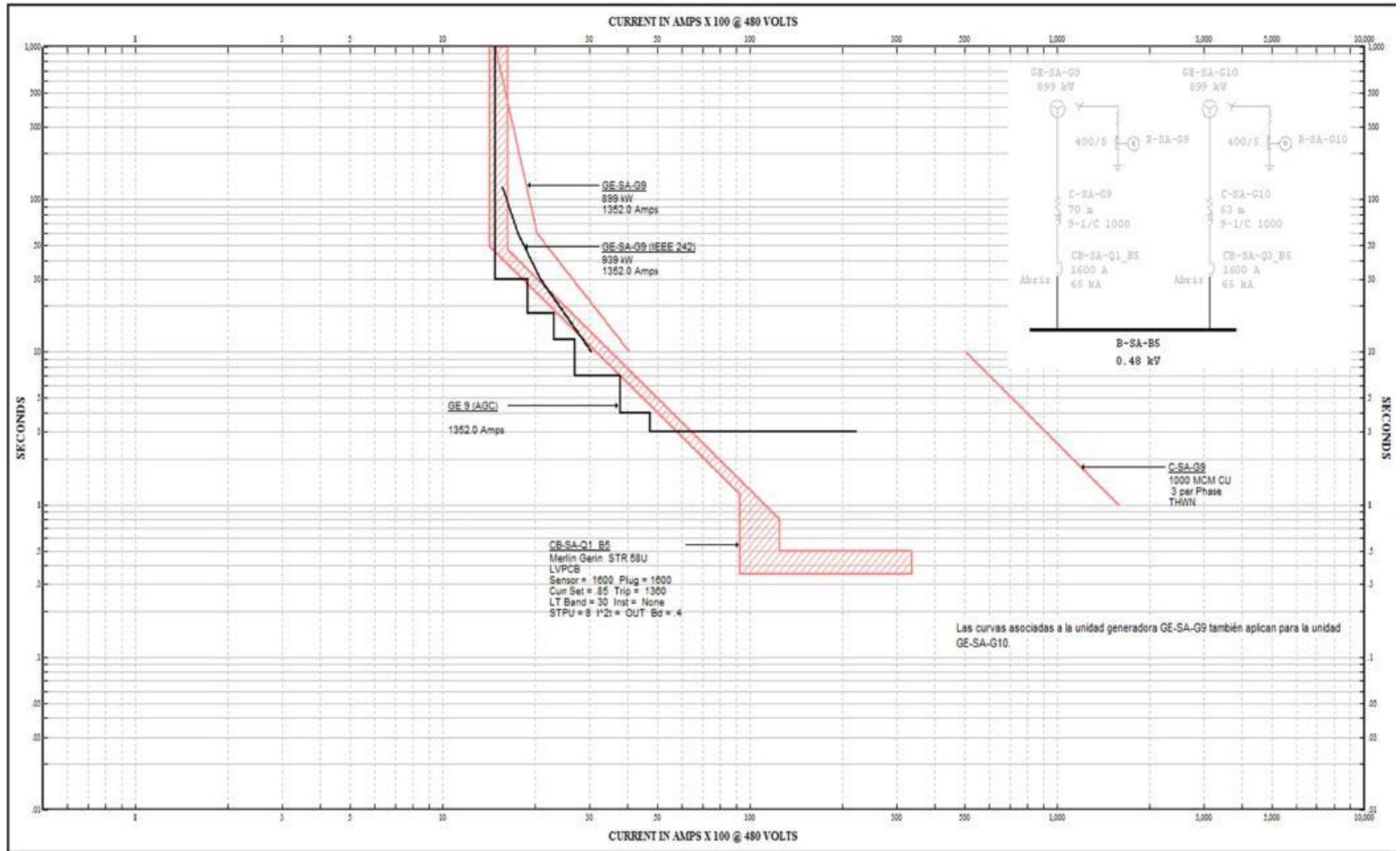
Gráfica 11. Curvas de sugerida para AGC Generadores G14, G13 y G12.



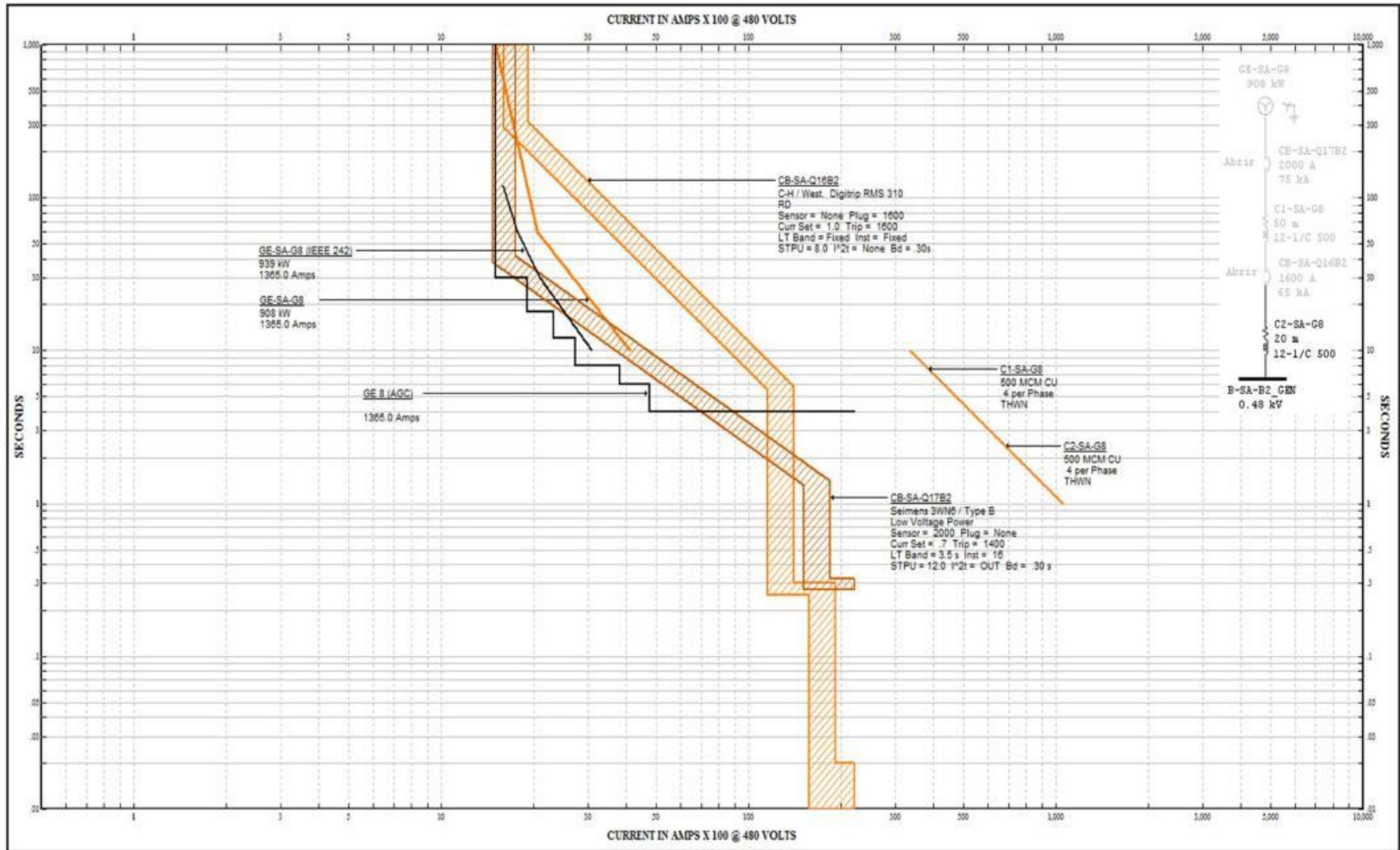
Gráfica 12. Curvas de sugerida para AGC Generador G11.



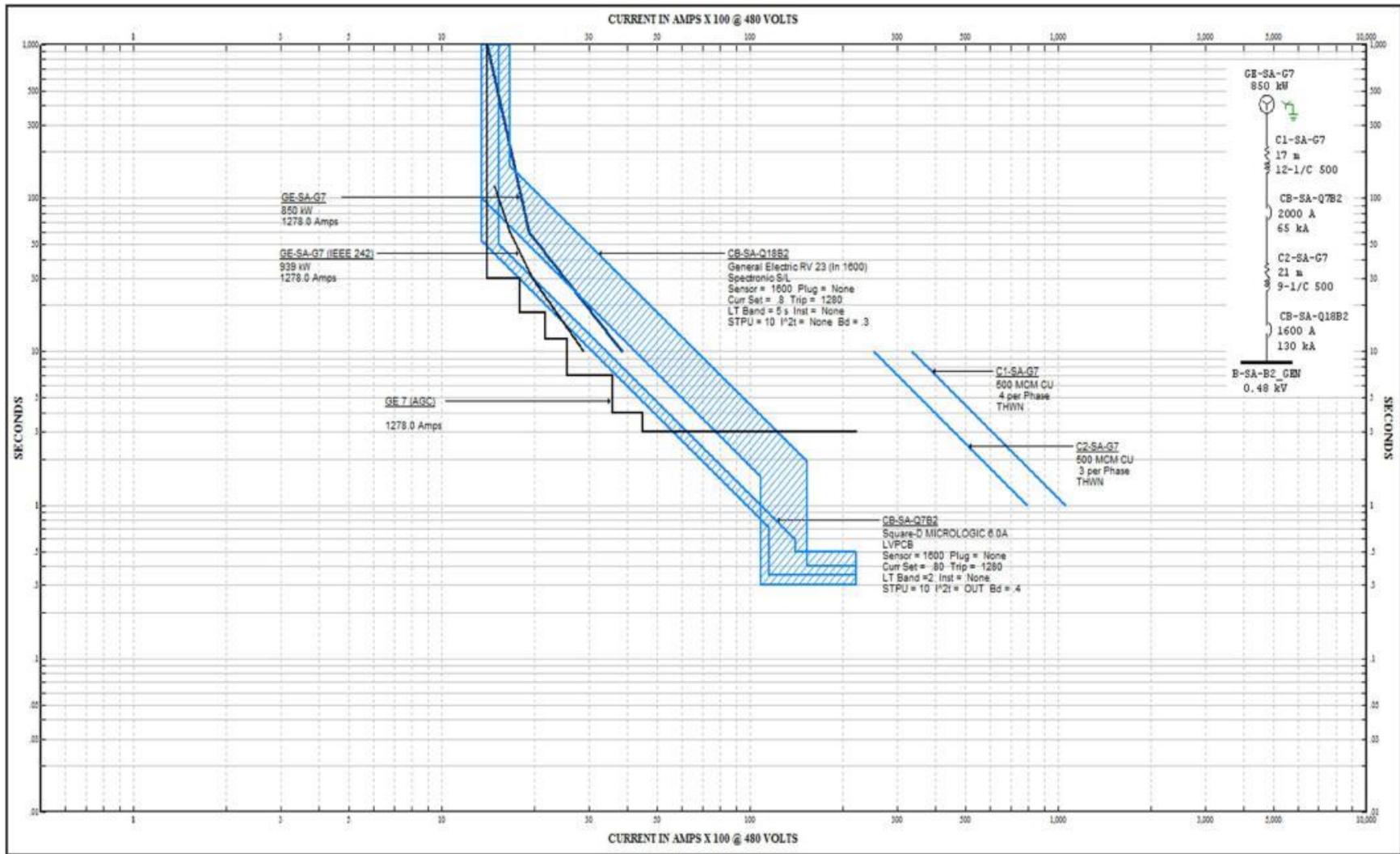
Gráfica 13. Curvas de sugerida para AGC Generadores G10 y G9.



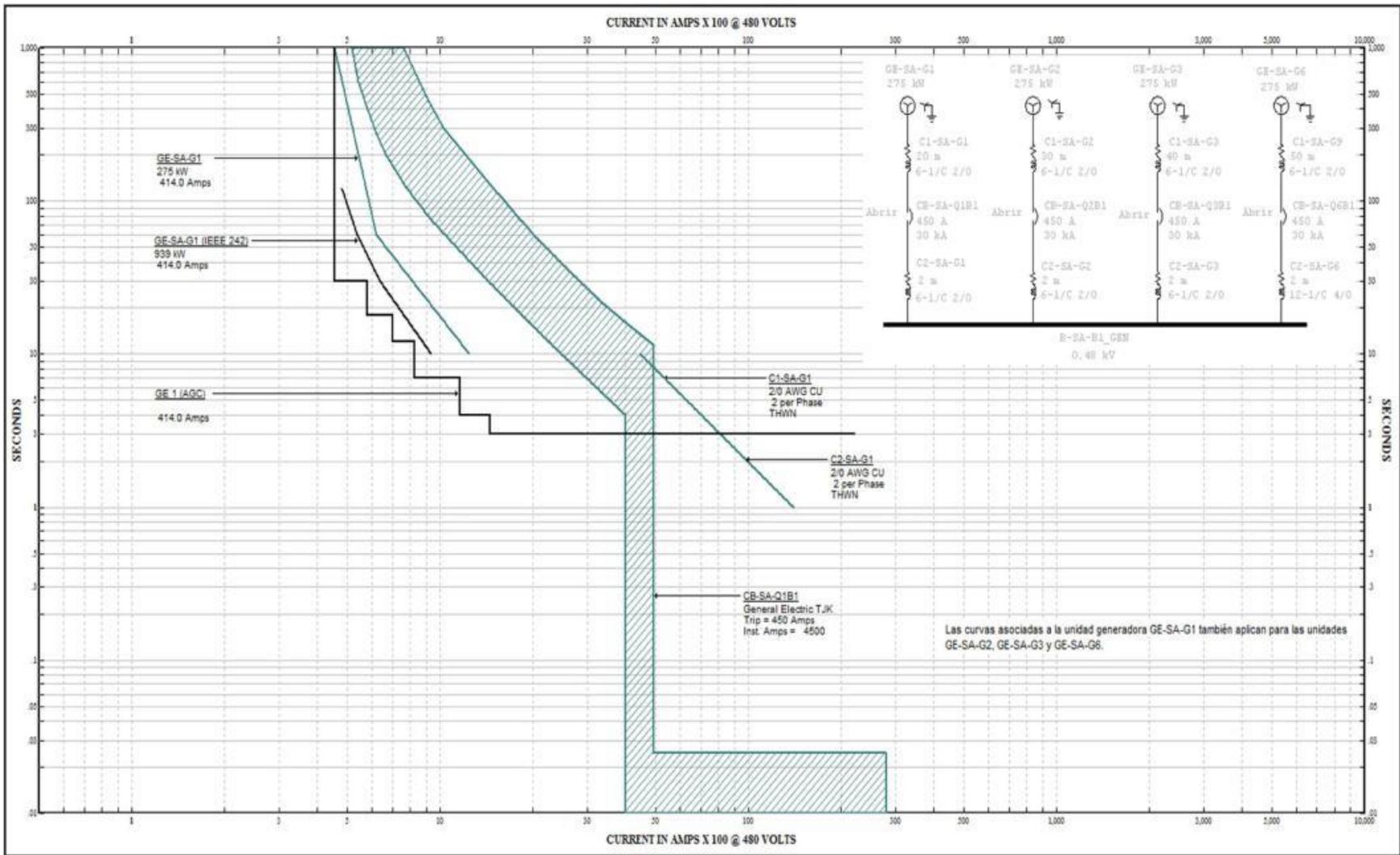
Gráfica 14. Curvas de sugerida para AGC Generador G8.



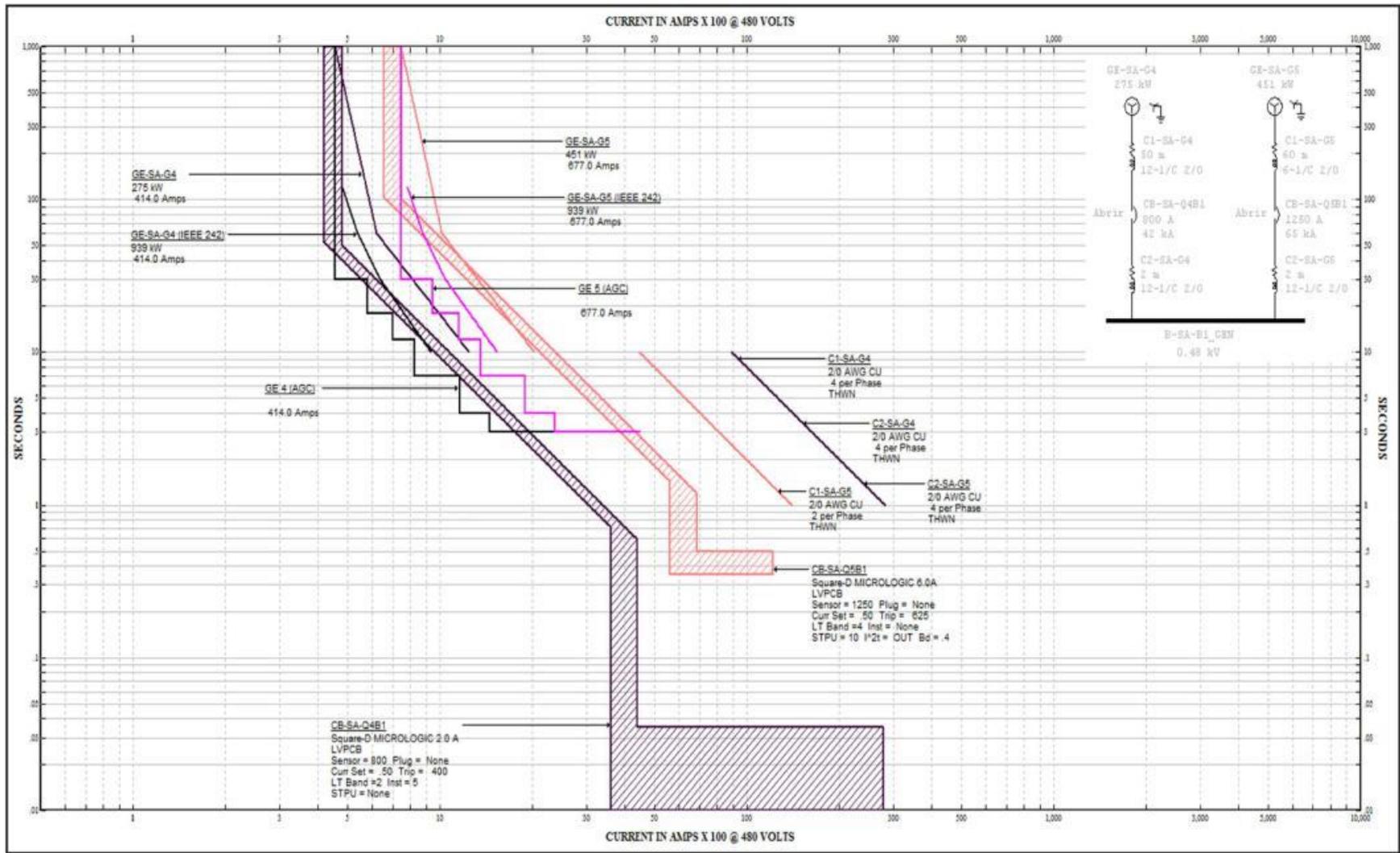
Gráfica 15. Curvas de sugerida para AGC Generador G7.



Gráfica 16. Curvas de sugerida para AGC Generadores G6, G3, G2 y G1.



Gráfica 17. Curvas de sugerida para AGC Generadores G5 y G4.



Gráfica 18. Curvas para funciones de tierra de dispositivos de protección en la red de 34.5 kV

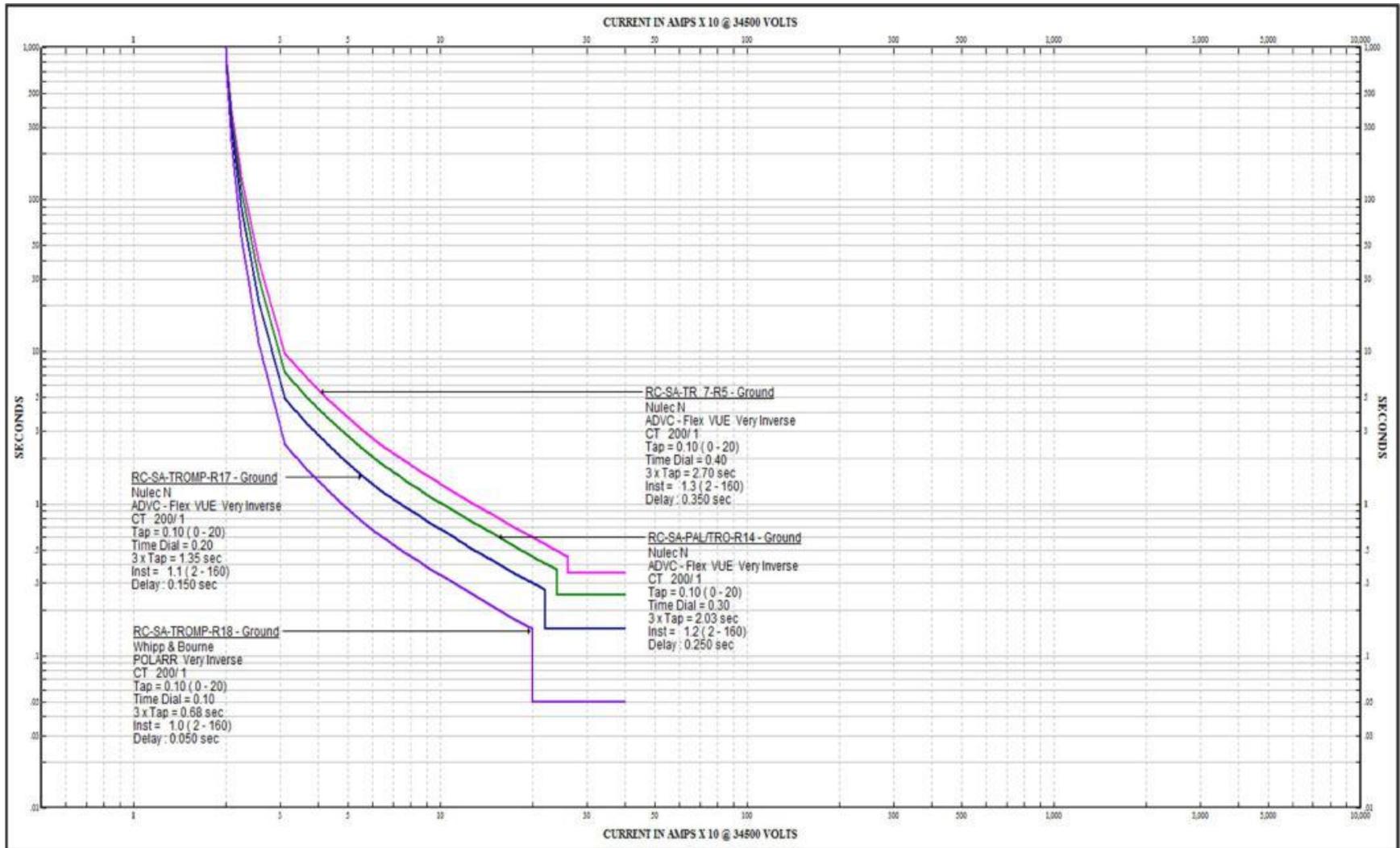


Tabla 15. Ajustes de sobrecorriente para relés multifunción ubicados en Campo Santiago.

Identificación Relé ID	Ubicación	Marca del dispositivo	Tipo	Relación CT	Función ANSI	Característica	Umbral			Multiplicador de tiempo
							I sec	I prim	Ajuste Relé	
RC-SA-TROMP- R18 <sup>(1)</sup>	Alimentación Transformador TF-SA-PAL-TRO	WHIPP & BOURN	POLARR	200/1	51G	Very Inverse	0.10 A	20 A	40 %	0.1
					50G	Tiempo Definido	1 A	200 A	1	0.05 s
RC-SA-TROMP- R17 <sup>(1)</sup>	Alimentación Trompillos 34.5 kV	SCHNEIDER	NULEC SERIE N	2000/1	51G	Very Inverse	8.5 mA	20 A	20 A	0.2
					50G	Tiempo Definido	0.11 A	220 A	11 times	0.15 s
RC-SA-PAL/TRO- R14	Alimentación S/E Palmar y Trompillos	SCHNEIDER	NULEC SERIE N	2000/1	51G	Very Inverse	8.5 mA	20 A	17 A <sup>(2)</sup>	0.3
					50G	Tiempo Definido	0.12 A	240 A	12 times	0.25 s
RC-SA-TR_7-R5	Alimentación línea 34.5 kV	SCHNEIDER	NULEC SERIE N	2000/1	51G	Very Inverse	8.5 mA	20 A	17 A <sup>(2)</sup>	0.4
					50G	Tiempo Definido	0.13 A	260 A	13 times	0.35 s
RC-SA-TR_8-R6 <sup>(1)</sup>	Alimentación línea 34.5 kV	SCHNEIDER	NULEC SERIE N	2000/1	51G	Very Inverse	8.5 mA	20 A	20 A	0.4
					50G	Tiempo Definido	0.13 A	260 A	13 times	0.35 s
R-SA-G15 <sup>(3)</sup>	Generador G15	GE/Multilin	SR489	2500/5	51	IEC Curve B (BS142)	4.50	2250	0.90 XCT	1.20
					50	Tiempo Definido	35.00	17500	7.00 XCT	0.40
				2500/5	51G	IEC Curve B (BS142)	1.25	625	0.25 XCT	0.30
					50G	Tiempo Definido	10.00	5000	2.00 XCT	0.30

<sup>(1)</sup> Reconector calibrado sin realizar pruebas de inyección de corriente ya que no se autorizó desenergización del circuito al que pertenece. Por lo tanto, no se pudo verificar las condiciones actuales y la correcta operación de los dispositivos en referencia.

<sup>(2)</sup> Se ajustó esta corriente en el dispositivo debido a que el mismo presente un factor de lectura del 20% por encima de la corriente real inyectada durante las pruebas de inyección primaria. Ver protocolos 1 y 2 del Anexo B del informe I-SKNSK-OT1583-0915-(1).

<sup>(3)</sup> Se ajustó este relé. Se recomienda realizar prueba de inyección secundaria para verificar las condiciones de operación de este dispositivo

## 6.2 DISPOSITIVOS DE AISLAMIENTO Y BARRERAS PARA PROTECCIÓN DE FAUNA EN ESTRUCTURAS

Tabla 16. Dispositivos de aislamiento y barreras para protección de fauna en estructuras.

Dispositivo	Imagen
<p>Aisladores Line Post BCIC-3312: diseñado para proteger a las aves y los animales de los conductores energizados, incluye brazos de extensión para permitir que se ajusten a conductores doblados.</p>	
<p>Cruceta plástica para evitar apoyos de aves</p>	
<p>aisladores tipo PIN 34.5 kV ANSI 56-3</p>	
<p>BCAC-G-CUTOUT-100-01</p>	

Tabla 16. (Continuación)

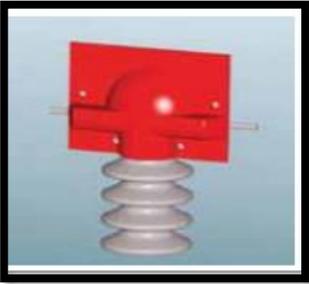
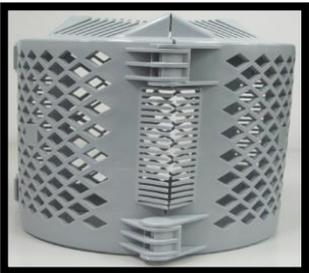
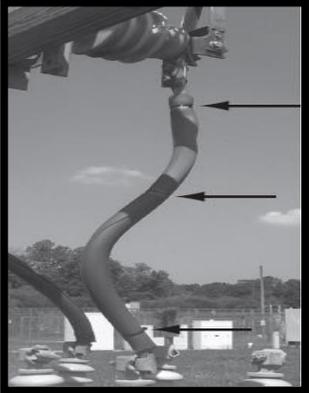
Dispositivo	Imagen
BCIC-3D/6-3	
<p>BCAC-P-IC: cubierta que previene el contacto de animales con las partes vivas de los descargadores de sobretensión.</p>	
<p>BCIC-9D/19-3: la instalación se puede hacer rápidamente en el campo por el recorte de los orificios de entrada y salida a las dimensiones requeridas.</p>	
<p>BCIC-8D/18, BCIC-8D/15: utilizado para bujes de transformadores, bujes para interruptores de circuito.</p>	

Tabla 16. (Continuación)

Dispositivo	Imagen
BIT-25/10-A/U	
<p>BCAC-IC-8D/18 CUBIERTA DE BOQUILLA TERMOGRAFICA: cubierta tipo subestación moldeada que previene interrupciones por contacto de animales en transformadores y reconectores. Este elemento es reutilizable.</p>	
<p>BCIC-G-RECLOSERCOVER Cubierta para reconectores.</p>	
BCIC-4411	

Tabla 16. (Continuación)

Dispositivo	Imagen
MVLC, MVCC	
Protección para animales MVCC.	
Cruceta móvil para bayoneta.	

### 6.3 DISPOSITIVOS PARA PROTECCIÓN DE FAUNA EN CABLEADO AÉREO DE REDES DE DISTRIBUCIÓN 34.5 KV

Hay un testimonio de una falla ocurrida en el campo Apiay, en la cual un pájaro chocó con los cables de un circuito de 34.5 kV y produjo una falla. El animal continuó su vuelo pero cayó más adelante.

Esta condición puede estar asociada a las fallas clasificadas como “no Identificadas”, en las cuales se produce una falla que no tiene como causa aparente una descarga atmosférica, un acercamiento de vegetación, una falla de aislamiento o un animal en el sitio.

Existen en el mercado elementos que le permiten alertar a aves y murciélagos en vuelo que existe un obstáculo, cables aéreos de media tensión, para hacer que ellos desvíen su vuelo.

Figura 11. Desviadores de vuelo *bird diverters*

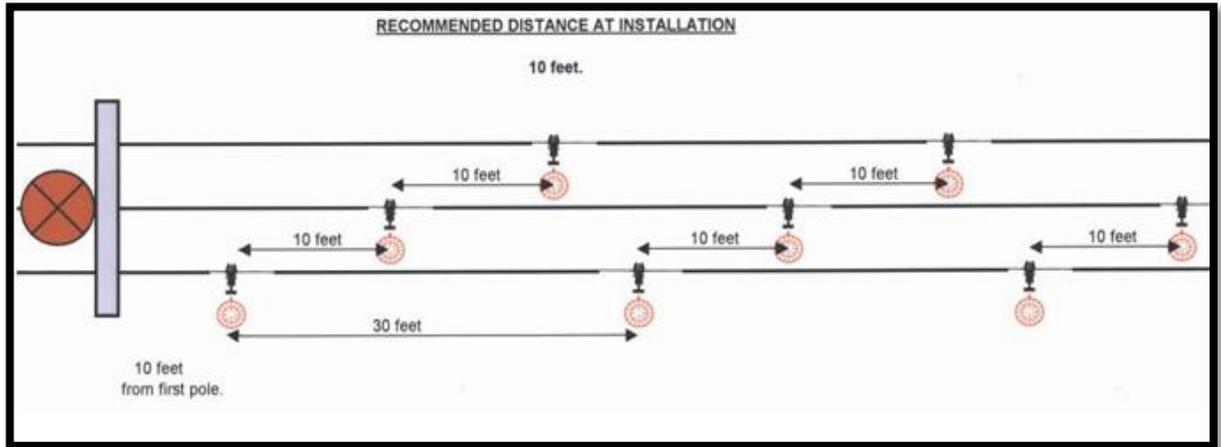


Figura 12. Desviadores de vuelo *firefly diverters*



El fabricante recomienda instalar estos dispositivos cada 3 metros entre cables que se encuentren a diferente altura, y alternando la instalación de dispositivos entre los diferentes niveles de altura de cables. La recomendación para instalación de estos dispositivos es la siguiente:

Figura 13. Forma de instalar los desviadores de vuelo.



Fuente: catálogo fabricante.

#### 6.4 ANÁLISIS DE PUNTOS DE FALLA POR TIPO DE ESTRUCTURA

Se definió una metodología para determinar la probabilidad de falla por aves, en cada uno de los tipos de estructuras utilizados en redes de distribución de 34.5 kV en la SOA.

El método es bastante sencillo: para cada estructura se identifican los posibles puntos de apoyo de aves. Del total de puntos identificados se determina cuántos de ellos pueden provocar una falla.

La relación entre los posibles puntos de falla y el total de puntos de apoyo tiene como resultado la probabilidad de falla por aves cuando una de ellas se percha sobre la estructura. En este análisis se excluyen las fallas por zarigüeyas y simios, dado que las fallas por estos animales son mucho menos recurrentes que las fallas producidas por aves. Por otra parte es muy complicado evitar este tipo de fallas cuando los animales en mención ingresan a la red.

Su gran tamaño (simios) y su mecanismo de movilización (simios y zarigüeyas) superan fácilmente cualquier distancia mínima de aislamiento.

Las acciones de mitigación para estas fallas están enfocadas en prevenir que el animal ingrese a la red.

El uso de discos antiescaladores en templetes es altamente efectivo para evitar que las zarigüeyas suban a la red. Para los simios aún no se ha determinado la efectividad de la instalación de los corredores artificiales que les permiten cruzar vías y circuitos.

A continuación se presenta el análisis realizado para cada una de las estructuras:

#### ▪ ESTRUCTURA P1

Figura 14. Estructura P1 Aislamiento en Retención disposición H con cable de guarda hasta 34.5kV.

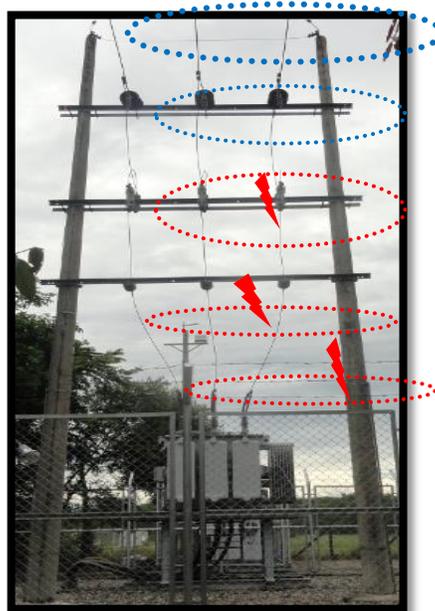


Tabla 17. Porcentaje de fallas por especies de aves para estructuras P103.

Puntos de apoyo por aves	Posibles puntos de falla	Riesgo falla
5	3	60%
<b>Área con posible falla causado por aves</b>		
<b>Área sin riesgo de falla por aves</b>		

▪ ESTRUCTURA P103

Figura 15. Estructura P103 Aislamiento en espigo disposición semibandera con cable de guarda hasta 34.5kV.

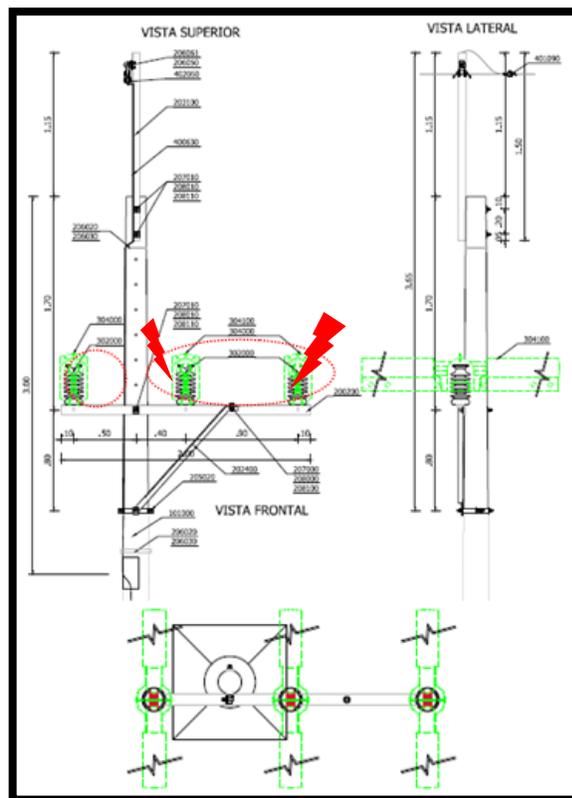




Tabla 19. Porcentaje de fallas por especies de aves para estructuras P112.

<b>Puntos de apoyo por aves</b>	<b>Posibles puntos de falla</b>	<b>Riesgo falla</b>
3	2	67%

▪ ESTRUCTURA S125

Figura 17. Estructura S125 Aislamiento en Disco disposición triangular con cable de guarda hasta 34.5kV.

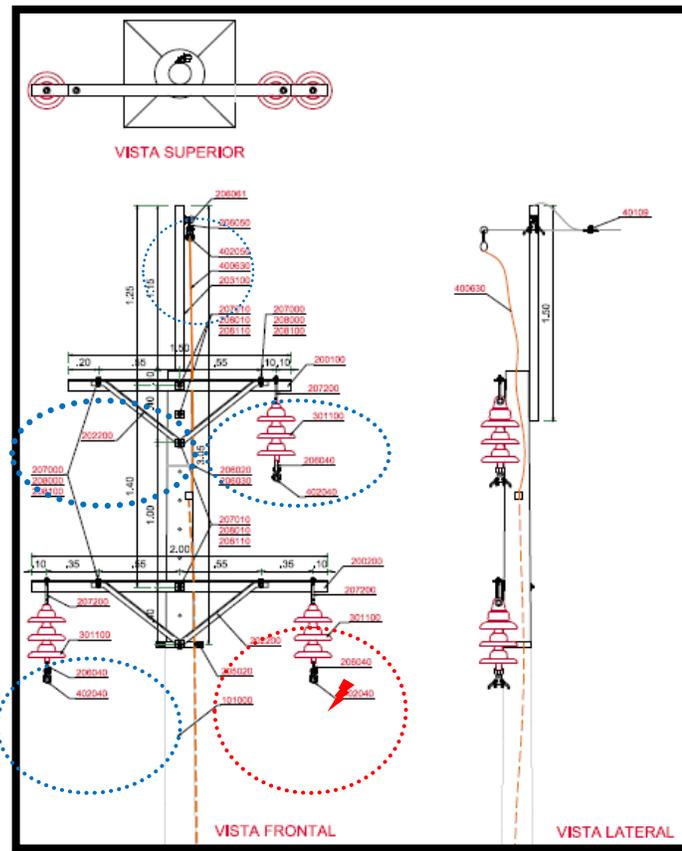


Tabla 20. Porcentaje de fallas por especies de aves para estructuras S125.

Puntos de apoyo por aves	Posibles puntos de falla	Riesgo falla
5	1	20%

▪ ESTRUCTURA R131

Figura 18. Estructura R131 circuito de retención disposición triangular con cable de guarda hasta 34.5kV.

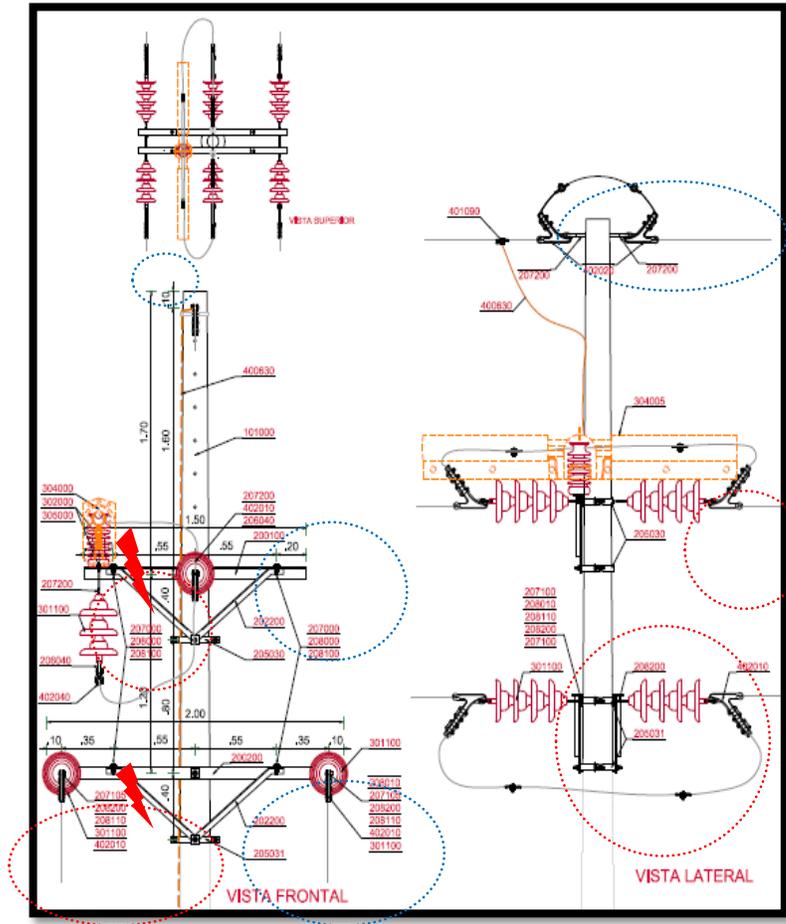


Tabla 21. Porcentaje de fallas por especies de aves para estructuras R131.

Puntos de apoyo por aves	Posibles puntos de falla	Riesgo falla
5	2	40%

▪ ESTRUCTURA R3

Figura 19 Estructura R300 con cable de guarda hasta 34.5kV.

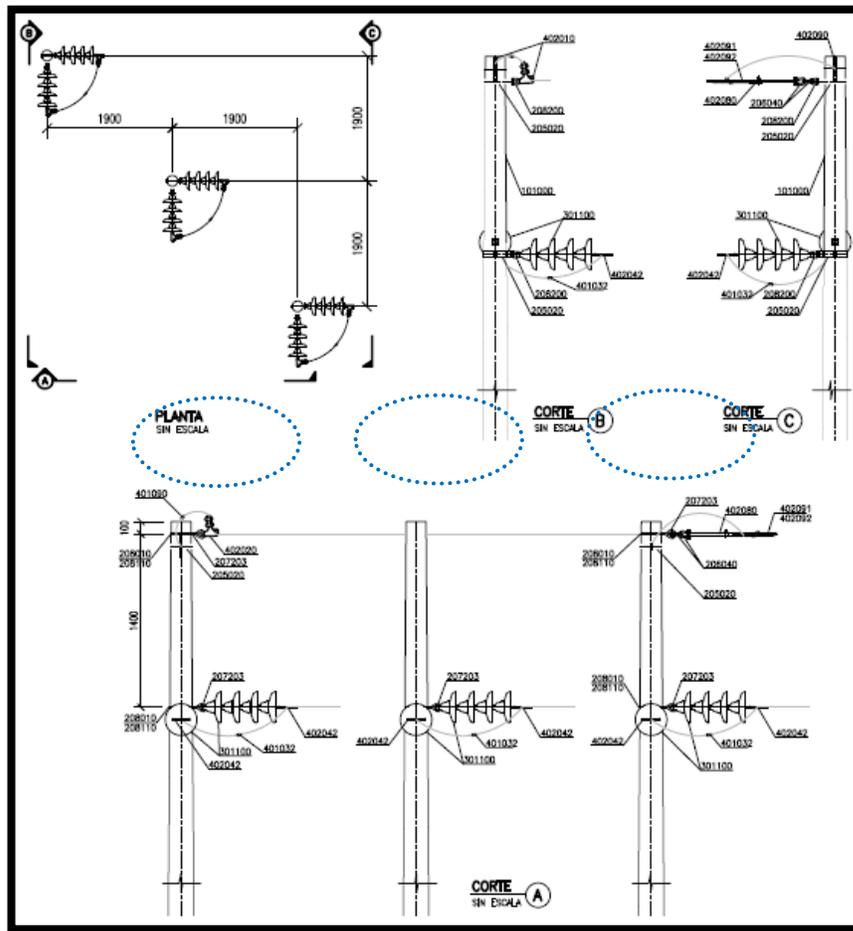
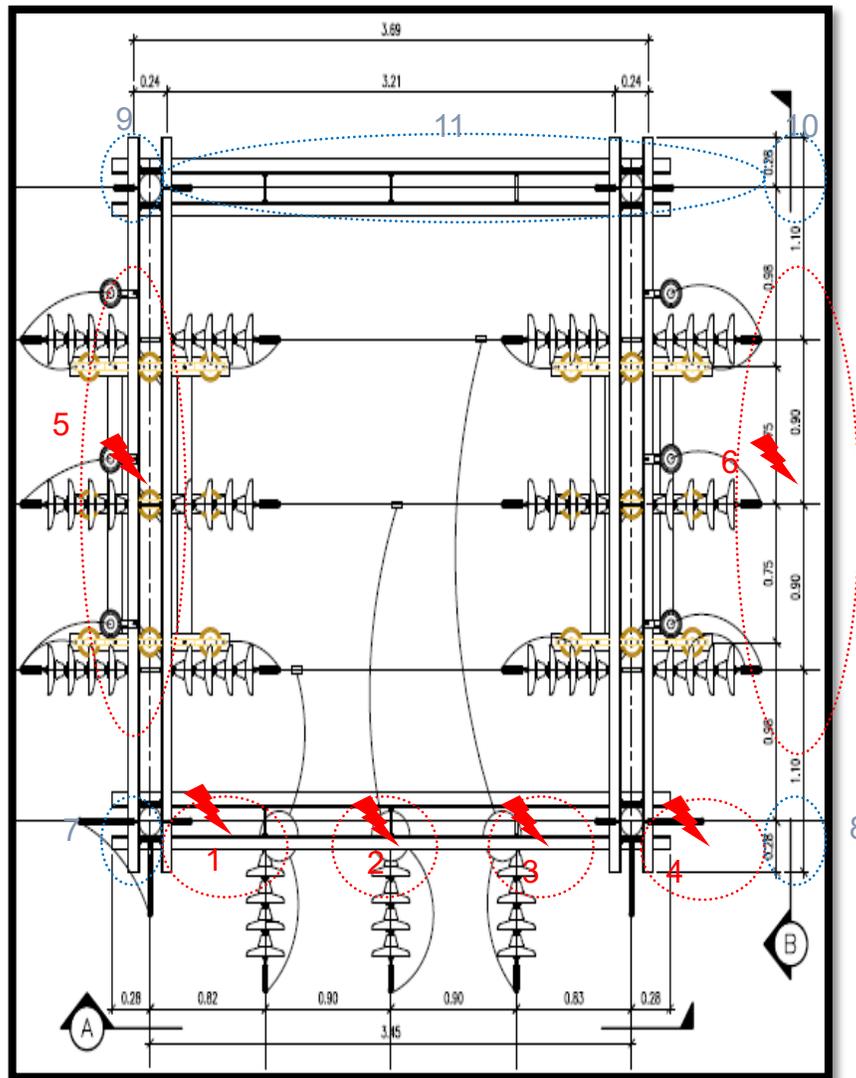


Tabla 22. Porcentaje de fallas por especies de aves para estructuras R3.

Puntos de apoyo por aves	Posibles puntos de falla	Riesgo falla
3	0	0%

▪ ESTRUCTURA R4

Figura 20. Estructura R4 vista superior con cable de guarda hasta 34.5kV.



En la figura 20 se muestran los puntos de apoyo para aves, del 1 al 6 son los puntos con posibilidad de falla, los puntos del 7 al 11 no presentan posibilidad de falla.

Figura 21. Estructura R4 vista frontal con cable de guarda hasta 34.5kV.

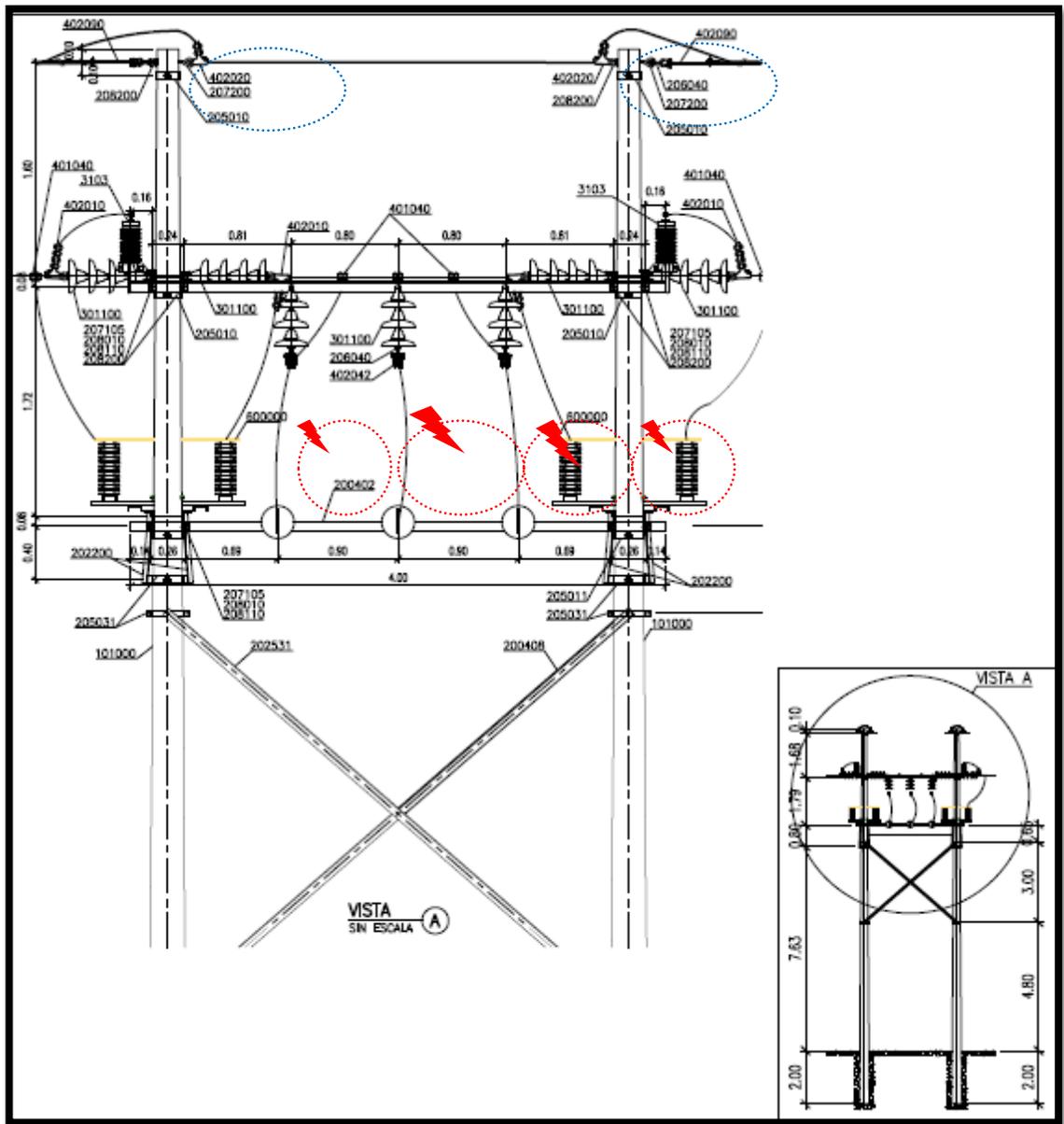


Tabla 23. Porcentaje de fallas por especies de aves para estructuras R4.

Puntos de apoyo por aves	Posibles puntos de falla	Riesgo falla
12	5	42%

▪ ESTRUCTURA R550

Figura 22. Estructura R550 con cable de guarda hasta 34.5kV.

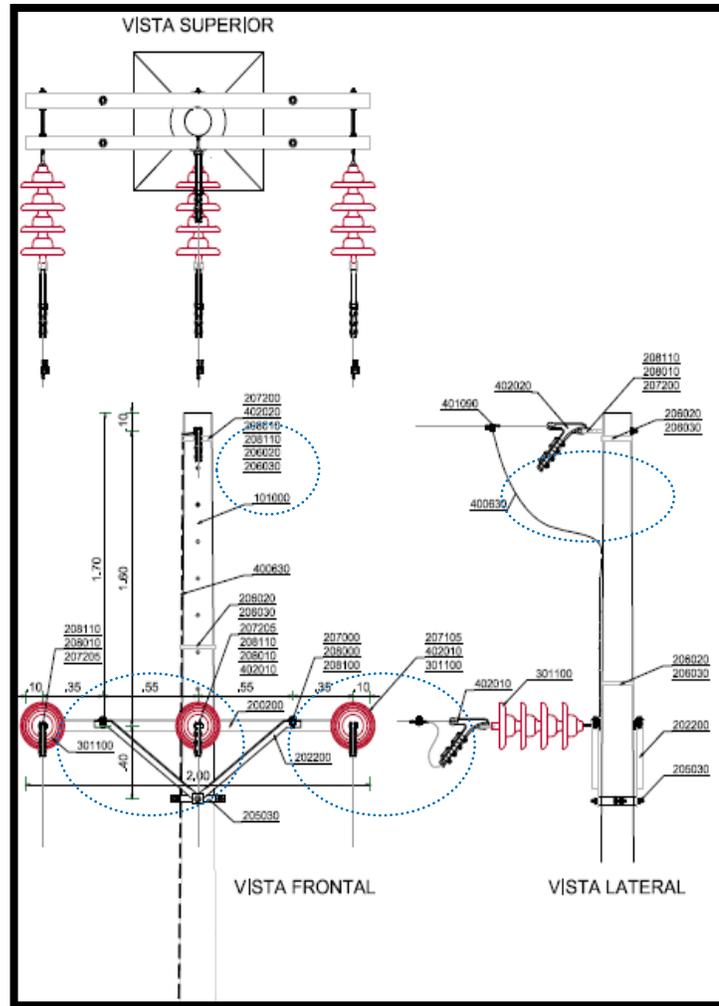


Tabla 24. Porcentaje de fallas por especies de aves para estructuras R550.

Puntos de apoyo por aves	Posibles puntos de falla	Riesgo falla
3	0	0%

▪ ESTRUCTURA R560

Figura 23. Estructura R560 circuito de retención disposición triangular con cable de guarda hasta 34.5kV.

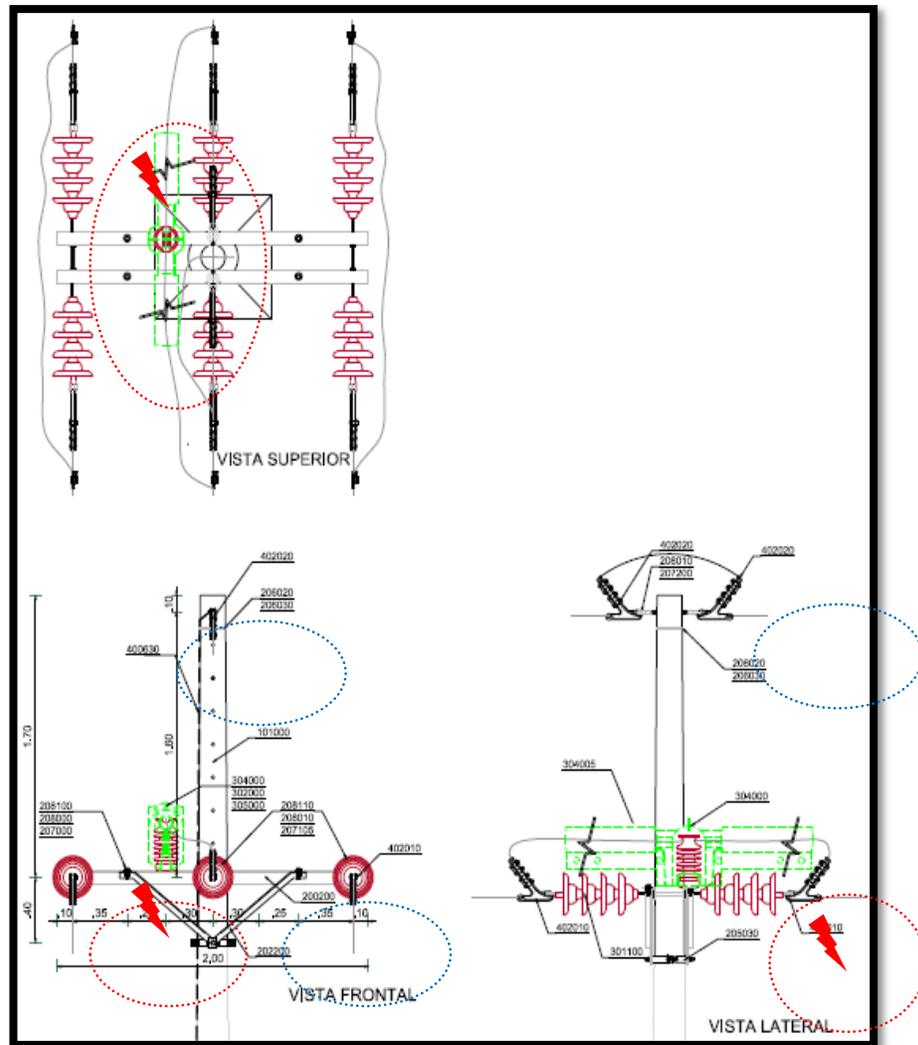


Tabla 25. Porcentaje de fallas por especies de aves para estructuras R560

Puntos de apoyo por aves	Posibles puntos de falla	Riesgo falla
3	1	33%

▪ ESTRUCTURA R580

Figura 24. Estructura R560 circuito de retención disposición triangular con cable de guarda hasta 34.5kV.

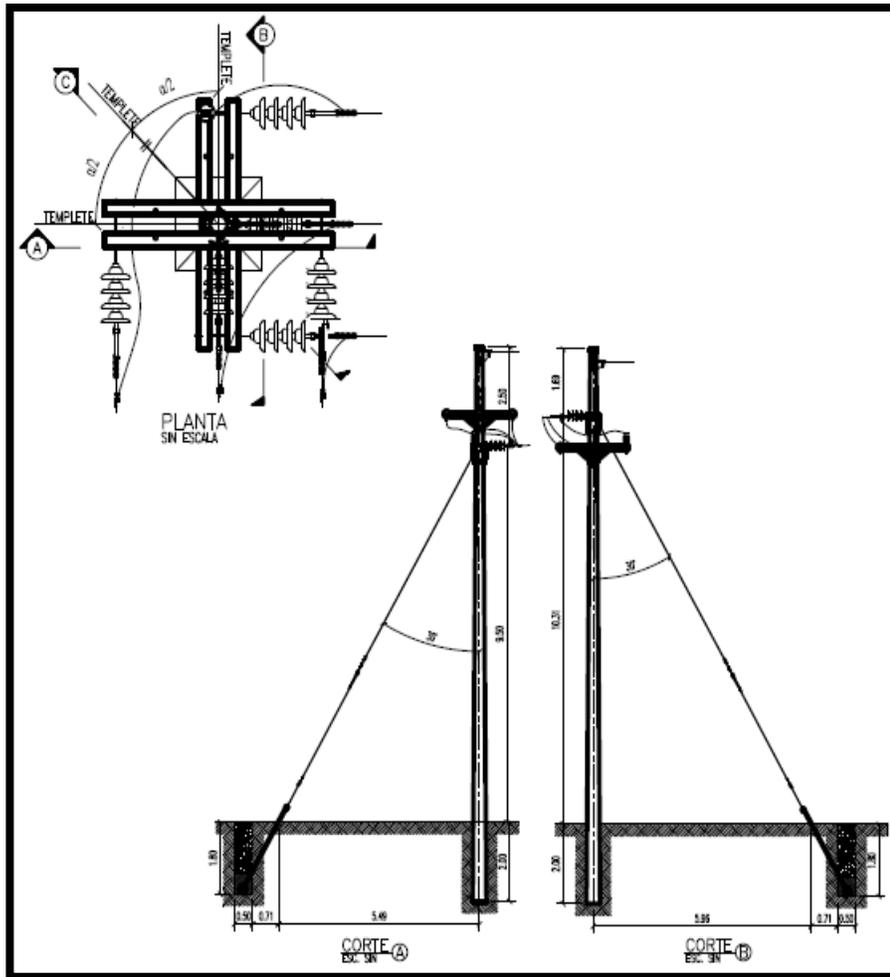


Figura 25. Estructura R580 con cable de guarda hasta 34.5kV.

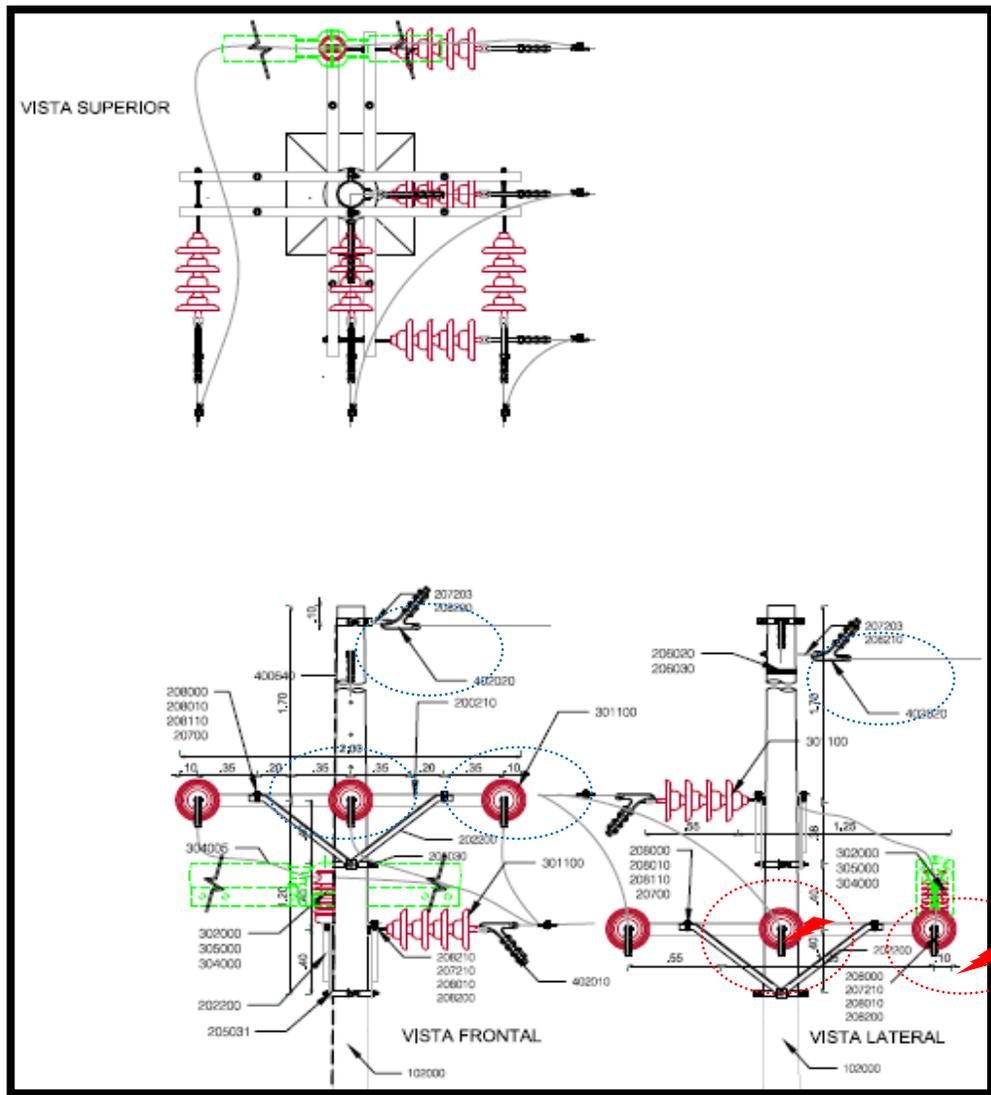
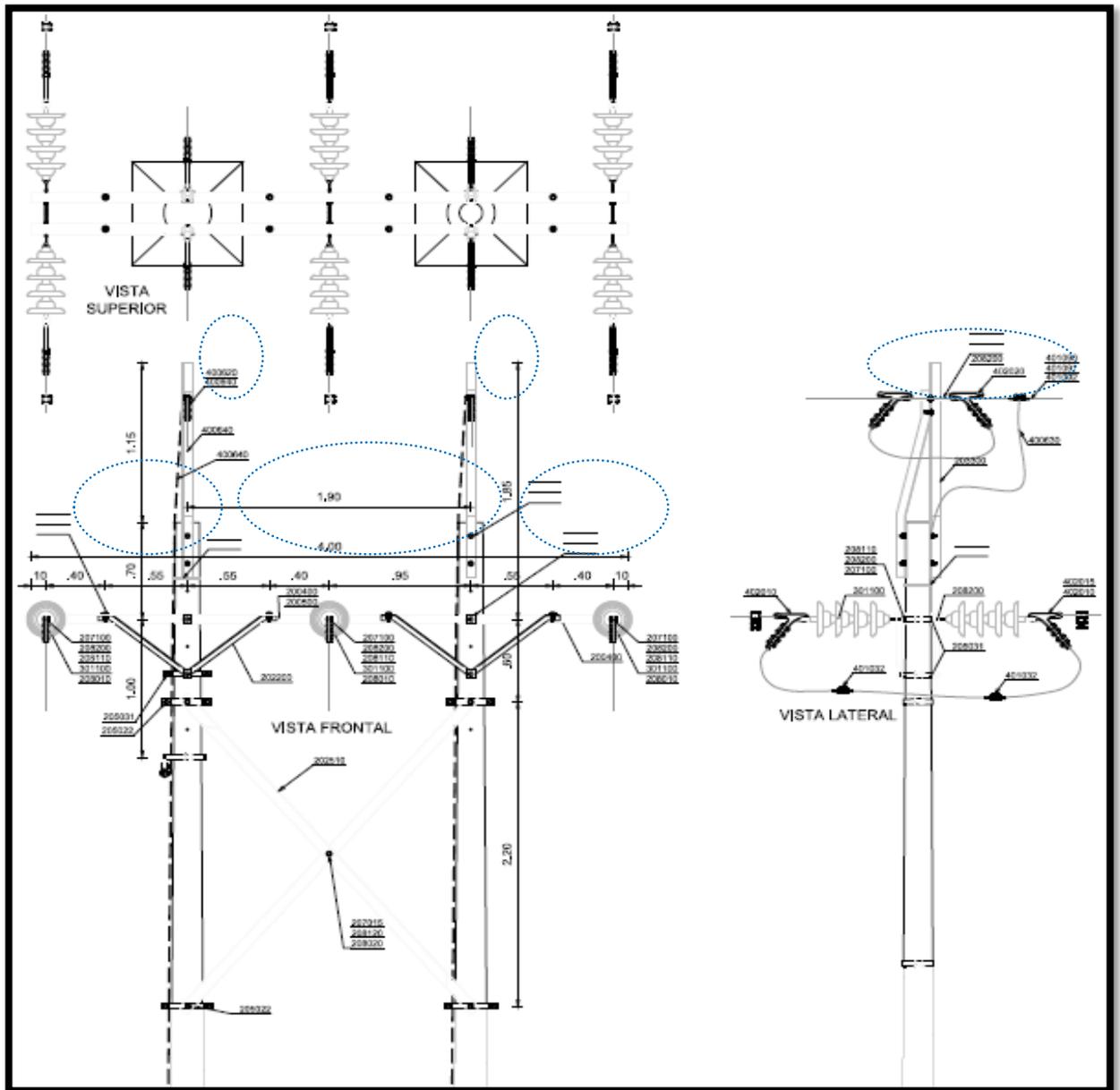


Tabla 26. Porcentaje de fallas por especies de aves para estructuras R580.

Puntos de apoyo por aves	Posibles puntos de falla	Riesgo falla
5	2	40%

▪ ESTRUCTURA RH231

Figura 26. Estructura R580 con cable de guarda hasta 34.5kV



▪ ESTRUCTURA S121

Figura 27. Estructura S121 con cable de guarda hasta 34.5kV.

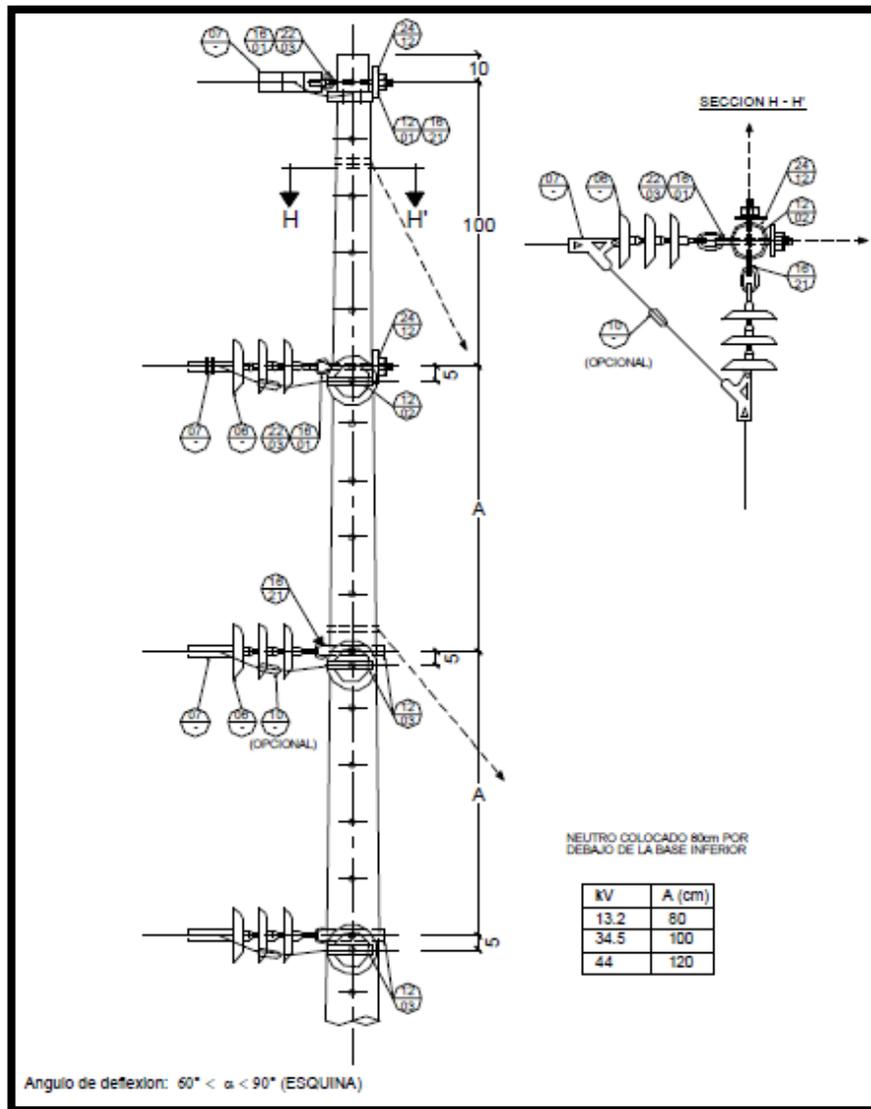


Figura 28. Porcentaje de fallas por especies de aves para estructuras S121.

Puntos de apoyo por aves	Posibles puntos de falla	Riesgo falla
3	0	0 %

▪ ESTRUCTURA S126

Figura 29. Estructura S126 con cable de guarda hasta 34.5kV.

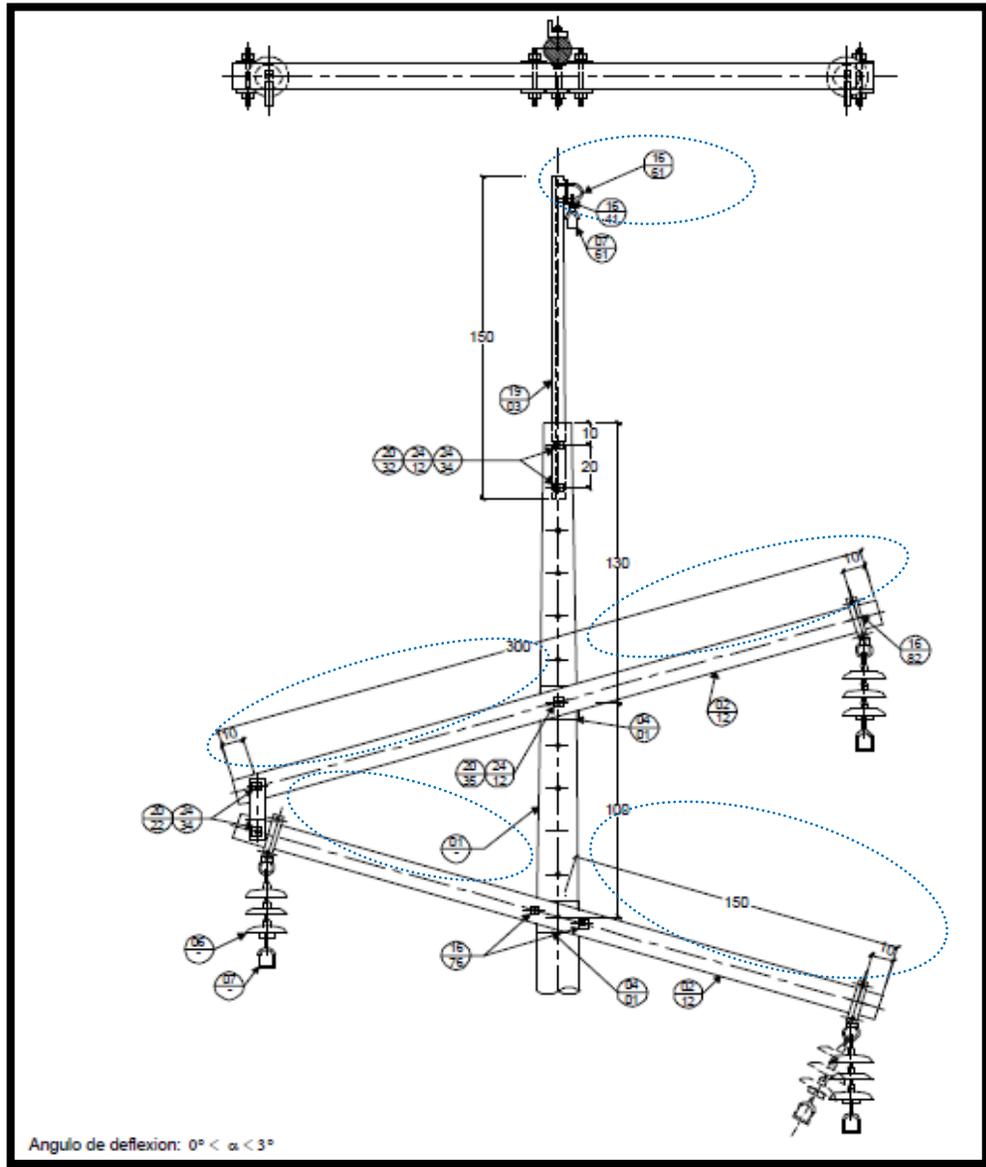
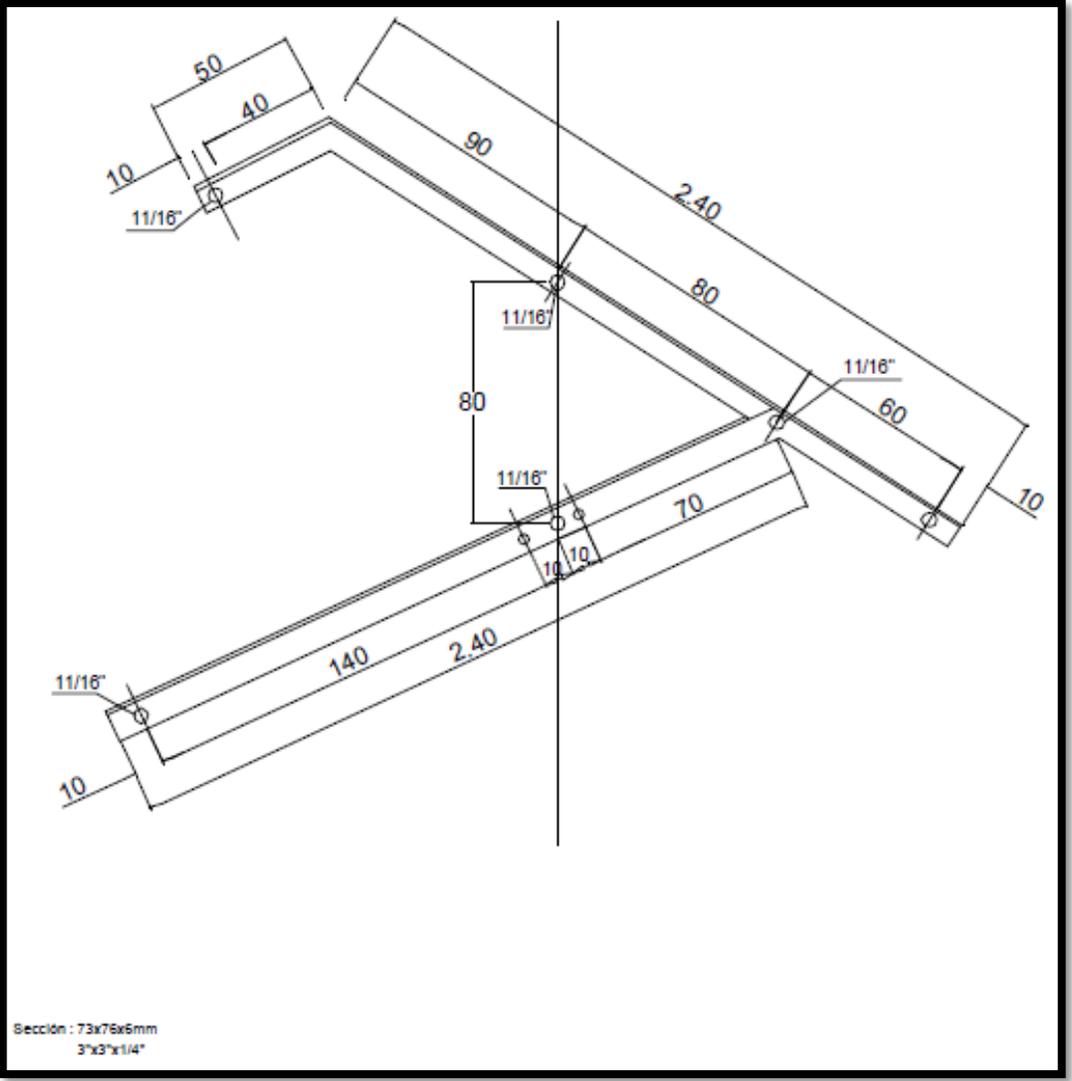


Tabla 27. Porcentaje de fallas por especies de aves para estructuras S126.

Puntos de apoyo por aves	Posibles puntos de falla	Riesgo falla
--------------------------	--------------------------	--------------

4	0	0%
---	---	----

Figura 30. Estructura S126 con cable de guarda hasta 34.5kV.







## 6.5 ANÁLISIS DE PUNTOS DE FALLA PARA CADA TIPO DE CONFIGURACIÓN DE CABLEADO AÉREO

Se conoció de una falla ocurrida en un circuito de Apiay, en el cual un ave de gran tamaño se encontraba volando y pasó muy cerca de un circuito de 34.5 kV; se produjo un corto circuito. A pesar de ello, el pájaro continuó su vuelo y cayó 100 metros más adelante. Es posible que esta condición sea más recurrente en las redes de SOA de lo que se piensa, considerando que por cada 3 fallas producidas por fauna, 2 quedan sin identificar. Los animales que se han identificado como electrocutados han sido localizados cerca de postes y en subestaciones de pozos o tipo cluster. A continuación el análisis de probabilidad de falla cuando un ave pasa cerca o hace contacto con los cables de la red aérea. Para este análisis se aplica la metodología presentada en el numeral 4.3.

### ▪ ESTRUCTURA P103 Y P112.

Las figuras 26 y 27 se observan diferentes puntos de vuelo y los puntos posibles de contacto entre fases.

Figura 33. Distancias de construcción para estructura P103.

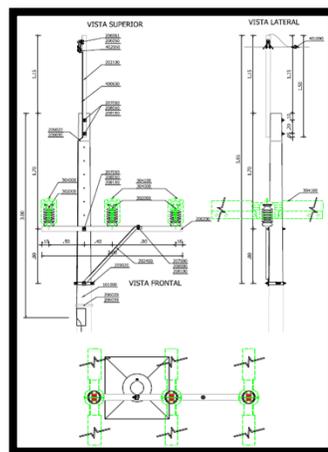


Figura 34. Puntos vulnerables a fallas por aves para estructuras P103.

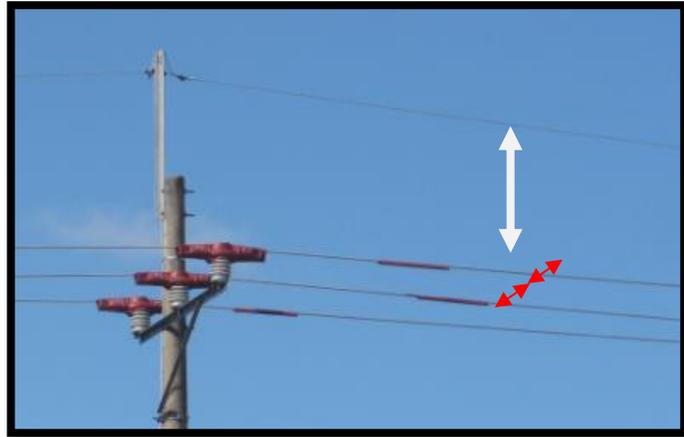


Tabla 30. Probabilidad de falla para conductores en estructuras P103.

<b>CONFIGURACIÓN CABLES</b>	<b>Puntos de vuelo para aves</b>	<b>Puntos posibles de contacto</b>	<b>Probabilidad de falla</b>
P103 y P112	3	3	100%

La figura 33 evidencia la cercanía entre fases, esta distancia es aproximadamente de 90 cm, si un ave en su vuelo no reconoce la red, la probabilidad de falla es del 100% (ver tabla 17). Se aclara que es un valor teórico con base al análisis propuesto en el punto 4.3.

- ESTRUCTURA S126

Figura 35. Puntos de falla por disposición de conductores en estructuras S126

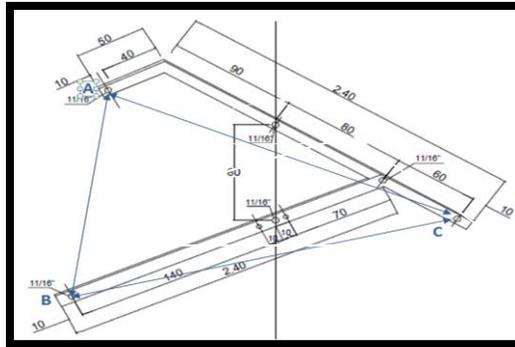


Tabla 31. Probabilidad de falla para conductores en estructuras S125 Y R131.

CONFIGURACIÓN CABLES	Puntos de vuelo para aves	Puntos posibles de contacto	Probabilidad de falla
S126	3	0	0%

En la figura 334 los puntos A, B y C indican la disposición de conductores. Esta distancia es aproximadamente de 2 metros entre cada punto, si un ave en su vuelo no reconoce la red, la probabilidad de falla es nula (ver tabla 18).

- ESTRUCTURAS S125, R131

La figura 35 muestra la estructura S125, este tipo de estructura tiene una distancia entre fases de 1.80 metros, la probabilidad de falla es nula. Ver tabla 19. Esta disposición de conductores también incluye la estructura R131.

Figura 36. Puntos vulnerables a fallas por aves en estructura S125 y R131

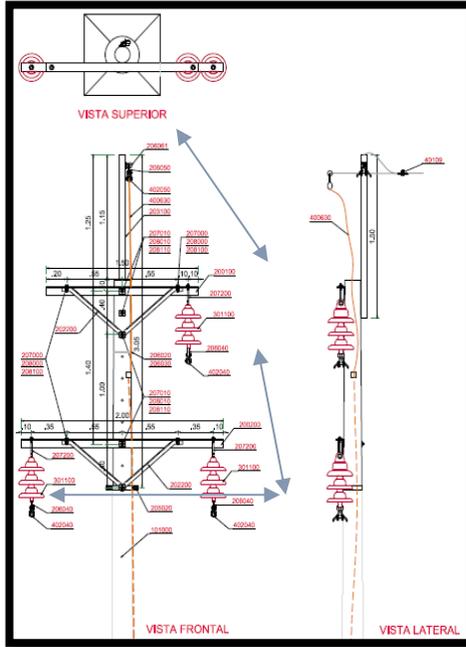


Tabla 32. Probabilidad de falla para conductores en estructuras S125 Y R131.

CONFIGURACIÓN CABLES	Puntos de vuelo para aves	Puntos posibles de contacto	Probabilidad de falla
S125, R131	3	0	0%

▪ ESTRUCTURA SH225

La figura 36 indica la disposición de conductores, esta distancia es aproximadamente de 3.5 metros entre los puntos B-C y entre A-B y A-C la distancia es 2.2 metros, si un ave en su vuelo no reconoce la red, la probabilidad de falla es nula (ver tabla 24).

Figura 37. Puntos vulnerables a fallas por aves en estructura SH225.

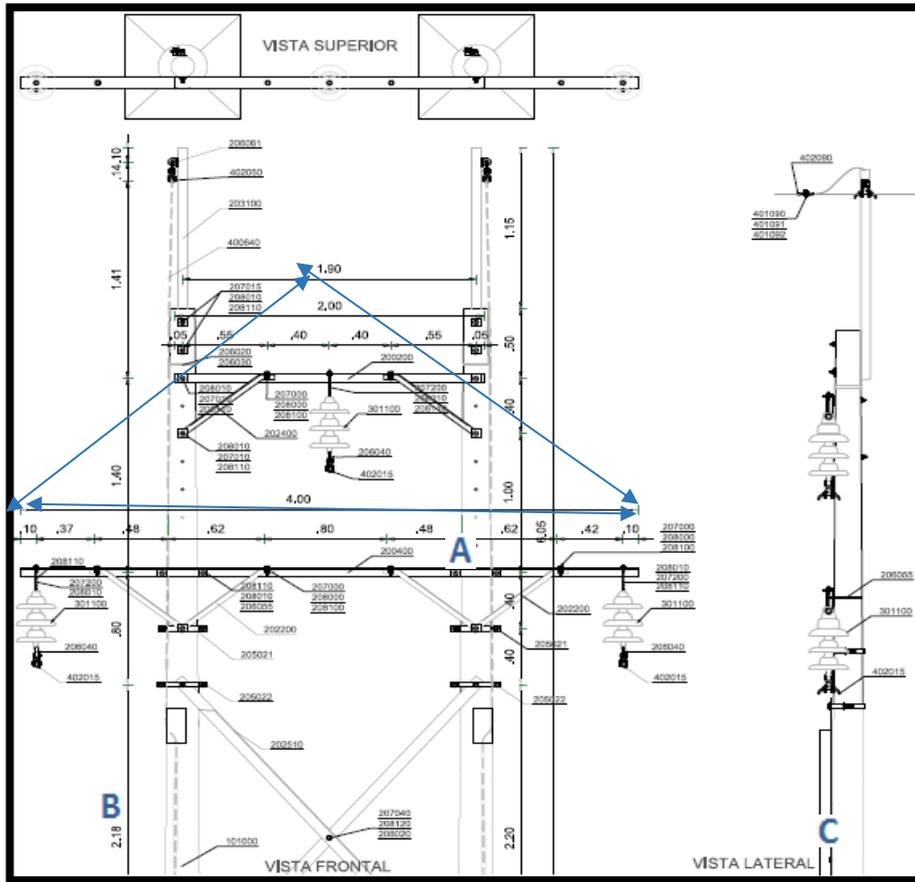


Tabla 33. Probabilidad de falla para conductores en estructuras SH225.

CONFIGURACIÓN CABLES	Puntos de vuelo para aves	Puntos posibles de contacto	Probabilidad de falla
SH225	3	0	0%

▪ ESTRUCTURA SH226

Según la norma para este tipo de estructura tiene una distancia entre fases de 1.95 metros. Entre fase y apantallamiento 1.80 metros aproximados (Ver figura 37). Para este tipo de estructuras la probabilidad de falla para aves que chocan con estos conductores es nula. (Ver tabla 21). Esta disposición de conductores incluye las estructuras RH231 y SH228.

Figura 38. Estructura SH221 puntos vulnerables a fallas por aves.



Tabla 34. Probabilidad de falla para conductores en estructuras S125.

<b>CONFIGURACIÓN CABLES</b>	<b>Puntos de vuelo para aves</b>	<b>Puntos posibles de contacto</b>	<b>Probabilidad de falla</b>
RH231, SH226, SH228	4	0	0%

▪ ESTRUCTURA R550

La figura 38 evidencia la cercanía entre fases, esta distancia es aproximadamente de 90 cm Puntos A-B-C, si un ave en su vuelo no reconoce la red, la probabilidad de falla es del 100% (ver tabla 22). Se aclara que es un valor teórico con base al análisis propuesto en el punto 4.3. Esta disposición de conductores incluye la estructura R560.

Figura 39. Puntos vulnerables a fallas por aves en estructura R550.

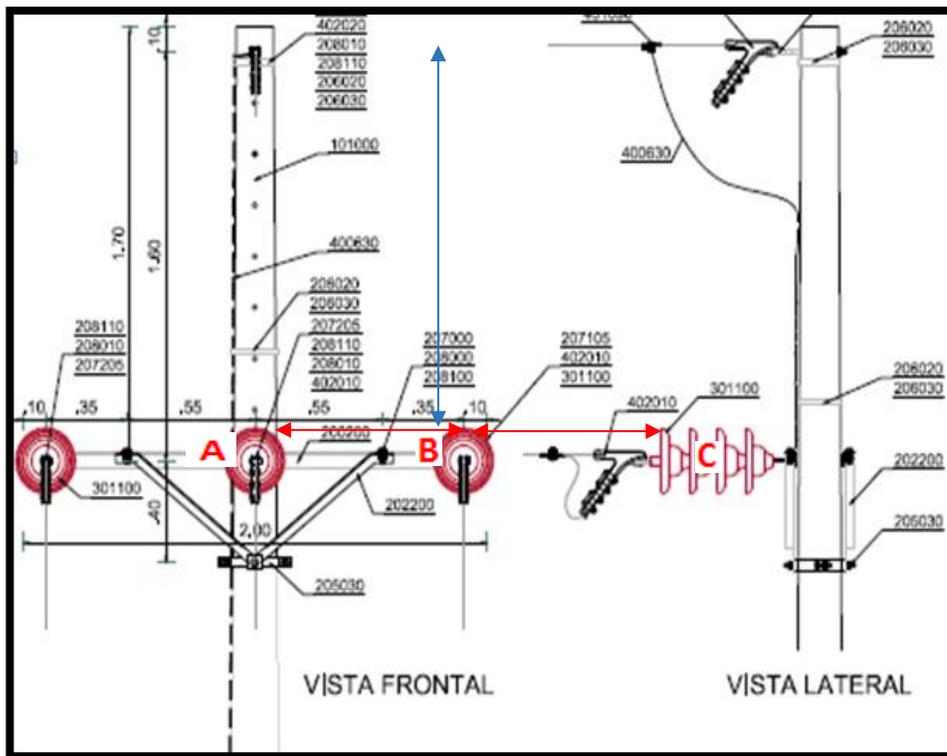


Tabla 35. Probabilidad de falla para conductores en estructuras S125.

CONFIGURACIÓN CABLES	Puntos de vuelo para aves	Puntos posibles de contacto	Probabilidad de falla
R550 Y R560	3	3	0%

▪ ESTRUCTURA S121

Según la norma para este tipo de estructura tiene una distancia entre fases de 1 metro. Entre los puntos A-B-C-D en forma vertical (Ver figura 39). Para este tipo de estructuras la probabilidad de falla para aves que chocan con estos conductores es nula. (Ver tabla 35). Se aclara que estas estructuras en su disposición del conductor cuando estas cambian a otro tipo de estructura como SH226 las líneas presentan acercamientos al cambiar de estado.

Figura 40. Puntos vulnerables a fallas por aves en estructura S121.

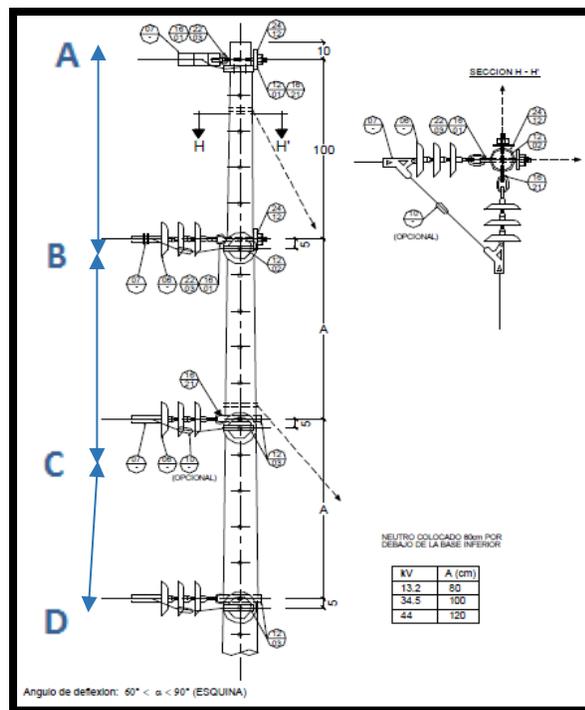


Tabla 36. Probabilidad de falla para conductores en estructuras S121.

CONFIGURACIÓN CABLES	Puntos de vuelo para aves	Puntos posibles de contacto	Probabilidad de falla
S121	4	0	0%

## 7. CONCLUSIONES

Con el estudio y ejecución del presente proyecto se puede concluir que:

- En términos generales los niveles prescritos para el ajuste de los dispositivos de protección asociados a los equipos de potencia del sistema analizado garantizan plenamente su integridad, sin detrimento de su operabilidad. No obstante, existen algunos casos particulares en los cuales se identificaron deficiencias de diseño en cuanto al dimensionamiento de acometidas y dispositivos de protección utilizados, lo cual compromete seriamente no solo la integridad de los equipos del sistema sino también la continuidad del servicio de la estación.

En la medida en que fue posible, se eliminaron los traslapes en las zonas de protección con el fin de garantizar una correcta selectividad.

- Para los transformadores TF-SA-S\_NORTE-SAN013 (300 kVA), TF-SA S\_NORTE-SAN03 (500 kVA), TF-SAS\_ NORTE-SAN10/14 (630 kVA), TF-SA-S\_NORTE-TF\_SAN06 (400 kVA) y TF-SA-S\_NORTE-SAN08 (800 kVA) no se evidenció la existencia de ningún dispositivo para protección térmica. Para este caso se recomienda disponer interruptores termomagnéticos exclusivos para el devanado secundario para cada transformador ya que la protección brindada por los fusibles tipo cañuela que se encuentran en los devanados primarios de los transformadores son una protección únicamente para eventos de cortocircuito y no representa ninguna protección para casos de sobrecarga.

- Los ajustes de los dispositivos de protección totalizadores, tanto en el nivel de tensión fueron realizados bajo la premisa de proteger su fuente de energía asociada (transformadores, unidades generadoras, circuitos alimentadores, etc.) así como de su respectiva acometida, y no para alimentar la totalidad de la carga instalada aguas abajo del mismo. Lo anterior debido a que en la mayor parte del

sistema la carga instalada supera en gran medida la capacidad instalada (ver tabla 3.1). Para estos casos específicos es necesario tener un control en cuanto a la totalidad de la carga alimentada desde un ramal respectivo (factores de demanda o simultaneidad) a fin de evitar disparos indeseados por parte de los dispositivos de protección totalizadores.

- En ese orden de ideas, para el caso de los dispositivos totalizadores CB-SA-Q15B2, CB-SA-Q19B2, CB-SA-QA1B3, CB-SA-QA2B3, CB-SA-QA5B4, CB-SA-ACOPLE\_GEN-Q14X, CB-SA-Q12B5, CB-SA-Q9B2, CB-SA-Q11B2, CB-SA-Q8B1A y R-SA-ACOPLE\_GEN-Q14X el ajuste propuesto para la función ANSI 51 fue realizado tomando como base en la corriente nominal de sus acometidas asociadas y no a la carga instalada aguas abajo de los mismos, lo anterior se debe a que la capacidad nominal de las acometidas existentes resulta ser menor a la corriente total de la carga instalada en cada uno de los tableros respectivos. Con base en lo expuesto anteriormente, la operación de la totalidad de la carga de cada tablero se encuentra limitada por su respectiva acometida e interruptor totalizador, razón por la cual se recomienda evaluar la necesidad de replantear el dimensionamiento de dichas acometidas teniendo en cuenta la corriente que podría ser demandada en un escenario de máxima carga conforme a lo requerido por proceso en el Campo.

- La capacidad nominal de varias de las acometidas asociadas a las unidades generadoras del sistema (GE-SAS\_ESTES-KTA\_38, GE-SA-G1, GE-SA-G2, GE-SA-G3, GE-SA-G5, GE-SA-G6) resulta ser menor a la capacidad nominal su generador asociado. Esta condición implica una limitación de operación para los generadores ya que en caso que los mismos trabajaran potencia nominal se produciría una sobrecarga en su acometida generando un recalentamiento en su aislamiento reduciendo la vida útil del mismo y exponiendo el sistema a una falla inminente.

En ese orden de ideas se recomienda replantear el dimensionamiento de la acometida actual de manera que su capacidad nominal sea mayor a la del generador asociado.

- identificaron varias acometidas cuya capacidad nominal es inferior a la de la carga que alimentan. En la tabla 1 del anexo C del presente documento se listan los casos encontrados.

Dentro del presente estudio se evidenció que las capacidades nominales de algunos de los interruptores termomagnéticos, principalmente los asociados a motores de baja potencia, superan significativamente las corrientes nominales de sus respectivos motores y por ello no representan una adecuada protección para los mismos.

Aunque no se trata de una condición crítica debido a la baja potencia de dichas cargas, en estos casos se recomienda verificar la existencia de protecciones adicionales a las instaladas en los tableros como podrían ser las asociadas a los actuadores de cada motor. Ante la ausencia de una protección adicional se sugiere realizar el reemplazo de los interruptores actualmente instalados por unidades con capacidades acordes con las de las cargas a proteger o por conjuntos de protección de motor conformados por interruptores magnéticos y relés térmicos, que cuenten con un rango de ajuste acorde a lo sugerido en el artículo 430 del NEC, en el cual se establece que la capacidad del interruptor no debe ser mayor al 125 % de la corriente de placa del motor y que el rango de ajuste para la función instantánea debe ser de 10.5 a 13 veces la corriente nominal del motor a proteger.

- En la tabla 4 del anexo B se pueden identificar algunos casos en los que el relé térmico (resaltado en rojo) cuenta con un rango de ajuste que no es consecuente con la corriente nominal de su carga asociada y en esa medida no resulta ser apropiado para brindar una correcta protección contra situaciones de sobrecarga.

Para estos casos se busca el mejor ajuste teniendo en cuenta las limitaciones del dispositivo de protección actual. No obstante, como medida de mitigación se recomienda realizar el cambio de los mismos de manera tal que el rango de ajuste del nuevo relé esté acorde a la corriente nominal del motor a proteger y permita el ajuste indicado en la columna “Ajuste Óptimo” indicado en la tabla 4 del Anexo B.

- Es importante tener presente que la correcta operación de los sistemas de protección no solo depende de los ajustes que finalmente se implementen en los dispositivos de protección, sino que también esta se encuentra determinada, de manera fundamental, por la condición de integridad de los mismos. En esa medida resulta indispensable que, aparte de la implementación de los ajustes, se realicen ensayos de inyección para verificación de los relés e interruptores con el fin de evaluar la condición actual de los dispositivos de protección.
- La implementación de la coordinación de protecciones que se realizó en el mes de abril permitió mejorar las condiciones de operación del campo

## BIBLIOGRAFÍA

Comite Brasileiro de Regulación, CONMETRO, SINMETRO, «Guía de buenas prácticas de reglamentación,» [En línea]. Disponible en <[http://www.inmetro.gov.br/qualidade/pdf/22995\\_guia\\_espanol.pdf](http://www.inmetro.gov.br/qualidade/pdf/22995_guia_espanol.pdf).>

A. M. SANDOVAL, Archivos de Economía, 5 Noviembre 2004. [En línea]. Disponible <https://colaboracion.dnp.gov.co/CDT/Estudios%20Economicos/272.pdf>. [Último acceso: 12 Junio 2016].

Álvarez, Alvaro «Economía General, Historia Económica, Pensamiento Económico, Regulación Económica, Servicios Públicos, Economía Institucional. Y otras cosas.,» [En línea]. Available: <http://luisguillermovelezalvarez.blogspot.com.co/2011/09/breve-historia-del-sector-electrico.html>. [Último acceso: Noviembre 2015].

GONZÁLEZ, Guillermo & GUTIERREZ, Daniel. Atención a consulta relacionada con aporte de modificaciones de RETIE, Bogotá: Ministerio de Minas y Energía, 2016.

Universidad Don Bosco. Centro de Investigación y Transferencia de Tecnología. Facultad Ingeniería, Escuela de Eléctrica, «Universidad Don Bosco,» [En línea]. Disponible < <http://www.udb.edu.sv/udb/archivo/guia/electrica-ingenieria/disenio-de-lineas-de-transmision/2016/i/guia-5.pdf>.>

Electric Power Research Institute, Transmission Line Reference Book, 345 kV and Above, vol. Third Edition, California, 2005.

IEEE, Predetermination of Corona Losses Under Rain: Influence of Rain Intensity and Utilization of a Universal Chart. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol, PAS-89, No. 6, July/August 1970, 1970.

IEEE, Calculation of Corona Losses Beyond the Critical Gradient in Alternating Voltage. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol, PAS-89, No. 5, May 1969, 1969.

IEEE, IEEE Transactions on Power Apparatus and System Vol PAS-99: Review of technical considerations on limits to interference from power lines and stations., 1980, pp. 365-388.

ISA. BOGOTA Metodologías para el planeamiento de los sistemas eléctricos: simposio sobre expansión del sistema eléctrico Aciem, capítulo de Antioquia Medellín, 1978 34 p

GARCIA, Oliverio, Gestión Integral de Mantenimiento Basada en Confiabilidad. Publicado ReliabilityWe

GARCIA TRASANCOS Jose, Instalaciones eléctricas en media y baja tensión 7.<sup>a</sup> edición 2016, Editorial: Paraninfo, 440 p

LATORRE BAYONA, Gerardo, Curso de protección de sistemas eléctricos, Universidad Industrial de Santander. Departamento de Ingeniería eléctrica y electrónica. Bucaramanga: UIS. 1994 195p

ROJAS CASTRO Pedro León & SARRAZOLA C. Orlando. Estabilidad de los Sistemas Eléctricos de potencia inter-conexión barranca-Bucaramanga-Boyacá. UIS, 1965 Trabajo de grado. UIS. Escuela de ingeniería eléctrica, 1965.

VARGAS TORRES, Herman Raúl, Protecciones eléctricas: manual de laboratorio y uso del equipo de inyección / Bucaramanga, UIS. Departamento de Ingeniería Eléctrica y Electrónica, 1994. 121 h