

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA



**GESTION DEL MANTENIMIENTO MODERNO EN
SISTEMAS ELECTRICOS DE DISTRIBUCION**

INFORME DE SUFICIENCIA

PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO ELECTRICISTA

PRESENTADO POR:

ERNESTO JESUS BERNAL LUJAN

**PROMOCIÓN
2009- I**

**LIMA – PERÚ
2013**

GESTION DEL MANTENIMIENTO MODERNO EN SISTEMAS ELECTRICOS DE DISTRIBUCION

Agradezco a mis padres Guadalupe y Reynaldo que con su paciencia hicieron posible mi formación profesional; así como a los docentes y estudiantes de mi alma mater la UNI en especial al MSc. Ing. Moisés Flores quien despertó mi interés en las nuevas filosofías de mantenimiento y su aplicación al Sector Electricidad del Perú.

SUMARIO

El presente informe de suficiencia trata el mantenimiento de las redes de distribución aéreas de media tensión, baja tensión, alumbrado público, subestaciones de distribución, introduciendo dos nuevas filosofías en el mantenimiento como son mantenimiento productivo total y mantenimiento centrado en confiabilidad ‘TPM’ y ‘RCM’ por sus siglas en inglés respectivamente y en donde se hace una propuesta para modernizar los procedimientos y enfoque del mantenimiento orientándolo a reducir pérdidas y a mejorar la disponibilidad de los equipos.

Estas dos filosofías de mantenimiento están encaminadas a garantizar la disponibilidad y eficacia requerida de las unidades, equipos e instalaciones, asegurando la duración de su vida útil y minimizando los costos de mantenimiento, dándole mayor importancia a la seguridad industrial, a la reducción del impacto ambiental y la mejora de la calidad, haciendo un mayor énfasis en el involucramiento de la totalidad del personal de la empresa en la consecución de estos objetivos.

INDICE

| | |
|---|----|
| PROLOGO | 1 |
| CAPITULO I | |
| INTRODUCCION | |
| 1.1 Introducción | 2 |
| 1.2 Objetivos | 3 |
| CAPITULO I | |
| ALCANCES | |
| 2.1 Alcances | 4 |
| 2.2 Estado de las instalaciones de distribución | 5 |
| 2.3 Mantenimiento de las instalaciones de distribución antes de la aplicación de RCM y TPM | 6 |
| 2.4 Enfoque del problema | 7 |
| CAPITULO III | |
| MARCO TEORICO CONCEPTUAL | |
| 3.1 Sistemas eléctricos de distribución | 10 |
| 3.2 Definición de mantenimiento | 11 |
| 3.3 Técnicas de mantenimiento predictivo en sistemas eléctricos de distribución | 18 |
| 3.4 Seguridad y salud en las actividades eléctricas | 28 |
| CAPITULO IV | |
| METODOLOGIA PARA LA SOLUCION DEL PROBLEMA | |
| 4.1 Metodología RCM en sistemas eléctricos de distribución | 35 |
| 4.2 Metodología TPM en sistemas eléctricos de distribución | 45 |
| CAPITULO V | |
| ANALISIS Y PRESENTACION DE RESULTADOS | |
| 5.1 Análisis de mejorabilidad | 48 |
| 5.2 Análisis tipo espina de pescado | 49 |
| 5.3 Análisis de modos de falla y efectos (AMFE) | 49 |
| 5.4 Criterios para implementar TPM y RCM | 51 |

| | |
|---|-----|
| 5.5 Decisiones estratégicas y operativas a seguir para la implementación de la gestión del mantenimiento moderno bajo enfoque TPM y RCM | 55 |
| CAPITULO VI | |
| APLICACIÓN A UN SISTEMA ELECTRICO REAL | |
| 6.1 Descripción del sistema eléctrico de distribución de la provincia de Talara | 59 |
| 6.2 Aplicación optima de RCM y TPM al mantenimiento de sistemas eléctricos de distribución | 63 |
| 6.3 Plan de mantenimiento con enfoque RCM y TPM | 69 |
| CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES | 88 |
| ANEXO I | |
| ANALISIS TIPO ESPINA DE PESCADO | 90 |
| ANEXO II | |
| ANALISIS DE MODOS DE FALLA Y EFECTOS | 95 |
| ANEXO III | |
| FORMATOS DE MANTENIMIENTO PREDICTIVO | 115 |
| ANEXO IV | |
| EVALUACION DE DESEMPEÑO | 121 |
| BIBLIOGRAFIA | 126 |

PROLOGO

El propósito de este informe es introducir nuevos conceptos de mantenimiento moderno con la finalidad de mejorar las condiciones de la calidad del servicio de electricidad que tienen efectos inmediatos sobre el bienestar de los consumidores. Los dos nuevos conceptos que se introducen priorizan la disponibilidad de los equipos, la seguridad del personal y del medio ambiente, además de un involucramiento de todo el personal en las tareas de mantenimiento. Si hay una interrupción del servicio eléctrico los usuarios tienen costos asociados a la imposibilidad de utilizar sus equipos eléctricos, la empresa concesionaria de distribución tiene costos asociados a las compensaciones que debe efectuar según la reguladora, con la energía que se deja de vender y a los costos que supone reducir los indicadores de número de interrupciones y duración de las interrupciones, a su vez con una imagen negativa que sus clientes se forman de la empresa. Si hay condiciones de mala calidad de voltaje o tensión de suministro se generan condiciones de operacionales de los equipos eléctricos, reducción de su vida útil, e incluso daños permanentes o pérdidas en los clientes industriales.

Se incide por eso , dentro de estos nuevos conceptos en el mantenimiento predictivo y a su vez en el mantenimiento proactivo, sin descuidar las tareas correctivas necesarias cuando una falla ya se ha producido.

La constitución de grupos de trabajos especiales resulta importante en este informe, se propone trabajos en caliente, hidrolavado de aisladores en redes de media tensión energizadas, inspecciones termográficas para lo cual se requiere un entrenamiento especial y una experiencia suficiente para su implementación.

También es una propuesta para reducir el stock de repuestos en almacenes mediante la estandarización de los mismos.

CAPITULO I INTRODUCCION

1.1 Introducción

Iniciamos la discusión sobre nuevas filosofías para elevar la confiabilidad en sistemas eléctricos de distribución. Una de estas filosofías es el mantenimiento productivo total TPM, prestando especial atención a la planificación del mantenimiento realizado en forma minuciosa por la concesionaria de distribución, bajo la forma de mantenimiento autónomo. También se están introduciendo y aplicando con carácter integrado otros medios, como la constitución de equipos de personal para realizar mantenimiento predictivo, mejoras continuas, planificación de los procesos, trabajos en caliente, etc., pero el caso práctico al que nos vamos a referir aquí se enfoca en la integración en forma complementaria del TPM y RCM al mantenimiento de los sistemas eléctricos de distribución. La aplicación del TPM en este sistema eléctrico de distribución, ha dirigido casi toda su atención al mantenimiento planificado y al cuidado básico del que es responsable el personal técnico o mantenimiento autónomo, al “control del estado” . Estas prácticas son fundamentales para garantizar una elevada calidad del mantenimiento, y que utilizadas por sí solas no son suficientes.

En el caso que nos ocupa, el enfoque exclusivo en el TPM no presta la consideración debida a otras metodologías tal vez igualmente válidas o, incluso, más avanzadas, como son el mantenimiento centrado en la confiabilidad, el mantenimiento predictivo, los análisis causas raíz , la planificación del mantenimiento, etc. consideramos que aunque el TPM es una herramienta eficaz para asegurar el cuidado básico del equipo, detectar la iniciación de averías y, en muchos casos, evitarlas desde el primer momento, no resulta factible económicamente y técnicamente aplicarla en forma exclusiva desde el primer momento. En vista de ello, decidimos esforzarnos por combinar lo mejor del TPM y del RCM para que el personal técnico de mantenimiento pudieran tener procesos más efectivos. Al mismo tiempo, esperamos poder llegar a un alto nivel de calidad de mantenimiento y de operación con un máximo tiempo productivo, un mínimo coste unitario de producción y una confiabilidad de equipos máxima.

1.2 Objetivos

El mantenimiento en redes de distribución aéreas de media tensión, baja tensión, alumbrado público, subestaciones eléctricas de distribución y atención de emergencias, y la incorporación de los métodos modernos de mantenimiento tiene los siguientes objetivos:

Aplicar las filosofías modernas en el mantenimiento de sistemas eléctricos de distribución mediante el TPM (mantenimiento productivo total) y el RCM (mantenimiento centrado en confiabilidad).

Objetivos específicos

Para alcanzar estos objetivos planteados proponemos el cumplimiento de los siguientes objetivos específicos:

- a) Reducir el índice de fallas en los sistemas eléctricos de distribución.
- b) Reducir el índice de costos por mantenimiento en los sistemas eléctricos de distribución.
- c) Reducir el índice de interrupciones en los sistemas eléctricos de distribución.
- d) Proponer las técnicas de mantenimiento moderno en los sistemas eléctricos de distribución.

CAPITULO II ALCANCES

2.1 Alcances

El presente informe trata sobre los criterios para aplicación del mantenimiento moderno, será la integración en forma complementaria de dos filosofías de mantenimiento como son mantenimiento centrado en confiabilidad y mantenimiento productivo total 'RCM' y 'TPM' por sus siglas en ingles respectivamente y su aplicación a redes de media tensión, baja tensión, alumbrado publico, subestaciones de distribución, que conforman el sistema eléctrico de distribución tomado de una empresa concesionaria como ejemplo, se analizan redes aéreas de distribución y estas no incluyen las subestaciones eléctricas de transformación 'S.E.T.' sino a partir de la primera estructura de salida de la S.E.T.

a) Situación inicial

El mantenimiento realizado en el sistema eléctrico de distribución carecía de un enfoque global, generalmente el mantenimiento es de tipo reactivo (mantenimiento correctivo) comúnmente conocido como atención de emergencias.

Cuando ocurría la falla se desplazaba a gran cantidad de personal este problema se incrementaba a medida que abarcaba mayor cantidad de usuarios y por que podía ocurrir a cualquier hora con los subsiguientes problemas de ausencia o insuficiencia en cantidad y calidad del personal.

Se realiza mantenimiento preventivo programado pero resulta insuficiente por querer abarcar la totalidad de los activos físicos que comprenden el corte de energía y no se centra en los activos físicos mas críticos y donde hay mayor probabilidad de ocurrencia de fallas o de ocasionarse estas podría afectar a mayor cantidad de usuarios.

No se cuenta con la totalidad de personal calificado que se requiere para un mantenimiento adecuado a un determinado alimentador, o grupo de subestaciones eléctricas de distribución, debemos tener en cuenta que el tiempo programado anual o semestral para el mantenimiento preventivo y correctivo de un alimentador o grupo de subestaciones es de alrededor de ocho horas efectivas. Se carecía de indicadores de calidad, de avance, de

gastos por lo que generalmente se elaboraba informes de ocurrencias en la que se describía el problema y el como se había solucionado a un nivel operativo y en campo.

No se contaba con un sistema informático que pudiera ubicar los activos físicos de la concesionaria, faltaba identificar o codificar estos activos físicos.

Faltaba un sistema informático de administración del mantenimiento que pudiera integrar lo administrativo y lo técnico a un único sistema de gestión, la gestión logística (compras, almacenamiento, distribución de repuestos, recepción de materiales nuevos y usados) se contaba con las respectivas facturas o guías de remisión pero aun no estaba integrado a un sistema de gestión de mantenimiento.

Esto se traducía en:

Costos elevados.

Falta de sentido de pertenencia al área de mantenimiento y a la concesionaria

Mantenimiento mas enfocado a lo correctivo y mantenimiento preventivo no cumple a la totalidad sus objetivos, se registran fallas luego de un mantenimiento programado.

Fallas e interrupciones, índices duración promedio de las interrupciones en el sistema por sus siglas en ingles 'SAIDI' y frecuencia promedio de las interrupciones en el sistema por sus siglas en ingles 'SAIFI' elevados

Hurto de conductores [2].

Formación del personal técnico en forma empírica.

Personal preparado insuficiente para cumplir con las tareas de mantenimiento

Desconocimiento de las técnicas y procedimientos de mantenimiento existentes.

No identificación con los objetivos corporativos.

Falta de directivas o directivas incompletas con respecto a la calidad, medio ambiente y seguridad ambiental, en algunos casos existen directivas pero estas no llegan a todos los niveles de la organización.

2.2. Estado de las instalaciones de distribución.

A continuación evaluamos el estado de las instalaciones de distribución [2]:

- a. Antigüedad y obsolescencia de algunas instalaciones: aisladores antiguos con línea de fuga deteriorada, aisladores de porcelana en algunas zonas de alta polución y corrosión, conductores aéreos no normalizados y de diferentes diámetros y cables subterráneos antiguos.
- b. Los contratistas no tienen el personal suficientemente preparado, capacitado y capaz

para realizar los trabajos de mantenimiento.

- c. La terminología utilizada por el personal y la codificación de las instalaciones de subestaciones de distribución no está estandarizada.
- d. Los formatos utilizados no están estandarizados, o no existen.
- e. Coordinación de trabajos no óptimos entre los sectores de mantenimiento preventivo, correctivo.
- f. Falta elaborar procedimientos de trabajos técnicos para las actividades de mantenimiento.
- g. Falta el diagnóstico integral del estado del parque de transformadores e interruptores .
- h. Incremento del hurto de conductores [2].

2.3. Mantenimiento de las instalaciones de distribución antes de la aplicación de RCM y TPM.

El mantenimiento de distribución de baja tensión, media tensión, alumbrado publico y subestaciones de distribución que se realizaba era lo siguiente en forma resumida [3]:

- a) Normalización de las interrupciones imprevistas por fallas en las instalaciones, tanto en redes aéreas, subterráneas y mixtas.
- b) Maniobras de apertura y cierre (operación) para los trabajos de mantenimiento.
- c) Realización de las tareas de mantenimiento preventivo (limpieza de aisladores, cambio de ferretería, etc.).
- d) Normalización y atención de las observaciones de parte del ente fiscalizador (OSINERGMIN) debido a los programas de fiscalización semestrales realizados por dicha entidad.

Podríamos resumir tres tipos de mantenimiento que se realizaban los cuales eran:

Mantenimiento predictivo, como mediciones e inspecciones poco detalladas orientadas a predecir según los datos recopilados durante la operación alguna posible falla o interrupción, programándose un mantenimiento a fin de eliminar esa falla.

Mantenimiento correctivo, cuando ocurría la falla por ser estas muy seguidas el mantenimiento correctivo ocupaba a la totalidad del personal.

Mantenimiento preventivo, este mantenimiento se realiza para reducir fallas, es un mantenimiento programado.

Luego de un determinado periodo los mantenimientos programados eran muy amplios y aparecía el problema de falta de personal, por lo que se debía disponer el traslado de personal de zonas lejanas encareciendo los costos.

Estos tipo de mantenimiento carecía de un enfoque global, no estaba orientado a la disponibilidad de los equipos ni a la reducción de perdidas, su enfoque estaba centrado solo en reducir indicadores duración promedio de las interrupciones en el sistema por sus siglas en ingles (SAIDI) y frecuencia promedio de las interrupciones en el sistema por sus siglas en ingles (SAIFI) pero al no contar con análisis de modos de falla y efectos, los mantenimiento carecían de efectividad o resultaban incompletos por no contar con todo el personal necesario para efectuar mantenimientos a su totalidad y el poco personal disponible no se involucraba a totalidad en los mantenimientos.

2.4 Enfoque del problema.

Se debe orientar el mantenimiento hacia la disponibilidad de equipos dirigiendo especialmente la atención a los activos cuya funcionamiento resulte mas critico y logrando que el personal a su totalidad se involucre con las tareas de mantenimiento, lo que se traduce para sistemas eléctricos de distribución en una aplicación combinada de TPM y RCM.

El Mantenimiento Productivo Total TPM [1] es una filosofía de mantenimiento que exige calidad total en el trabajo de mantenimiento o “cero fallas” pero algunas fallas en sistemas eléctricos se deben a errores de operación y factores externos (sociales y ambientales en mayor medida) el objetivo es entonces reducir las fallas por errores técnicos a cero, dejando solo los factores externos como posible causa de falla a reducir progresivamente.

El mantenimiento centrado en confiabilidad RCM [4] es un sistema de mantenimiento que se basa en la confiabilidad, esto significa que la producción debe continuar en caso de una falla o en nuestro caso que el sistema eléctrico de distribución siga cumpliendo con sus funciones aun en el caso de una falla de algún activo físico, el RCM nos da la metodología a seguir para conseguir una confiabilidad total de el sistema, estas metodologías tienen que ser periódicamente revisadas dado que trabajamos bajo la premisa de que siempre hay innovaciones tecnológicas que se traducen en nuevos procedimientos y nuevos insumos o herramientas aplicadas al mantenimiento, por esta razón el mantenimiento no puede ser concebido como estático, necesita que lo veamos como algo dinámico y que la implementación de estas nuevas filosofías permita evolucionar y adaptarse en forma permanente.

El mantenimiento según esto tendría que aplicar simultáneamente estas dos filosofías TPM y RCM resaltando lo más compatible y eficaz de ambas para introducir mejoras en el mantenimiento en sistemas de distribución

Tabla N° 2.1 paradigmas y realidades del mantenimiento moderno [5]

| | Paradigma | Realidad |
|----|--|---|
| 1 | El objetivo primordial del mantenimiento es optimizar la disponibilidad de la planta al mínimo de costo | El mantenimiento afecta todos los aspectos del negocio: seguridad, integridad ambiental, eficiencia energética y calidad del producto, no solamente disponibilidad de planta y costos |
| 2 | Mantenimiento se refiere a preservar los activos físicos | Mantenimiento se refiere a preservar las funciones de los activos físicos |
| 3 | La mayoría de los equipos tiende a fallar con más frecuencia en la medida que envejecen | La mayoría de las fallas no ocurren en la medida que el equipo envejece |
| 4 | El mantenimiento proactivo se refiere totalmente a prevenir las fallas | El mantenimiento proactivo se refiere a evitar, eliminar o minimizar las consecuencias de las fallas |
| 5 | Programas genéricos de mantenimiento pueden ser desarrollados para la mayoría de los tipos de activos físicos | Programas genéricos de mantenimiento aplican a equipos que tienen el mismo contexto operativo, funciones y estándares de desempeño |
| 6 | Datos históricos confiables de las frecuencias de fallas deben existir antes de ser posible desarrollar estrategias de mantenimiento exitosas | Las decisiones acerca del mantenimiento casi siempre tendrán que ser tomadas en base a una inadecuada información de las frecuencias de fallas |
| 7 | La probabilidad de fallas catastróficas puede ser casi eliminada instalando una protección adecuada | La protección también puede fallar, de manera que los riesgos asociados con los sistemas protegidos siempre requieren ser manejados |
| 8 | Existen tres tipos básicos de mantenimiento: predictivo, preventivo y correctivo | Existen cuatro tipos básicos de mantenimiento: predictivo, preventivo, proactivo y correctivo |
| 9 | La frecuencia de las tareas predictivas se debe basar en la frecuencia de las fallas o la criticidad del elemento | La frecuencia de las tareas predictivas se debe basar en el periodo de desarrollo de la falla ("tiempo que tarda en fallar" o intervalo P-F) |
| 10 | Las políticas de mantenimiento deben ser formuladas por los gerentes y los programas de mantenimiento preparados por especialistas adecuados o contratistas externos | Las políticas de mantenimiento deben ser formuladas por la gente más cercana a los activos |
| 11 | El departamento de mantenimiento por si solo puede ser exitoso en desarrollar un programa de mantenimiento duradero | Un programa de mantenimiento exitoso y duradero solo puede ser desarrollado por los mantenedores y usuarios de los activos trabajando juntos |
| 12 | Los fabricantes de equipo están en la mejor posición para desarrollar los programas de mantenimiento de nuevos activos | Los fabricantes de equipo solo juegan un papel limitado (aunque importante) en el desarrollo de los programas de mantenimiento de nuevos activos |

TPM tiene como característica principal su preocupación por la participación del personal técnico en el mantenimiento resaltando valores como el orden, la disciplina y la seguridad, mientras que RCM se orienta mas hacia la disponibilidad de los sistemas y de los activos generando un sistema confiable de mantenimiento por lo que podemos resumir la aplicación de ambas filosofías en tener ‘continuidad del servicio en condiciones adecuadas’. Esta nueva forma de ver la gestión del mantenimiento cuestiona algunos paradigmas como detallamos en la Tabla N° 2.1 anterior:

CAPITULO III

MARCO TEORICO CONCEPTUAL

3.1. Sistema Eléctrico de Distribución

Es aquel conjunto de instalaciones de entrega de energía eléctrica a los diferentes usuarios tal como podemos apreciar en la Figura N° 3.1, y comprende:

- El Sub-sistema de distribución primaria
- El Sub-sistema de distribución secundaria
- Las Instalaciones de alumbrado publico
- Las conexiones, y
- El punto de entrega.

a) Elementos de una SED

- **Sub-sistema de distribución primaria**

Es aquel, destinado a transportar la energía eléctrica producida por un sistema de generación, utilizando eventualmente un sistema de transmisión, y/o un sub-sistema de sub-transmisión, a un sub-sistema de distribución secundaria, a las instalaciones de alumbrado público y/o a las conexiones para los usuarios, comprendiendo tanto las redes como las sub-estaciones intermediarias y/o finales de transformación.

- **Sub-sistema de distribución secundaria**

Es aquel destinado a transportar la energía eléctrica suministrada normalmente a bajas tensiones (inferiores a 1 kV) desde un sistema de generación, eventualmente a través de un sistema de transmisión y/o sub-sistema de distribución primaria, a las conexiones.

- **Instalaciones de alumbrado publico**

Conjunto de dispositivos necesarios para dotar de iluminación a vías y lugares públicos (avenidas, jirones, calles, pasajes, plazas, parques, paseos, puentes, caminos, carreteras, autopistas, pasos a nivel o desnivel, etc.), abarcando las redes y las unidades de alumbrado público.

- **Subestación de distribución**

Conjunto de instalaciones para transformación y/o seccionamiento de la energía eléctrica

que la recibe de una red de distribución primaria y la entrega a un sub-sistema de distribución secundaria, a las instalaciones de alumbrado público, a otra red de distribución primaria o a usuarios alimentados a tensiones de distribución primaria o secundaria. Comprende generalmente el transformador de potencia y los equipos de maniobra, protección y control, tanto en el lado primario como en el secundario, y eventualmente edificaciones para albergarlos.

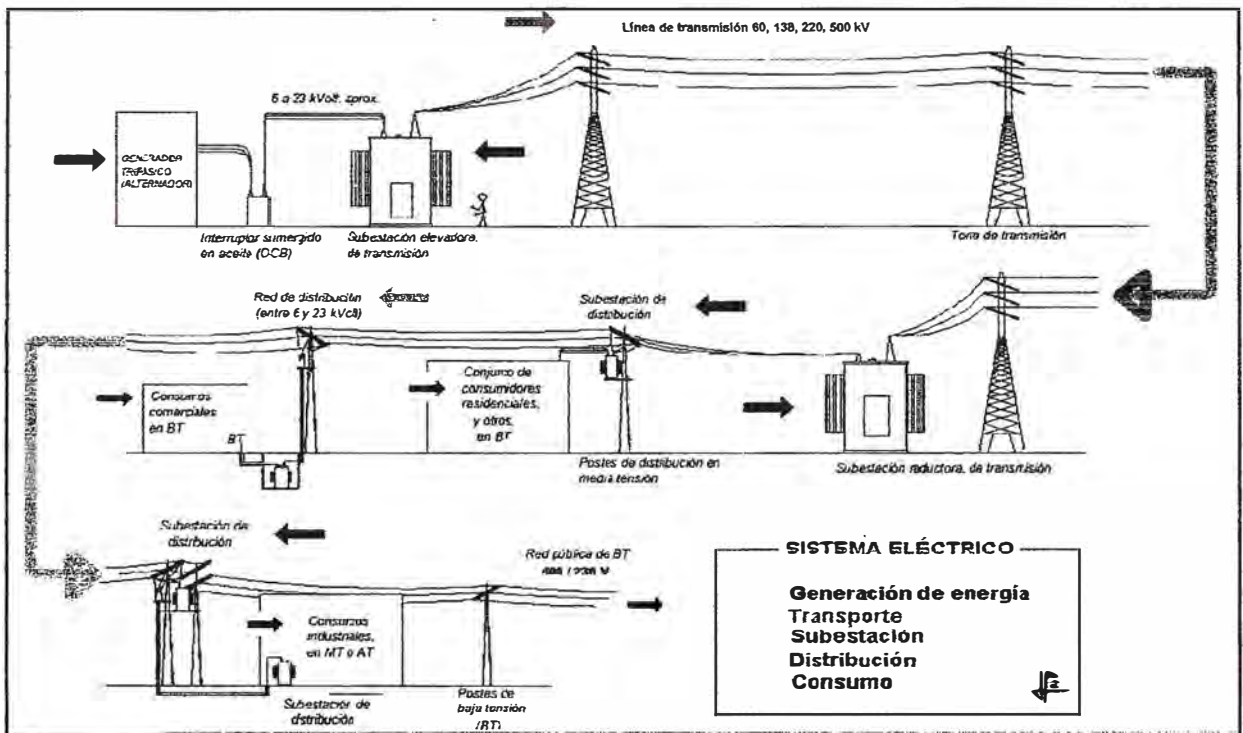


Figura N° 3.1 Sistema Eléctrico de Distribución

3.2. Definición de mantenimiento

Asegurar que un activo físico o sistema continúe desempeñando sus funciones a un nivel requerido, establecido con anterioridad, para las cuales ha sido diseñado dentro de su periodo de vida útil.

Cuando se llevan a cabo medidas técnicas y científicas para cumplir este cometido se puede hablar de ingeniería del mantenimiento.

a) Objetivo de la ingeniería de mantenimiento

La ingeniería de mantenimiento se preocupa de especificar las medidas, procedimientos técnicos y científicos que permitan mantener a un activo físico o sistema cumpliendo sus funciones a un nivel estipulado con anterioridad, el mismo que nunca supera la capacidad original, de diseño, del activo físico o sistema. El mantenimiento no puede bajo ninguna condición aumentar la capacidad o confiabilidad de un componente. Así, se concluye que

el mantenimiento solo puede mantener los niveles de capacidad y confiabilidad para los que el componente es diseñado y para las funciones que esta desempeñando.

b) Evolución del mantenimiento

El aumento de la mecanización de los procesos, así como el uso de maquinaria cada vez más compleja han sido parámetros importantes que han marcado esta evolución.

A continuación, se expone la evolución del mantenimiento respecto con el desarrollo industrial.

i. Primera generación

La primera generación del mantenimiento es caracterizada por el mantenimiento correctivo. La industria se encontraba pobremente mecanizada y eran pocas las máquinas que se encontraban dentro de la producción. A su vez, estas máquinas eran sobredimensionadas y muy básicas. La idea de aplicar mantenimiento programado se limitaba a la limpieza y lubricación de las máquinas y cuando la máquina fallaba era fácil detener la producción y realizar el correctivo necesario. Los estándares de calidad eran mínimos y flexibles. El final de la primera generación coincide con el inicio de la II Guerra Mundial.

ii. Segunda generación

Con el inicio de la II Guerra Mundial se registra una alteración de todos los parámetros de producción de la industria. Lo que significa nuevos niveles más elevados de calidad y de producción, se desarrollan tecnologías de producción con maquinaria mucho más compleja, que reducía el trabajo manual y disminuía los tiempos de producción. Entonces, la parada de una máquina se volvió más crítica por que terminaría desencadenando grandes problemas en toda una cadena de producción, además que la tecnificación de las nuevas máquinas volvió más complicada su reparación.

Inmediatamente se ve la necesidad de innovar el mantenimiento y actualizarlo a los nuevos requerimientos de la industria, el mantenimiento tuvo que ser programado y controlado con vías a prevenir paros y retrasos en la producción y estas son las primeras nociones del mantenimiento preventivo.

Hasta aproximadamente 1970 el mantenimiento preventivo que se aplicaba se basaba en paradas totales programadas cada cierto tiempo para realizar reparaciones mayores.

Este mantenimiento se volvió muy costoso, pues sin importar si era necesario o no la parada se realizaba y el mantenimiento aplicado muchas de las veces sin necesidad. Los costos de producción se elevaron debido a estas paradas.

Muchos parámetros como la seguridad industrial y medio ambiental quedaban por fuera del análisis del mantenimiento que se aplicaba a los activos físicos y sistemas.

iii. Tercera generación

A partir de finales de los años 70 del siglo pasado, la industria inicia una mecanización y automatización de los procesos de producción, se reducen las tareas manuales y la producción termina siendo muy dependiente de las maquinas y por ende de sus fallas. Una parada repentina en la producción termina siendo económicamente fatal para la empresa, aun mas cuando muchas industrias comenzaron a aplicar sistemas de producción ‘justo a tiempo’, en las que se trabaja con inventarios mínimos de material en los procesos, evitando los grandes stocks y su mantención, sin embargo, una falla mínima podría llegar a detener totalmente la producción.

Nuevamente el mantenimiento debió ajustarse a los requerimientos de la industria, la respuesta se puede resumir en los cambios en: nuevas expectativas, nuevas investigaciones, y nuevas técnicas.

- **Nuevas expectativas**

Debieron entrar en consideración nuevos parámetros como la calidad de los productos y si vinculación directa con el proceso. El control de calidad debía regirse a estándares mas estrictos y las maquinas debían a su vez trabajar con mayor confiabilidad y disponibilidad en vista de mantener estándares de calidad y niveles de producción elevados y competitivos.

Una mayor automatización significa que hay una relación muy estrecha entre la condición de la maquinaria con la calidad del producto entregado, sumando mayores demandas sobre las tareas de mantenimiento.

Las industrias y por lo tanto el mantenimiento que en ellas se aplique deberían comenzar a tomar en cuenta la seguridad industrial y los daños que podrían causar al medio ambiente las fallas en sus activos físicos o sistemas.

El mantenimiento se torno una tarea cada vez mas compleja y costosa dentro de las industrias tanto por el aumento de maquinas a las que se debería aplicar como por su adecuada programación y desarrollo minucioso.

- **Nuevas investigaciones**

Nuevas investigaciones alrededor de los modos de fallo, revelan una menor conexión entre el tiempo que lleva funcionando un equipo y sus posibilidades de fallo. El mantenimiento centrado en confiabilidad, además hace hincapié en la necesidad no solo de aplicar un

mantenimiento en el momento adecuado y de realizar un buen trabajo sino también debe analizarse si el tipo de mantenimiento que se está aplicando es el adecuado.

- **Nuevas técnicas**

La aplicación del mantenimiento centrado en confiabilidad utiliza como una de sus principales herramientas el análisis del monitoreo de condición de los activos físicos o sistemas, además del estudio de los posibles modos de fallo.

Como resultado se puede conseguir una gran cantidad de información útil que analizada y administrada de forma correcta y con la ayuda de un sistema computacional puede conseguir un plan de mantenimiento adecuado y adaptado a las necesidades de una empresa específica de esta forma se podría contener o reducir los costos de mantenimiento.

iv. Cuarta generación

Desde inicios de los años noventa la Ingeniería de mantenimiento se ha caracterizado principalmente por la sistematización de sus estrategias, métodos, procedimientos y actividades; y paralelamente la automatización computarizada de sus procesos lo que, como nunca antes, está permitiendo cumplir con la misión de esta ingeniería, es decir alcanzar el mayor grado de confiabilidad en sus sistemas, máquinas, equipos, instalaciones, procesos e infraestructura permitiendo producir con más seguridad y obtener productos altamente competitivos por su calidad, cantidad y bajo costo.

La sistematización indicada ha posibilitado definir etapas de la ingeniería de mantenimiento como son: recopilación de información, diagnóstico, definición de estrategia, planificación, programación, control y optimización del mantenimiento de una empresa.

En cada una de las etapas se han generado una serie de herramientas informáticas como son: Six Sigma, MAXIMO, SAP R/3 Plant Maintenance y gran cantidad de otras aplicaciones para empresas grandes, medianas y pequeñas; que posibilitan automatizar computarizadamente los procesos. En la actualidad se está profundizando y consiguiendo nuevos métodos y herramientas en la mencionada sistematización y automatización computarizada de los procesos de ingeniería de mantenimiento, para que se generalice su accesibilidad e implementación en las industrias y empresas productivas y de servicios. Considerando la gran cantidad de información que se requiere manejar, la complejidad cada vez mayor y la particularidad de los procesos de la ingeniería de mantenimiento, está en investigación el desarrollo de nuevos sistemas inteligentes y hasta robotizados que posibiliten mejorar el cumplimiento de los objetivos del mantenimiento.

c) Tipos de Mantenimiento

i. Mantenimiento correctivo

También conocido como mantenimiento reactivo, como su nombre lo indica es la reparación o recambio que se realiza solamente cuando ya se ha producido la falla sin que haya existido algún tipo de programación.

Tuvo vigencia mientras los procesos productivos no fueron altamente mecanizados y la parada de una maquina no era tan problemática como para llegar a detener todo el proceso. Es el más costoso de los tipos de mantenimiento no solo por el trabajo que implica su realización y los repuestos que deberán ser cambiados sino también por el lucro cesante que conlleva y por los daños al medio ambiente o a los trabajadores.

En la aplicación de las nuevas técnicas modernas de mantenimiento no se descarta su uso mientras no se comprometa la seguridad laboral, industrial o daños al medio ambiente estipulados por las normas vigentes.

ii. Mantenimiento preventivo

Es una estrategia de programación de las intervenciones de mantenimiento que se deben realizar sobre una maquina. Estas intervenciones se realizan pensando en inspeccionar, reparar o reemplazar piezas, la gran ventaja que presenta es que al estar todas las actividades de mantenimiento adecuadamente programadas las paradas se realizaran con todas las facilidades y causando mínimos inconvenientes a la producción. Los costos de este tipo de mantenimiento dependen directamente de la precisión con la que se realicen las programaciones y la efectividad de las mismas.

La programación se basa en el estudio de las vidas útiles de cada elemento y/o del tiempo esperado para que ocurra su falla.

Para la planificación, administración y control de estos programas de mantenimiento es común el uso de herramientas informáticas, como bases de datos o en industrias más grandes el uso de paquetes computacionales más específicos.

Así, el mantenimiento preventivo procura sacar el mayor provecho posible de la vida útil de las piezas de una maquina disminuyendo las paras imprevistas que afectan al proceso productivo.

iii. Mantenimiento predictivo

El mantenimiento predictivo se basa fundamentalmente en detectar una falla antes de que suceda, así se evitan sus consecuencias y la posibilidad de que la producción se detenga. Estos controles pueden llevarse a cabo de forma periódica o continua, en función de los

equipos, sistema productivo y fundamentalmente de la tecnología disponible en cada industria.

En la actualidad con el uso de avances tecnológicos en el campo de la electrónica y telecomunicaciones sumado a los ensayos no destructivos y a los aparatos e instrumentos de diagnóstico, se ha logrado monitorear los parámetros operativos en los activos físicos o sistemas, en el mejor de los casos en tiempo real, de tal forma que se puede llevar un seguimiento del desgaste de los mismos y determinar mediante una administración y análisis adecuado de los datos el tiempo adecuado (programado) para la aplicación de un mantenimiento preventivo.

Su aplicación conlleva altos costos iniciales, en la instalación de los dispositivos de monitoreo, en la implantación del sistema de administración y análisis de datos y en el adiestramiento del personal, sin embargo estos costos se irán reduciendo paulatinamente y serán altamente rentables cuando el sistema este funcionando en su totalidad.

Una de las grandes ventajas de este tipo de mantenimiento es la generación de un archivo histórico acerca del funcionamiento, modos de falla, comportamiento mecánico, entre otros de cada uno de los activos físicos o sistemas que puede ayudar en la toma de decisiones en cuanto a la seguridad industrial, la adquisición de nuevas maquinarias y otras decisiones técnicas y económicas de cada industria.

iv. Mantenimiento proactivo

Hasta aquí los métodos de mantenimiento mencionados se han preocupado únicamente de evitar la falla o de tratarla, mediante el recambio temprano de piezas o el recambio de una pieza fallada, en cualquier caso se han tratado únicamente las consecuencias de servicio de un activo físico o sistema. El mantenimiento proactivo, es una filosofía de mantenimiento basada en la detección y corrección de las causas que generan el desgaste y que conducen a la falla de la maquinaria. De este modo se atacara directamente sobre las causas de falla de los elementos y no sobre los síntomas que presentan las maquinas, ya que una falla es solamente el anuncio que da la misma de que hay factores contraproducentes presentes en sus condiciones de funcionamiento. Una vez determinados estos factores pueden ser eliminados o se puede mantener dentro de los límites aceptables, lo que quiere decir, que los parámetros de causa de falla estén dentro del rango de severidad operacional que conducirá a una vida razonable del activo físico o sistema.

El parámetro mas importante y comúnmente usado para la aplicación del mantenimiento proactivo es el análisis de aceites, considerado en la mayoría de ocasiones como una

técnica propia del mantenimiento predictivo cambia su análisis cuando se busca a través de establecer y controlar las causas que producen las fallas y no únicamente el controlar la falla de los elementos, entonces se puede hablar de un mantenimiento proactivo.

Si se controla únicamente el fallo de una máquina o sistema, lo más probable es que no se este controlando la razón por la que falla, y poco tiempo después el mantenimiento preventivo realizara un nuevo recambio cuando a través del mantenimiento proactivo se podría evitar este y los consiguientes recambios.

v. Mantenimiento Productivo Total (TPM)

Toma sus siglas de su denominación en inglés Total Productive Maintenance (TPM) surgió en Japón gracias a los esfuerzos del Japan Institute of Plant Maintenance (JIPM) como un sistema destinado a lograr la eliminación de pérdidas en un sistema productivo, reducir paradas, garantizar la calidad y disminuir los costos de producción en empresas que apliquen sistemas continuos de producción con inventarios mínimos 'Justo a Tiempo'.

Su principal objetivo es lograr cero accidentes, defectos y averías.

Es una de las herramientas fundamentales para conseguir eficiencia total mediante la aplicación de sistemas de gestión de calidad como el TQM, gestión de la calidad total, por sus siglas en inglés.

Se caracteriza por tomar acciones destinadas a mejorar el mantenimiento de los equipos por medio del uso adecuado de técnicas de mantenimiento predictivo-preventivo; reducción de los tiempos de reparación y de la disponibilidad de los sistemas productivos; mejora de las instalaciones industriales y oficinas, eliminación de 'cuellos de botella' en las cadenas de producción, reingeniería para producción 'Justo a Tiempo'; mejoramiento de niveles de calidad y control; reducción del consumo de energía, mayor participación de los empleados mediante grupos de trabajo de control de calidad, grupos de incrementos de productividad, sistemas de retroalimentación de información de todos los trabajadores; sistemas de mantenimiento del activo físico, realizados por los mismos grupos de producción.

Como se puede ver claramente, el TPM enmarca, un total de acciones a nivel no solo del mantenimiento sino de la gestión empresarial y de la calidad.

El TPM, constituye un nuevo concepto en materia de mantenimiento, basado este en los siguientes cinco principios fundamentales:

- Participación de todo el personal, desde la alta dirección hasta los operarios de planta. Incluir a todos y cada uno de ellos permite garantizar el éxito del objetivo.

- Creación de una cultura corporativa orientada a la obtención de la máxima eficacia en el sistema de producción y gestión de los equipos y maquinarias. De tal forma se trata de llegar a la Eficacia Global.
- ‘Implantación de un sistema de gestión de plantas productivas tal que se facilite la eliminación de las pérdidas antes de que se produzcan y se consigan los objetivos’
- ‘Implantación del mantenimiento preventivo como medio básico para alcanzar el objetivo de cero pérdidas mediante actividades integradas en pequeños grupos de trabajo y apoyado en el soporte que proporciona el mantenimiento autónomo’.
- Aplicación de los sistemas de gestión de todos los aspectos de la producción, incluyendo diseño y desarrollo, ventas y dirección.

vi. Mantenimiento centrado en confiabilidad (RCM)

El Mantenimiento Centrado en Confiabilidad o Reliability Centered Maintenance (RCM) es un proceso utilizado para determinar que debe hacerse para asegurar que cualquier activo físico o sistema continúe realizando una tarea a un nivel previamente establecido por el usuario o dueño, en su contexto operacional. El RCM es una herramienta de trabajo en equipo interdisciplinario que busca definir las acciones de mantenimiento, teniendo en cuenta los costos de reparación y prevención, los costos generados por la pérdida de producción, de calidad y de servicio al cliente. Toma en cuenta factores como los niveles tolerables de las consecuencias a la seguridad y al medio ambiente.

3.3. Técnicas de mantenimiento predictivo en sistemas eléctricos de distribución

Se define como mantenimiento predictivo la ejecución de las acciones de mantenimiento en función del estado técnico real del activo, a partir de la medición y seguimiento de algún parámetro síntoma y la intervención según niveles deseados, permisibles o de alarma. A partir de aquí, el mantenimiento predictivo es: medición de variables que identifiquen un parámetro síntoma, lo que es conocido como monitoreo de estado. Este monitoreo de estado, se ejecuta planificando inspecciones, que son ejecutadas según una frecuencia, prevista en función de las características de la variable en cuestión y el parámetro síntoma identificado.

A partir del estudio y análisis de la variable, se establece una acción de mantenimiento a ejecutar, que puede ser planificada, si se prevé su ejecución, en función de las características del equipo, o correctiva, si hay que ejecutarla de forma urgente. Como se puede apreciar, el mantenimiento predictivo es mucho más que medir y tomar lecturas, es todo un estudio “dinámico” que tiene como principal criterio, el seguimiento de una

variable que identifica a un parámetro síntoma. Existen técnicas predictivas que si bien pueden ser usadas en múltiples activos, en sistemas eléctricos de distribución desempeñan un papel importante, algunas de estas serán descritas a continuación.

a) Inspección termo gráfica

La termografía es la técnica por medio de la cual se detecta el calor emitido por los elementos de la instalación eléctrica. Éste permite determinar los puntos con alta, media y baja emisión de calor, para que con esos datos se elabore un informe sobre el estado actual de los mismos y proceder a desarrollar un mantenimiento preventivo.

Una cámara termográfica produce una imagen tal como se ve en la Figura N° 3.2. Las cámaras miden la temperatura de cualquier objeto o superficie de la imagen y producen una imagen con colores que interpretan el diseño térmico con facilidad. Una imagen producida por una cámara infrarroja es llamada termografía.

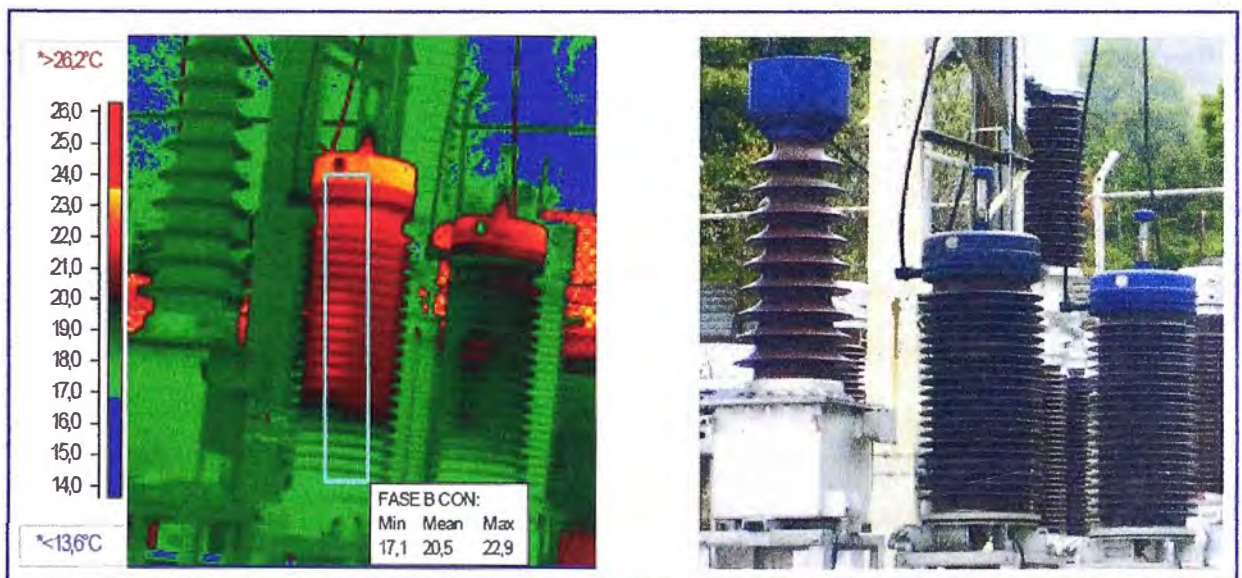


Figura N° 3.2 Comparación de imagen térmica con imagen real

La termografía infrarroja es una técnica que permite, a distancia y sin ningún contacto, medir y visualizar temperaturas de superficie con precisión. La física permite convertir las mediciones de la radiación infrarroja en medición de temperatura, esto se logra midiendo la radiación emitida en la porción infrarroja del espectro electromagnético desde la superficie del objeto, convirtiendo estas mediciones en señales eléctricas. Los ojos humanos no son sensibles a la radiación infrarroja emitida por un objeto, pero las cámaras termográficas, o de termovisión, son capaces de medir la energía con sensores infrarrojos. Esto permite medir la energía radiante emitida por objetos y, por consiguiente, determinar la temperatura de la superficie a distancia, en tiempo real y sin contacto.

En sistemas eléctricos de distribución esta técnica permite detectar, sin contacto físico con el elemento bajo análisis, cualquier falla que se manifieste en un cambio de la temperatura sobre la base de medir los niveles de radiación dentro del espectro infrarrojo.

En general, una falla electromecánica antes de producirse se manifiesta generando e intercambiando calor.

Este calor se traduce habitualmente en una elevación de temperatura que puede ser súbita, pero, por lo general y dependiendo del objeto, la temperatura comienza a manifestar pequeñas variaciones.

i. Ventajas

Entre las ventajas de esta técnica, se pueden citar:

- Se trata de una técnica que permite la identificación precisa del elemento defectuoso, a diferencia de la pirometría que es una medida de temperatura de un punto.
- Es aplicable a los diferentes equipos eléctricos: bornes de transformadores, transformadores de intensidad, interruptores, cables y piezas de conexión, etc.
- Es utilizable para el seguimiento de defectos en tiempo “cuasi real”, lo que permite cuantificar la gravedad del defecto y la repercusión de las variaciones de carga sobre el mismo para programar las necesidades de mantenimiento en el momento más oportuno (que puede ir desde el simple seguimiento a una limitación de carga o a una intervención inmediata antes de que el defecto pueda producir el colapso de la instalación).
- En relación con el mantenimiento tradicional, el uso de la inspección termográfica propicia la reducción de riesgos para el personal, la reducción de indisponibilidades para mantenimiento y su menor costo.
- No es necesario poner fuera de servicio las instalaciones puesto que la inspección se realiza a distancia sin contacto físico con el elemento en condiciones normales de funcionamiento.

ii. Desventajas

Entre las desventajas y/o inconvenientes, se tiene:

- Capacidad limitada para la identificación de defectos internos en la medida que el defecto no se manifieste externamente por incremento de la temperatura.
- Los reflejos solares pueden enmascarar o confundir defectos.
- El estado de carga del elemento bajo análisis puede influir en la determinación de las anomalías.

iii. Proceso de inspección termográfica

la inspección termográfica permite identificar de forma rápida y segura, los puntos calientes asociados a diferentes tipos de anomalías típicas tales como:

- Contactos flojos, suciedad o corrosión.
- Elementos defectuosos o mal dimensionados.
- Pérdidas de calor o frío por defecto del aislamiento térmico o refractario.
- Falsas conexiones, cortocircuitos, sobrecargas, desbalance de fases, instalaciones deficientes.

Esto puede traer ventajas tales como:

- Localización de problemas rápida y eficientemente, sin interrumpir los procesos.
- Reducción de interrupciones costosas no programadas (emergencias)
- Reducción en el tiempo de mantenimientos preventivos y efectividad al realizarlos.
- Identificación de problemas potenciales y extensión de la vida de los equipos.

Puesto que una de las primeras manifestaciones de problemas en algún elemento del sistema eléctrico de distribución es la generación de calor anormal (que se presenta como alta temperatura), se puede con gran precisión diagnosticar la causa del problema y recomendar las acciones requeridas para corregirlo mucho antes de que falle. Para ello, se inspecciona el equipo, el proceso o el componente de éste, observándolo con la cámara de termovisión infrarroja, y si se detecta una temperatura anormal se graba la imagen en la memoria digital de la cámara y posteriormente se analiza con el software de análisis.

La metodología se puede entonces fragmentar en:

- **Barrido termográfico con el equipo o cámara de termovisión infrarroja.**

A continuación se describe una serie de pasos los cuales se deben seguir consecutivamente:

- Realizar inspección visual.
- Identificar el porcentaje de carga que se encuentra en el sistema. Debe ser superior a un 40%.
- Medir la temperatura de referencia, la cual puede ser la temperatura de un cuerpo negro, o enfocado hacia el cielo despejado.
- Ajustar la temperatura con el % de la carga nominal.
- Ubicar la cámara sobre el trípode si se desea mayor comodidad durante el barrido, y tener en cuenta de no sobrepasar las distancias mínimas de seguridad.
- La observación termográfica de los puntos debe ser traslapada realizando un barrido en varias direcciones, con el objeto de evitar dejar puntos sin inspeccionar.

- Utilizar binóculos como herramienta adicional para la detección de deterioro físico o químico de los equipos.
- Si los equipos no se encuentran en las mejores condiciones de aseo o de otro tipo, no intervenir para adecuarlos, simplemente analizar los equipos desde un punto termográfico y realizar las observaciones pertinentes del estado de tales equipos.
- Inspeccionar principalmente el conductor, las grapas de retención y los puntos de conexión.
- En cada estructura inspeccionar las cadenas de aisladores, los puentes o 'cuello muerto', y las ferreterías o herrajes.

Elaboración de informe

Elaborar un informe mediante las herramientas de análisis proporcionadas por el software propio de la cámara como pueden ser:

- Termograma en formato de 2, 3 o 4 colores
- Fotografía del equipo en inspección
- Diagnóstico de falla
- Distribución de temperatura
- Histograma de distribución de temperatura
- Análisis isotérmico
- Recomendaciones para acciones correctivas
- Estimativo de gravedad de la problemática detectada
- Grado de severidad:

Condición tolerable o incipiente $\Delta T = 0.5 \text{ }^\circ\text{C}$

Condición ligeramente severa $\Delta T = 5 - 15 \text{ }^\circ\text{C}$

Condición severa $\Delta T = 15 - 25 \text{ }^\circ\text{C}$

Condición crítica $\Delta T = 25 - 35 \text{ }^\circ\text{C}$

Condición peligrosa $\Delta T > 35 \text{ }^\circ\text{C}$

Se debe mencionar que es el personal de mantenimiento conocedor de sus equipos quien tiene la última palabra en cuanto al diagnóstico se refiere. Por esta razón aquellos equipos donde el inspector de termovisión no conoce la información respecto al comportamiento específico de este, se declara como una condición no determinada.

iv. Normas de seguridad

Todo el personal encargado del procedimiento, debe tener en cuenta, que absolutamente todos los equipos objeto de la observación visual y termográfica se encuentran energizados

Debe tener en cuenta lo siguiente:

- Realizar la inspección sin excepción con los implementos de seguridad personal, como son botas dieléctricas, casco, guantes, y ropa de trabajo apropiada para las condiciones de un sistema de Media Tension.
- No sobrepasar las distancias mínimas de seguridad.
- Si el día designado para la inspección termográfica se presentan condiciones de lluvia no se debe realizar el procedimiento, o si se está realizando, se debe suspender, hasta que se presenten las condiciones meteorológicas adecuadas.
- Durante la inspección termográfica, el termografista debe ir acompañado de un técnico, el cual le colaborará en las diferentes actividades; además debe estar pendiente que el termografista y personalmente él, no vayan a incurrir en altos riesgos durante la ejecución de la actividad.

v. Porqué se genera un punto caliente

Los puntos calientes se originan debido a:

- Conexión floja, corroída u oxidada, esta serie de problemas representan el 95% de los orígenes de puntos calientes en un sistema eléctrico, en donde generalmente, el aumento en la resistencia de contacto entre dos materiales, genera alta temperatura la cual es evacuada por el conductor adyacente y el aire. Cuando esto ocurre, el termograma mostrará el área caliente en el punto de conexión y además una disminución gradual de la temperatura a medida que aumenta la distancia desde el punto de conexión.
- Sobrecargas, un incremento en la carga ocasiona que se incremente la diferencia de temperatura (Ley de Joule).
- Desbalance del sistema eléctrico, el calor generado por las tres fases debe ser uniforme.
- Fase abierta, en la inspección termográfica este tipo de eventos se reconocerán fácilmente, puesto que esta fase no tendrá imagen térmica.

Las discontinuidades de tamaño, forma, material, o capacidad de transporte de corriente son consideradas también como posibles puntos calientes.

vi. Identificación de puntos calientes

A través de la distribución térmica de los equipos objeto de la inspección, se puede identificar si existen notables variaciones o no-uniformidad sobre la misma a lo largo del equipo. También se puede comparar la distribución térmica a través de equipos similares de otras fases, procediendo seguidamente a identificar la presencia de variaciones de

temperatura que según los criterios establecidos determinaran la magnitud de la anomalía térmica. Ante la identificación de alguna anomalía térmica, en los equipos inspeccionados se procede a realizar un barrido más detallado, desde diversos ángulos utilizando la escala de grises y de colores, observando si se presenta alguna diferencia entre los dos tipos de termogramas.

Verificando además que el origen del punto caliente no sea ocasionado por una fuente externa, por ejemplo la radiación incidente del sol o de otra fuente térmica sobre la lente de la cámara.

Una vez está seguro que existe la anomalía térmica, se entra a evaluar su gravedad a través de la variación de la temperatura.

b) Medida de la resistencia de puesta a tierra

La resistencia de puesta a tierra debe ser medida antes de la puesta en funcionamiento de un sistema eléctrico, como parte de la rutina de mantenimiento o excepcionalmente como parte de la verificación de un sistema de puesta a tierra.

Para su medición se puede aplicar la técnica de caída de potencial, cuya disposición de montaje para medición se muestra en la Figura N° 3.3.

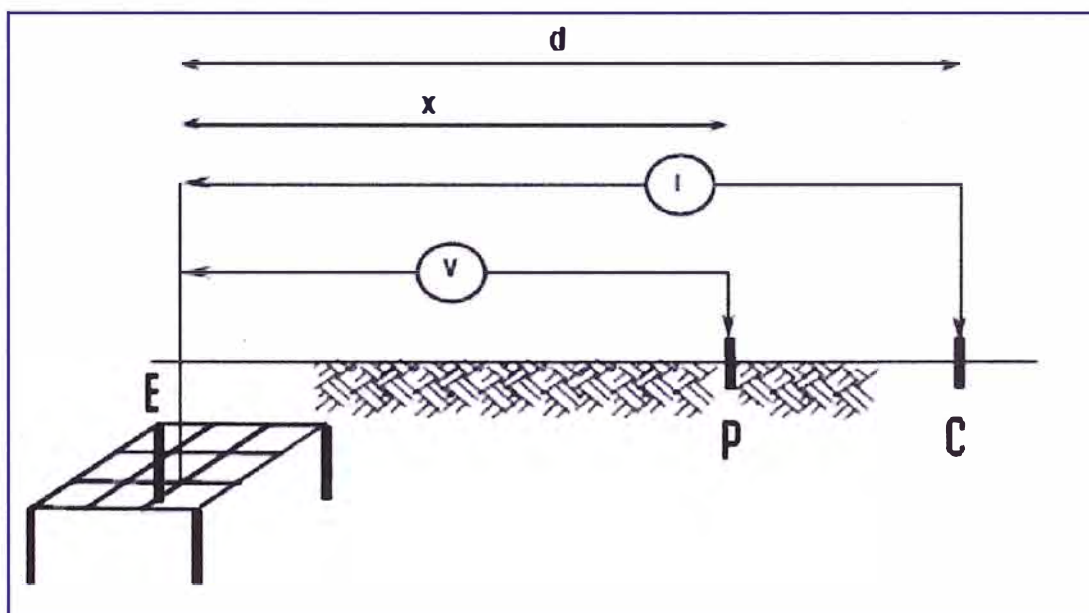


Figura N° 3.3 Esquema de medición de resistencia de puesta a tierra

En donde, 'd' es distancia de ubicación del electrodo auxiliar de corriente, la cual debe ser 6,5 veces la mayor dimensión de la puesta a tierra a medir, para lograr una precisión del 95% (según IEEE 81). 'x' es distancia del electrodo auxiliar de tensión. RPT es resistencia de puesta a tierra en ohmios, calculada como V/I .

El método de la caída de potencial es el método más empleado para medir la resistencia de puesta a tierra, La técnica consiste en pasar una corriente entre el electrodo o sistema de puesta a tierra a medir y un electrodo de corriente auxiliar cerca de y medir el voltaje con la ayuda de un electrodo auxiliar (p) como muestra la Figura N° 3.3. Para minimizar la influencia entre electrodos, el electrodo de corriente, se coloca generalmente a una sustancial distancia del sistema de puesta a tierra. Típicamente ésta distancia debe ser cinco veces superior a la dimensión más grande del sistema de puesta a tierra bajo estudio.

El valor de resistencia de puesta a tierra que se debe tomar al aplicar este método, es cuando la disposición del electrodo auxiliar de tensión se encuentra al 61,8 % de la distancia del electrodo auxiliar de corriente.

Esta distancia esta basada en la posición teóricamente correcta para medir la resistencia exacta del electrodo para un suelo de resistividad homogéneo. La localización del electrodo de voltaje es muy crítica para medir la resistencia de un sistema de puesta a tierra.

La localización debe ser libre de cualquier influencia del sistema de puesta tierra bajo medida y del electrodo auxiliar de corriente. La manera más práctica de determinar si el electrodo de voltaje esta fuera de la zona de influencia de los electrodos es obtener varias lecturas de resistencias moviendo el electrodo de voltaje en varios puntos entre el sistema de puesta a tierra y el electrodo de corriente. Dos o tres lecturas constantes y consecutivas pueden asumirse como representativas del valor de resistencia verdadera.

La Figura N° 3.4 muestra una gráfica típica de resistencia contra distancia del electrodo de voltaje (P). La curva muestra como la resistencia es cercana a cero cuando (P) se acerca al sistema de puesta a tierra y se aproxima al infinito hacia la localización del electrodo de corriente (C). El punto de inflexión en la curva corresponderá a la resistencia de puesta a tierra del sistema bajo estudio.

c) Inspección visual

Es un seguimiento que se realiza a todos los activos físicos del sistema eléctrico de distribución donde se busca conocer:

- La condición de las fundaciones y terreno alrededor de las estructuras.
- La condición de las conexiones de puesta a tierra.
- La condición de la estructura en su totalidad.
- La condición de las cadenas de aisladores.
- La condición de los conductores, separadores, grapas, empalmes, amortiguadores y

conexiones terminales.

- La condición de los Transformadores de Distribución
- La condición de los Tableros Eléctricos
- La condición de los Seccionadores
- La condición de la Red de Alumbrado Publico

Para poder obtener resultados concretos que reflejen en cierto grado el estado de todos los

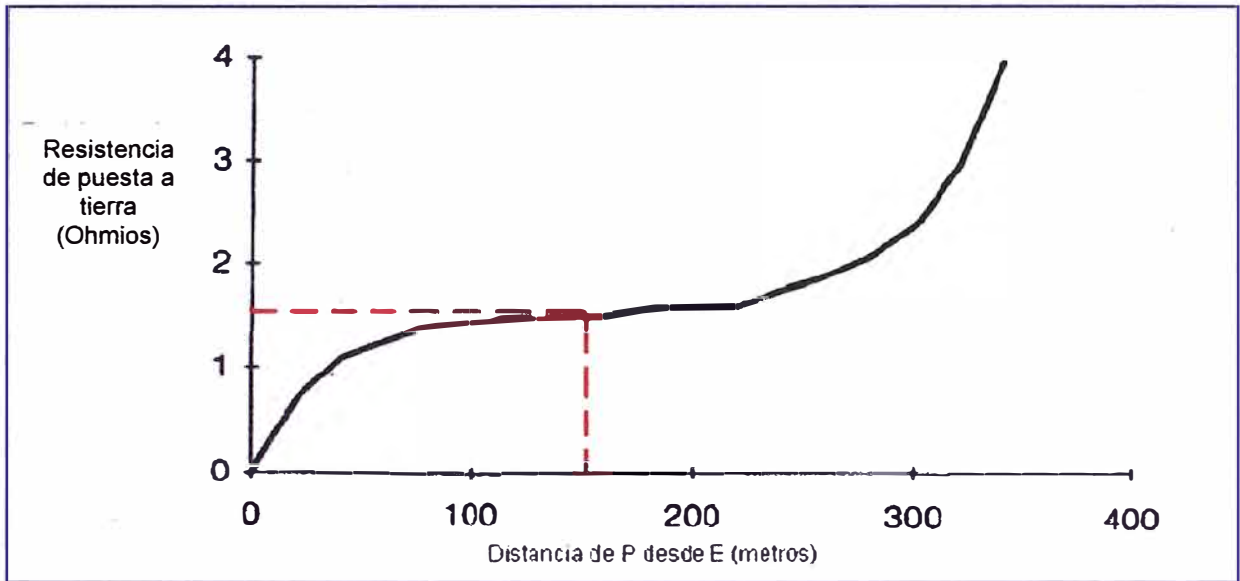


Figura N° 3.4 Resistencia de puesta a tierra versus distancia

elementos involucrados en la revisión, es necesario conocer al detalle todo lo relacionado con los activos físicos en cuestión (planos de detalle de las estructuras, fundaciones, ferreterías, conductores, así como los planos de ruta y del perfil topográfico.

i. Criterios de evaluación del terreno.

Las fundaciones y el terreno forman parte fundamental para la estabilidad de las estructuras. Las fundaciones para redes aéreas primarias o secundarias de distribución pueden estar sometidas a cargas de compresión o de extracción.

En el caso de las torres en ángulo, siempre tendrán una o más de sus fundaciones trabajando a extracción.

Al diseñar las bases para una estructura de distribución, el factor decisivo, generalmente resulta ser la carga de extracción, y la consideración fundamental para evitar este efecto de extracción, es la resistencia del terreno sobre la parrilla; esta resistencia está íntimamente relacionada con el movimiento de la fundación. De ahí que la alteración superficial del terreno, tanto por erosión del mismo, como por alteración de sus propiedades, pueden ser causa de la pérdida de estabilidad de la fundación de la estructura.

Las principales causas de alteración del terreno pueden ser:

- Suelos dispersivos.
- Falla de talud ante eventos sísmicos.
- Erosión del terreno.

El personal encargado de la inspección puede evaluar el terreno definiendo su estado como bueno, regular, malo o crítico, de acuerdo con el nivel de afectación que tengan sobre la estabilidad, la cimentación de la estructura y la erosión alrededor de la misma.

ii. Criterios de evaluación de las estructuras y armados.

El criterio de evaluación de las estructuras se realiza basado fundamentalmente en los elementos y tornillos dañados en la estructura, a partir del conocimiento del comportamiento estructural y las zonas donde se encuentran los mayores esfuerzos.

Es decir, en una estructura con determinado número de tornillos evaluados de regular, que unen elementos redundantes se evalúa de regular.

Mientras que otra estructura con un menor número de tornillos evaluados de regular pero en uniones más esforzadas desde el punto de vista mecánico será evaluada de mal.

En cuanto al estado de las estructuras se puede considerar como:

- Regular, cuando comienza la pérdida del galvanizado, con manchas de oxidación con surgimiento de burbujas.
- Malo, a partir del surgimiento de las escamas y la expansión de la sección, y después de eliminar las escamas el elemento ha perdido parte de su sección.
- Crítico, cuando el elemento haya experimentado una pérdida del espesor, mayor (50%), hasta la pérdida casi completa del elemento.

Esta revisión la realiza un grupo de técnicos electricistas, adiestrados en el manejo de una planilla diseñada específicamente para tal fin.

Este personal recorre toda la estructura revisando, en forma visual, así como palpando en algunos casos, sitios donde existe desprendimiento de material como consecuencia de la corrosión, miembros flojos o faltantes, etcétera.

iii Criterios para evaluación del estado de los aisladores

Las cadenas de aisladores de todos los tipos de estructuras de un sistema eléctrico de distribución incluyendo el aislamiento exterior de los transformadores de distribución,, inciden de forma directa en la operación confiable de un sistema eléctrico de distribución, ellas deben soportar esfuerzos eléctricos y mecánicos ocasionados por descargas eléctricas, sobre tensiones, cambios bruscos de temperatura, vibraciones, etc.

La distribución de tensión en la cadena de aisladores debe garantizar que no se presente el efecto corona, ya que este fenómeno provoca la aparición de un agente corrosivo además de producir pérdidas de energía.

El elemento aislante se puede considerar como:

- Regular, cuando producto de descargas superficiales, se observan sobre el material aislante líneas de fugas estrechas y discontinuas.
- Malo, cuando producto de descargas superficiales, se observan sobre el material aislante líneas de fugas estrechas y continuas.
- Crítico, existen tres criterios:
 Cuando producto de descargas superficiales, se observan sobre el material aislante líneas de fugas anchas y continuas.
 En el caso de aisladores de porcelana, cuando se observa rotura o agrietamiento en la superficie aislante.
 En el caso de aisladores de vidrio, cuando se observa carencia de la parte aislante.

El elemento metálico se puede considerar como:

- Regular, cuando el pin del aislador presenta pérdida del galvanizado, con manchas de oxidación con surgimiento de burbujas.
- Malo, cuando en el pin del aislador hay surgimiento de las escamas y la expansión de la sección.
- Crítico, cuando el pin del aislador ha experimentado una pérdida del espesor, mayor (50 %), hasta la pérdida casi completa del elemento.

Esta inspección consiste en observar, desde la estructura, las cadenas de aisladores y verificar la condición del material aislante (porcelana o vidrio) determinando si presenta alguna de las condiciones mencionadas anteriormente.

iv Revisión de los conductores y accesorios

El procedimiento empleado es similar al utilizado para la revisión de la cadena de aisladores.

Sin embargo, en algunos casos es necesario que el electricista emplee binoculares para verificar con mayor claridad la condición de todas las partes involucradas en esta revisión. También será necesario portar una cámara fotográfica a fin de registrar minuciosamente todos los posibles daños al conductor.

3.4 Seguridad y salud en mantenimiento de sistemas eléctricos de distribución

Describiremos a continuación importantes criterios de seguridad para las actividades de

mantenimiento eléctrico en sistemas de distribución [6].

a) Uso de implementos de seguridad en sistemas de distribución

Para la ejecución de trabajos en sistemas de distribución, el personal debe contar y hacer uso de los implementos de seguridad siguientes:

- Casco dieléctrico con barbiquejo (antichoque)
- Zapatos dieléctricos (con planta de jebe aislante)
- Mascara facial y/o lentes
- Guantes de cuero
- Guantes de badana (protección de guantes dieléctricos)
- Guantes de hilo de algodón
- Guantes dieléctricos
- Ropa de trabajo
- Correa o cinturón de seguridad tipo liniero
- Arnés, cuerdas, poleas de izaje
- Protección de vías respiratorias
- Pértigas de maniobras
- Equipo revelador de tensión
- Manta aislante
- Juego de herramientas aisladas
- Equipo de comunicación portátil
- Equipos de puesta a tierra temporal y otros
- Elementos de señalización tales como conos o señales desmontables de seguridad
- Botiquín de primeros auxilios
- Camillas

Estos implementos deberán ser verificados por el supervisor antes de la ejecución de cualquier trabajo.

b) Trabajos con tensión en sistemas de distribución

Para garantizar la seguridad en los trabajos con tensión en sistemas de distribución, por lo menos, deberá tener en cuenta los siguientes aspectos:

- Identificación fehaciente del circuito a intervenir.
- Los equipos y líneas eléctricas en baja tensión se consideraran y deberán ser tratados como energizados aun cuando no lo estén. Los equipos y líneas eléctricas a tensiones mayores se consideraran y deberán ser tratados como energizados, salvo que estén

liberados, con los terminales cortocircuitados y puestos a tierra y con la documentación que certifique esta condición.

- Los trabajadores calificados son los únicos que pueden efectuar labores en los circuitos equipos energizados, debiendo ser capacitados periódicamente sobre los procedimientos de seguridad existentes en el manejo de herramientas necesarias y adecuadas; y usarse obligatoriamente equipos e implementos de seguridad.
- Los trabajos con tensión en las líneas aéreas de media tensión deben ser ejecutados de acuerdo a lo prescrito en los manuales internos sobre los procedimientos establecidos por la Entidad para cada tipo de trabajo.
- El trabajador debe cumplir con el perfil mínimo en lo físico y psicológico establecido para el desarrollo de esas tareas y contar con los equipos y herramientas especialmente diseñados, probados y fabricados para esos fines.
- Por lo menos dos trabajadores calificados ejecutaran las maniobras en media tensión, los cuales serán debidamente supervisados, excepto la conexión y desconexión rutinaria de circuitos que puede ser realizada por un solo trabajador si la Entidad demuestra que las condiciones permiten que este trabajo sea desempeñado sin riesgo.
- Los trabajos en sistemas de distribución en baja tensión serán realizados como mínimo por dos personas salvo aquellos que de acuerdo a los procedimientos propios de cada Entidad demuestren que pueden ser realizados sin riesgo por una persona debidamente entrenada, supervisada y dotada con los equipos de seguridad y conocimientos adecuados.

c) Mantenimiento o trabajos de ampliación de redes subterráneas en media y baja tensión

Para ejecutar trabajos de mantenimiento o ampliación en redes subterráneas en media y baja tensión se debe cumplir, por lo menos, con las siguientes disposiciones de seguridad:

- a. Antes de efectuar el corte de un cable subterráneo de media tensión, en primer lugar se identificara fehacientemente el circuito a intervenir y se comprobara ausencia de tensión en el mismo, bloqueo de los dispositivos de maniobra y equipos, se pondrá en cortocircuito y a tierra los terminales mas próximos, incluyendo las de sus derivaciones si los tuviera.

Si se tratara de cables subterráneos de baja tensión, los trabajos de empalmes para realizar ampliaciones (derivaciones), serán efectuadas por personal calificado y ciñéndose a los procedimientos prescritos en el reglamento interno de seguridad de la Entidad para este tipo de trabajo.

b. Los trabajos de mantenimiento correctivo de los cables subterráneos (reparación de tramo del cable) o de ampliaciones (derivaciones) sin tensión, en las redes de distribución de media tensión, serán efectuados por personal calificado y ciñéndose a los procedimientos prescritos en el reglamento interno de seguridad antes citado, las mismas que deben considerar cuanto menos las siguientes exigencias:

- Uso adecuado del equipo localizador de falla (aproximaciones al lugar o lugares de falla o descarga) o generador de alta frecuencia (que define un grupo de cables, cual es el que debe ser intervenido).
- Empleo del plano de tendido a escala con el recorrido geográfico del cable subterráneo a intervenir.
- Otros, si fueran necesarios.

c. En la apertura de zanjas para la reparación de cables subterráneos se coloca previamente barreras u obstáculos y la señalización que corresponda.

d) Maniobras en subestaciones aéreas de distribución y mantenimiento sin tensión de líneas aéreas de media tensión

Para ejecutar las maniobras en subestaciones aéreas de distribución y el mantenimiento sin tensión de líneas aéreas de media tensión se debe cumplir, por lo menos, con las siguientes disposiciones de seguridad:

- Cortar la fuente de tensión, bloqueo de los equipos de desconexión, comprobar la ausencia de tensión, poner a tierra y cortocircuito y señalizar la zona de trabajo.
- Toda instalación será considerada con tensión mientras no se compruebe lo contrario con aparatos destinados para este efecto de acuerdo al nivel de tensión de la instalación y en segundo lugar se pondrá en cortocircuito y a tierra los terminales más próximos, incluyendo las de sus derivaciones si los tuviera.
- Todos los trabajadores encargados para efectuar maniobras o mantenimientos que tengan que subir a las partes altas de líneas eléctricas aéreas, o a sitios elevados, estarán provistos de:

Cinturones o arneses de seguridad, guantes dieléctricos, calzados dieléctricos, detector de tensión y cascos de seguridad con barbiquejos, apropiados.

- Las escaleras que se utilicen serán totalmente de material aislante; y, deberán contar con bases antideslizantes.
- Todo liniero estará asegurado al poste con correa o arnés de seguridad en forma permanente mientras dure la labor en lo alto del poste.

- Para los trabajos en líneas aéreas de diferentes niveles de tensión, a efectos de seguridad se considerará la tensión más elevada que soporten (salvo casos excepcionales debidamente autorizados por la DGE). Esta prescripción también será válida en el caso de que alguna de tales líneas sean de telecomunicaciones.
- El trabajo se suspenderá cuando las condiciones meteorológicas y climáticas sean algunas de las indicadas:
 - Velocidad de viento superior a los 35 km/h .
 - Lluvias torrenciales, granizadas y nevadas.
 - Tempestades eléctricas, rayos y truenos.
 - Otros fenómenos anormales que afecten la seguridad.

Cuando existan condiciones meteorológicas y climáticas adecuadas, se podrá efectuar trabajos durante horas nocturnas que puedan ejecutarse con mayor seguridad que durante horas de luz natural y sean debidamente sustentados por la Entidad en su reglamento interno, y para los casos de situaciones de emergencia.

- Cuando se utilice vehículos dotados de cabrestantes o grúas, el chofer deberá evitar el contacto con las líneas con tensión y la excesiva cercanía que pueda provocar una descarga a través del aire, debiendo permanecer los demás trabajadores lejos del vehículo.

Las disposiciones de seguridad en líneas de transmisión se aplicarán supletoriamente a los trabajos que se ejecuten en líneas aéreas en media tensión.

e) **Manipuleo de fusibles**

Cuando los fusibles sean instalados o retirados con uno o ambos terminales energizados, la Entidad deberá asegurarse que se utilice las herramientas y guantes dieléctricos apropiados para la tensión del circuito.

Cuando se instale fusibles de tipo expulsión, la Entidad deberá asegurarse que cada trabajador utilice protección facial y la herramienta apropiada para esta tensión y que se encuentre libre la trayectoria de salida del cuerpo del fusible.

Se deberá cumplir con los procedimientos de trabajo específicos establecidos por la Entidad. En el Reglamento Interno de Seguridad y Salud de la Entidad deberá consignarse la obligación de utilizar bases y fusibles normalizados; asimismo, de ser el caso, la Entidad deberá sustituir los equipamientos que contengan fusibles no normalizados, de preferencia los que estén sujetos y ajustados mediante pernos u otros medios similares o que no puedan ser removidos mediante herramientas específicamente diseñadas para tal finalidad.

f) Interruptores y seccionadores de baja tensión

Los fusibles o seccionadores de baja tensión no estarán al descubierto a menos que estén montados de tal manera que no puedan producirse proyecciones ni arcos.

Los interruptores de baja tensión deberán ser de equipo completamente cerrado, a fin de imposibilitar el contacto fortuito con personas y objetos. Se prohíbe el uso de interruptores de cuchilla o palanca que no estén debidamente protegidos, incluso durante su accionamiento.

g) Interruptores en los locales que almacenan líquidos inflamables

Los interruptores situados en locales de características inflamables o explosivas se colocarán fuera de la zona de peligro. Cuando ello no sea posible, deberán estar encerrados en cajas anti-deflagrantes o herméticas, según sea el caso, las que no podrán ser abiertas, a menos que la fuente de energía eléctrica esté cerrada.

h) Advertencias de riesgo eléctrico

Toda celda tendrá en la puerta o ingreso a la instalación un letrero que advierta al personal del riesgo eléctrico.

Deberá estar identificada en forma precisa y fácilmente visible la señalización que advierta del riesgo eléctrico en:

Las subestaciones.

Los circuitos de distribución primaria.

Los tableros de distribución en baja tensión.

i) Protección de recintos en subestaciones

En subestaciones tipo caseta, los transformadores, interruptores y otros equipos de media tensión deberán estar ubicados en recintos (celdas) que tengan puertas y separadores con una altura mínima necesaria, de modo que el recinto o equipo puesto fuera de servicio quede aislado de las partes energizadas.

j) Protección de las instalaciones de media y alta tensión

Todo recinto que albergue instalaciones de media y alta tensión debe estar protegido con cercos de malla metálica o similar, con una altura mínima de 2,20 m desde el suelo y provista de señales de peligro referidos a la tensión y al riesgo eléctrico existente, a fin de evitar el acceso de personas ajenas al servicio.

k) Pruebas eléctricas a equipos y redes eléctricas

Los equipos y redes eléctricas nuevas que se conecten al sistema eléctrico existente deberán estar sujetos a pruebas eléctricas, cuyos resultados quedarán registrados en el

protocolo de prueba de las mismas. Los responsables de la Entidad para la ejecución de las pruebas eléctricas deben elaborar un programa en el que por lo menos se indique la instalación eléctrica, tipos (cortocircuito y tensión) y etapas (porcentaje de corriente o tensión nominal vs tiempo de exposición de cada etapa) considerada en el protocolo correspondiente como también la fecha y horario de prueba a la que será sometida la instalación, asimismo la nómina del personal responsable de su ejecución incluyendo las operaciones previas para independizar los circuitos que se utilizarán y las instrucciones específicas que deben recibir cada uno de los participantes.

l) Accesos a zonas subterráneas

Para ingresar o salir de una cámara o bóveda superficial que exceda los 1,20 m de profundidad se deberá utilizar una escalera o cualquier otro medio apropiado para trepar.

Ningún trabajador deberá ingresar o salir de una cámara o bóveda trepando por cables o soportes colgantes.

m) Manipuleo de materiales en cámaras subterráneas

El equipo usado para bajar materiales y herramientas hacia cámaras subterráneas o bóvedas deberá tener una capacidad suficiente para soportar el peso a ser manipulado; y, deberá verificarse su operatividad antes de cada uso. Antes de bajar las herramientas o materiales por la abertura de la cámara subterránea o bóveda, los trabajadores que laboran en dicha área deberán despejar la zona directamente debajo de la abertura.

CAPITULO IV METODOLOGIA PARA LA SOLUCION DEL PROBLEMA

4.1. Metodología RCM en sistemas eléctricos de distribución.

Si bien cuando se habla de mantenimiento, es muy importante considerar que los planes cambian dependiendo de las condiciones en las que se encuentre el activo, es posible generar una metodología basada en RCM que proporcione el rumbo inicial para generar un plan de mantenimiento para sistemas eléctricos de distribución. Esta metodología se podría justar a cada caso en particular teniendo en cuenta las variaciones que pueden existir entre diversos sistemas de distribución.

En los siguientes párrafos se plantea de forma puntual las consideraciones que deben ser tenidas en cuenta para ajustar lo que ya fue definido, sobre sistemas eléctricos de distribución.

a) Descripción del contexto operacional

El desarrollo aquí propuesto considera como inicio del sistema eléctrico de distribución las primeras estructuras después del último equipo en la bahía de línea de cada centro de transformación. Esto acota el número de activos a mantener debido que no se analizarán los equipos de protección y medida asociados a la red de distribución.

El éxito en la aplicación de la metodología radicará en el correcto ajuste de la misma al contexto en el que se encuentra el sistema eléctrico de distribución.

En la descripción del contexto operacional se debe considerar fundamentalmente los siguientes aspectos:

i. Descripción del activo

Es necesario definir sobre que tipo se va a aplicar la metodología sea red primaria, red secundaria, alumbrado publico o subestaciones de distribución. Básicamente consiste en una descripción en la cual se especifica cuales son sus características principales, niveles y límites de operación, especificaciones técnicas de sus partes, ubicación, longitud condiciones y características medio ambientales (msnm, Temperatura máxima y mínima, nivel de humedad etc.) y demás aspectos que puedan contextualizar el activo.

ii. Estado actual del sistema

Es conocido que no es lo mismo mantener un activo nuevo que uno que ya ha tenido cierto tiempo de funcionamiento.

Por tal razón es menester conocer y plasmar dentro del contexto operacional la condición actual del sistema eléctrico de distribución, refiriéndose en primera instancia a la condición física y al grado de deterioro en la que se encuentran.

c).- Trazabilidad de eventos (si existe)

Uno de los elementos que más puede fortalecer el análisis de modos de falla y efectos (AMFE) es conocer que tipo de fallas han ocurrido antes en el sistema eléctrico de distribución y mucho más la causa raíz de las mismas, con esta información es posible definir modos de falla de una forma fácil y precisa. La trazabilidad se puede evidenciar mediante un registro de los eventos ocurridos en el sistema eléctrico de distribución normalmente llevado por las empresas dueñas del activo, o será un ejercicio que surgirá producto del programa de mantenimiento centrado en confiabilidad por sus siglas en ingles (RCM). Es necesario tener en cuenta, que este registro debe tener el mayor detalle posible, de tal manera que se pueda en la mayoría de los casos llegar a la causa raíz de la falla.

Para esto debe ser construido por varias personas con un conocimiento considerable del sistema eléctrico de distribución.

iii. Normatividad Vigente

Un aspecto cada vez más importante del contexto operacional de cualquier activo es el impacto que puede tener sobre el medio ambiente y la seguridad de las personas, es por esto que cualquier plan de mantenimiento debe estar sujeto a los reglamentos y normas ambientales, eléctricas y demás que pueden regir el desarrollo de dicho plan.

En la descripción del contexto basta con mencionar la normatividad vigente, se asume que quienes realizan el proceso de mantenimiento centrado en confiabilidad (RCM) se fundamentarán para cumplir los reglamentos.

iv Otros aspectos relevantes

También se puede considerar los tiempos críticos para el sistema (cargabilidad máxima, tiempos de descargas atmosféricas, tiempos de cometas, fin de año etc.), quienes son los encargados de mantener el sistema, el stock de materiales y tiempos típicos de reparación.

b) Respuesta a las preguntas RCM

El grado de profundidad y el nivel de detalle con el que se haga el proceso RCM (véase Figura N° 4.1) va a determinar la efectividad en las políticas de manejo de falla, es por esto

que tomar el sistema eléctrico de distribución como un todo o como un solo activo, llevaría a un posible desarrollo superficial donde pueden ser ignorados muchos modos de falla, ahora, si el sistema eléctrico de distribución es fraccionada en muchos subsistemas es posible que se llegue a un nivel donde el número de modos de falla se desborde y el análisis se vuelva inmanejable e inentendible.

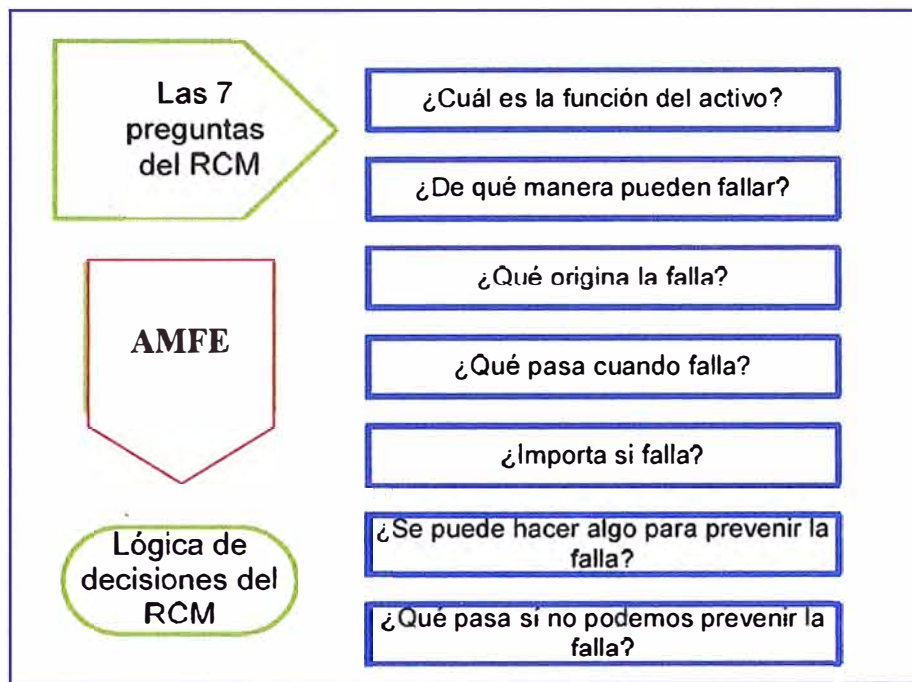


Figura N° 4.1 las siete preguntas del RCM

Teniendo en cuenta lo anterior, se plantea un nivel intermedio adecuado para realizar el proceso RCM en el cual el Sistema Eléctrico de Distribución sea dividida en los siguientes subsistemas:

- Media Tensión
- Baja Tensión
- Subestaciones Eléctricas de Distribución
- Alumbrado Publico

dentro de los cuales encontraremos a los siguientes activos físicos:

- Estructuras
- Conductores
- Aisladores
- Ferreterías
- Retenidas

- Puesta a tierra
- Servidumbre
- Transformadores
- Tablero Eléctrico
- Seccionador Tipo Cut Out
- Alumbrado Público

Estos serán entonces los activos a mantener y cada uno deberá pasar por el proceso RCM como se ilustra en la Figura N° 4.2.

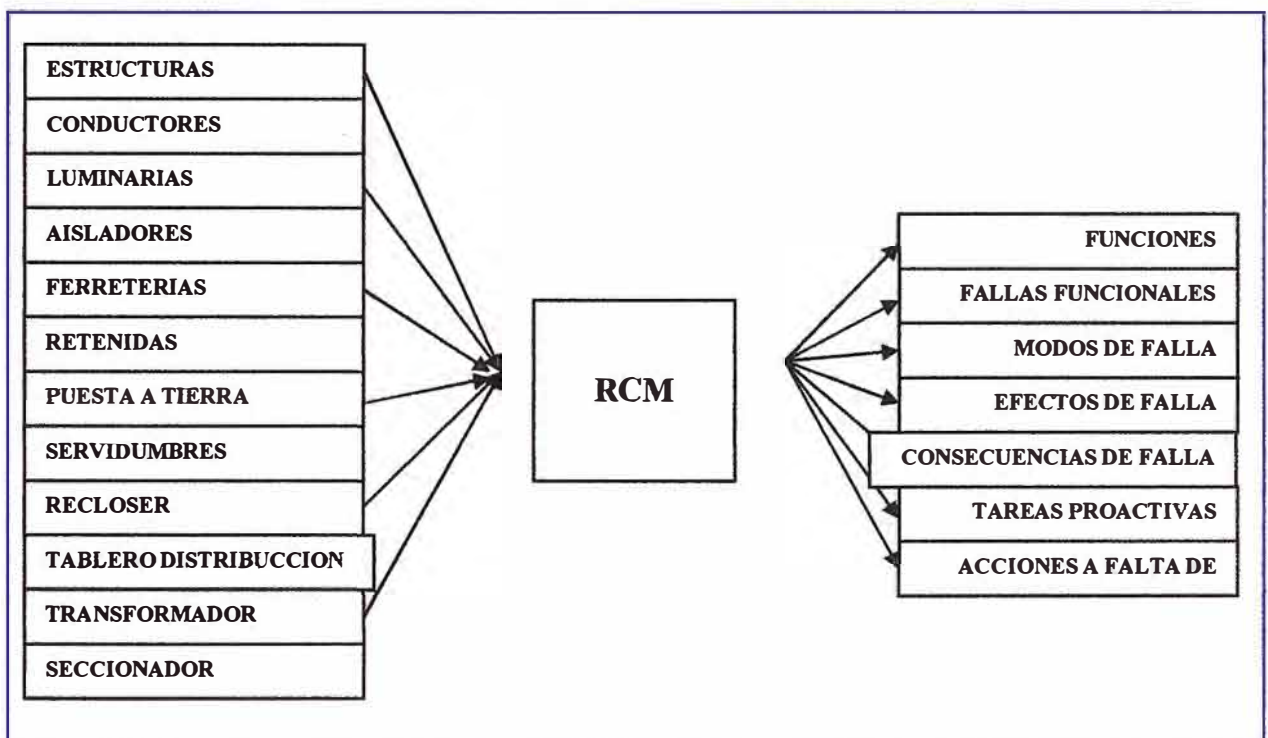


Figura N° 4.2 Activos físicos para aplicar el RCM

i. Descripción de funciones

Las fallas funcionales van a depender del tipo de funciones que se generen.

Es así como a esta parte del análisis se le debe dedicar especial atención pues será la base de todo el proceso.

En cada uno de los subsistemas deben ser definidas las funciones primarias y secundarias y como mínimo deben ser incluidos los siguientes aspectos:

Estructuras

Definir funciones asociadas con:

- Resistencia a esfuerzos mecánicos

- Distancias de seguridad entre conductores, y entre conductores y tierra
- Apariencia física
- Acceso a la estructura
- Cimentaciones

Conductores

Definir funciones asociadas con:

- Niveles de corriente máximos
- Esfuerzos mecánicos de tensión
- Condición física (compactación de hilos, libre de elementos extraños, homogeneidad térmica)
- Campos eléctrico y magnético

Aisladores

Definir funciones asociadas con:

- Aislamiento eléctrico
- Esfuerzos mecánicos
- Resistencia a los efectos del ambiente (variaciones de temperatura, corrosión)

Ferreterías

Definir funciones asociadas con:

- Esfuerzos mecánicos y eléctricos que debe soportar la ferretería.
- Resistencia a la acción corrosiva y a la contaminación

Retenidas

Definir funciones asociadas con:

- Equilibrio de cargas mecánicas para la estabilidad de la estructura
- Resistencia a la acción corrosiva y a la contaminación

Puesta a tierra

Definir funciones asociadas con:

- Protección contra tensiones de paso y de contacto
- Punto de referencia para el sistema
- Constitución física (integridad de la puesta a tierra, fijación)

Servidumbre

Definir funciones asociadas con:

- La existencia de árboles en el ancho de la zona de servidumbre que puedan afectar la red primaria o red secundaria.

- Construcciones o edificaciones en la zona de servidumbre
- La existencia de especies arbóreas fuera de la zona de servidumbre.

Cada función debe ser ajustada al contexto operacional en el que se encuentra el activo físico, de tal manera que su redacción sea inspirada por la realidad del activo.

ii. Fallas funcionales

Es claro que los planes de mantenimiento en sistemas de distribución y en muchos activos van orientados a hacer todo lo posible por evitar que existan fallas en el sistema, entonces otra forma de interpretar el análisis RCM diferente a la de garantizar que los activos permanezcan como sus usuarios desean, es la de evitar en lo posible y razonable que las fallas funcionales se presenten dentro del sistema.

Definir fallas funcionales se vuelve más sencillo una vez que ya están planteadas las funciones; la lectura de una función inmediatamente arroja su falla funcional en términos de incapacidad de cumplir la función.

Deben ser listadas todas las fallas funcionales asociadas con cada función, usualmente la pérdida total de la función más la negativa de cada uno de los estándares de funcionamiento enunciados en la función, éstas últimas abarcan fallas parciales en las que el activo todavía funciona pero con un nivel de desempeño inaceptable.

iii. Obteniendo el AMFE

En Sistemas Eléctricos de Distribución este trabajo debe ser construido por personal que conozca profundamente el activo; Es en este punto donde los técnicos encargados del mantenimiento del sistemas eléctricos de distribución desempeñan su rol más preponderante dentro del proceso RCM, son ellos quienes conocen producto de su experiencia las partes del sistema sensibles a fallas, cuales son las fallas típicas, en que contexto se encuentra cada subsistema en particular, que tareas son las que normalmente se desarrollan y de que manera se hacen, y en general comprenden con mayor profundidad los eventos de falla y sus causas. Es así como dentro del grupo que realiza el RCM la presencia de personal técnico fortalece en gran manera el desarrollo de un análisis de modos de falla y efectos (AMFE) adecuado.

Una vez definidas funciones y fallas funcionales el proceso se concentra en buscar cuales son los hechos que de manera razonable puedan haber causado cada estado de falla, los modos de falla. Aquí para cada falla funcional pueden resultar múltiples modos de falla, cada uno debe pasar por el diagrama de decisión con el fin de llegar a una política de mantenimiento que permita controlarlo por esto debe asegurar que no se omita ningún

modo de falla que haya ocurrido en el pasado o que tenga posibilidad cierta de ocurrir, la descripción debe ser específica.

Seguidamente a los modos de falla, se construyen los efectos de falla, la descripción de que ocurre con cada modo de falla, el desarrollo de éstos debe permitir decidir si la falla es evidente para los encargados del sistemas eléctricos de distribución, y si afecta la seguridad.

Los efectos de falla no deberían describir de manera literal el efecto en si, como “esta falla afecta la seguridad” o “esta falla es evidente”, más bien la redacción debe permitir intuir este tipo de condición.

Nuevamente aquí el personal técnico es quien posee la mayor cantidad y calidad de información, ellos pueden describir en detalle o por lo menos expresar cada evidencia manifiesta ante la presencia de un modo de falla.

Para algunos modos de falla en sistemas eléctricos de distribución es posible que los efectos de falla se vuelvan muy extensos debido a las múltiples situaciones que se presentan, por esto se debe tener especial cuidado en la redacción o considerar la creación de más modos de falla.

iv. Evaluación de consecuencias

En líneas y redes primarias y redes secundarias de distribución este proceso requiere un poco más de reflexión sobre la posible categoría en la que puede ser esquematizado un modo de falla en cuanto a sus consecuencias se refiere, que de un análisis técnico. Normalmente existe la tendencia a denotar los modos de falla en un marco de consecuencias operacionales, y es relativamente razonable porque la gran mayoría de tareas de mantenimiento para los modos de falla implican salida de servicio.

Sin embargo, la metodología que ha sido presentada a lo largo de este trabajo posee un acentuado énfasis en garantizar la seguridad de las personas y el bienestar del medio ambiente, de esta manera la evaluación de consecuencias toma un nuevo enfoque y si existe alguna posibilidad de afectar los aspectos mencionados anteriormente esto se verá reflejado en la efectividad que se le debe dar a las tareas de mantenimiento y al reacondicionamiento de los intervalos de mantenimiento.

v. Mantenimiento proactivo

En cuanto a tareas a condición, estas son las más usadas en la actualidad buscando siempre detectar posibles fallas potenciales, y comprenden una parte considerable del mantenimiento que se hace en el sistema eléctrico de distribución.

Tabla N° 4.1 Tareas de mantenimiento proactivo

| Definición de la Tarea | Tipo de Tarea |
|---|----------------------|
| Estructuras | |
| Inspección visual de estructura | TC |
| Verificación de torque y sujeción de tornillos, cimentación | RC |
| Inspección visual de distancias de seguridad | TC |
| Análisis de superficies metálicas y de concreto (pintura, corrosión, galvanizado) | RC |
| Inspección de elementos para el ascenso | TC |
| Inspección de verticalidad de la estructura | TC |
| Conductores | |
| Medida de variables eléctricas (corriente, voltaje, potencia) | TC |
| Retemplado de conductores | RC |
| Inspección de la flecha | TC |
| Inspección de los hilos del conductor | TC |
| retiro de objetos extraños sobre el conductor | RC |
| Sustitución de cuellos muertos, grapas. | SC |
| Inspección termográfica | TC |
| Tomar medidas de campo eléctrico y magnético buscando cumplir con la normatividad | TC |
| Aisladores | |
| Medida del nivel de descargas parciales | TC |
| Inspección visual del estado físico (constitución física, limpieza y numero de platos aisladores) | TC |
| Limpieza de cadena de aislamiento | RC |
| Ferreterías | |
| Inspección visual de la ferretería verificando todos los accesorios | TC |
| Inspección termográfica | TC |
| Retenidas | |
| Inspección integral de la retenida | TC |
| Verificación del estado de tensión mecánica | RC |
| Aplicación de tratamientos anticorrosivos | RC |
| Puesta a Tierra | |
| Inspección visual de la presencia del conductor de puesta a tierra | TC |
| Medida de la Resistencia de Puesta a Tierra | RC |
| Sustitución de cables de puesta a tierra rotos y dañados | SC |
| Verificación de que todo el sistema este aterrizado | TC |
| Servidumbre | |
| Poda y Tala de Arboles | RC |
| Mantenimiento del acceso a estructuras | RC |
| Inspección visual de construcciones y edificaciones cerca a la línea o red primaria | TC |
| TC= Tarea a Condición RC= Reacondicionamiento Cíclico SC= Sustitución Cíclica | |

En la Tabla N° 4.1 se listan tareas de mantenimiento proactivo normalmente usadas en una línea, red primaria o red secundaria de distribución, sin embargo se tiene en cuenta que esta lista puede ser ampliada y modificada de acuerdo al tipo de contexto en el que se vaya a usar la metodología sea el caso de redes de alumbrado público o de subestaciones de distribución aéreas tal y como hemos definido en los alcances de este presente informe .

El grupo que esté implementando el RCM, deberá ajustar y definir para cada modo de falla el tipo de tarea que se debe hacer para contrarrestarlo.

vi. Acciones a falta de

Básicamente se identifican tres tipos de actividades (búsqueda de falla, ningún mantenimiento programado, rediseño).

Este tipo de tareas van a depender mucho del contexto en el que se aplique el modelo ya que se debe ajustar al alcance que tenga el grupo encargado del mantenimiento.

La búsqueda de falla hace parte de un grupo especial de tareas llamadas tareas detectivas usadas para detectar si algo ha fallado, la búsqueda de fallas se aplica sólo a las fallas ocultas o no reveladas.

A su vez, las fallas ocultas sólo afectan a los dispositivos de protección.

De esta manera en redes de distribución este tipo de tareas serán realizadas sobre cada elemento que proporcione algún tipo de protección, en este caso la búsqueda de fallas se haría sobre la puesta a tierra.

Si bien los relés son los dispositivos que brindan la protección contra gran variedad de fallas, no se incluyen dentro de este modelo porque se considera que requieren un análisis independiente que incluya todo el sistema de protecciones.

En sistemas eléctricos de distribución. el rediseño se debe considerar bajo las siguientes presunciones:

- En el caso de las fallas que tienen consecuencias para la seguridad o el medio ambiente, es la “acción a falta de” obligatoria, y en los otros tres casos, “puede ser deseable”
- Cuando en el proceso de planeación del mantenimiento requiere ajustes producto de no cumplir con las funciones deseadas.
- Si no puede encontrarse una tarea preventiva que sea técnicamente factible y que merezca la pena ser realizada para fallas con consecuencias operacionales o no operacionales, la decisión “a falta de” inmediata es no realizar mantenimiento programado. Sin embargo puede que todavía sea conveniente modificar el equipo para reducir los costos totales.

Nótese que en este caso las consecuencias de la falla son puramente económicas y por tanto las modificaciones deben ser justificadas económicamente. Gran parte de los modos de falla llevan consigo consecuencias operacionales en el sentido de que su reparación implica la salida de operación de las redes eléctricas sean estas redes primarias o secundarias o de alumbrado público.

vii. Intervalos de mantenimiento

En sistemas eléctricos de distribución existen algunos criterios que le dan cierto nivel de importancia a cada línea primaria o red primaria y que afectan la longitud del intervalo de tiempo en el que se hacen dichas tareas con el fin de proporcionar un grado mayor de confiabilidad sobre aquellos activos que son más representativos para el sistema y para el dueño de los mismos. Se aclara que este tipo de afectación es puramente en el sentido operacional, si un modo de falla posee consecuencias para la seguridad o para el medio ambiente debe ser evitado a toda costa, ver Tabla N° 4.2.

Tabla N° 4.2: criterios de valoración para una red de distribución

| Criterio | Peso o Ponderación (de 1 a 10) | Peso o Ponderación En % |
|-------------------------|---|------------------------------------|
| Radialidad | 10 | 33% |
| De frontera | 5 | 20% |
| Cargabilidad | 5 | 17% |
| Estado actual | 4 | 13% |
| Condiciones ambientales | 3 | 10% |
| Antigüedad | 1 | 7% |

Se definen los siguientes criterios de valoración a tener en cuenta en el momento de definir que tan importante o trascendente es una línea primaria para el sistema.

- Radialidad

Alimentadores que son radiales para la configuración del sistema y que por ende al momento de falla implica la desenergización ineludible de clientes.

- De frontera

Alimentadores en las que alguno de sus extremos pertenece a subestaciones de frontera lo que implica hacer discriminación por nivel de tensión.

- Cargabilidad

Alimentadores que alimentan mercado singular o que su salida de servicio tenga un alto impacto en la opinión pública o en los indicadores de calidad de servicio, o que

sea crítica para cumplir la condición.

- Antigüedad y estado actual de deterioro redes de distribución que poseen más de 30 años de ser construidas o que por experiencia y criterio del personal de mantenimiento se determinan en estado de deterioro considerable.

- Condiciones ambientales: redes de distribución situadas en zonas de condiciones adversas (cementeras, salinidad, zonas industriales, invasión de servidumbres, etc.)

Bajo estos criterios cada red de distribución que pertenezca al sistema que se va a mantener puede ser ponderada dentro de un 100% correspondiente al total de criterios.

Una vez se pasa cada línea por el proceso de valoración de criterios, se puede establecer que:

Redes con ponderación ≥ 33 % son tipo A

$20 \leq$ líneas con ponderación < 33 % son tipo B

Redes con ponderación < 20 % son tipo C

En donde las red de distribución tipo A deberían sufrir una penalización en el intervalo en que se hacen las tareas de mantenimiento.

Redes de distribución tipo B pueden conservar el intervalo obtenido producto del análisis RCM. Las redes tipo C tienen cierto grado de tolerancia para modificaciones en el intervalo de mantenimiento obtenido, así como también las redes que no hacen parte de esta tipificación.

4.2. Metodología para la implementación de TPM en sistemas eléctricos de distribución

La metodología de mantenimiento productivo total TPM aplicada a sistemas eléctricos de distribución debe descansar en siete pilares principales

- Mejoras enfocadas
- Mantenimiento autónomo
- Mantenimiento planificado o progresivo
- Mantenimiento de calidad
- Prevención del mantenimiento
- Mantenimiento en áreas administrativas
- Entrenamiento y desarrollo de habilidades

Antes de comenzar con un programa de mantenimiento preventivo o de cualquier tipo, lo primero es tener el activo físico bajo condiciones básicas de operación: Estas son:

- No tener partes sueltas (mal atornilladas, abiertas, sin tapas, etc.)
- Tener el activo físico limpio (sin basura, sin polvo o suciedad)

a).- Mejoras enfocadas, son actividades que se desarrollan con la intervención de las diferentes áreas comprometidas en el proceso productivo, con el objeto de maximizar la efectividad global de los equipos, procesos y áreas; todo esto a través de un trabajo organizado en equipos funcionales e interfuncionales que emplean metodología específica y centran su atención en la eliminación de cualquiera de las 16 pérdidas existentes en un proceso de operación y que se pueden presentar en el sistema.

b).- Mantenimiento autónomo, el mantenimiento autónomo se fundamenta en el conocimiento que el operador tiene para dominar las condiciones del equipamiento, esto es, mecanismos, aspectos operativos, cuidados y conservación, manejo, averías, etc.

Con este conocimiento los operadores podrán comprender la importancia de la conservación de las condiciones de trabajo, la necesidad de realizar inspecciones preventivas, participar en el análisis de problemas y la realización de trabajos de mantenimiento liviano en una primera etapa, para luego asimilar acciones de mantenimiento más complejas.

c).- Mantenimiento planificado o progresivo, el objetivo del mantenimiento planificado es el de eliminar los problemas del equipamiento a través de acciones de mejora, prevención y predicción.

Para una correcta gestión de las actividades de mantenimiento es necesario contar con bases de información, obtención de conocimiento a partir de los datos, capacidad de programación de recursos, gestión de tecnologías de mantenimiento y un poder de motivación y coordinación del equipo humano encargado de estas actividades.

d).- Mantenimiento de calidad, esta clase de mantenimiento tiene como Propósito mejorar la calidad del trabajo realizado reduciendo la variabilidad, mediante el control de las condiciones de los componentes y condiciones del equipo que tienen directo impacto en las características de calidad del producto o servicio.

Frecuentemente se entiende en el entorno industrial que los equipos producen problemas cuando fallan y se detienen, sin embargo, se pueden presentar averías que no detienen el funcionamiento del equipo pero producen pérdidas debido al cambio de las características de calidad del producto final.

El mantenimiento de calidad es una clase de mantenimiento preventivo orientado al cuidado de las condiciones del producto resultante.

e).- Prevención de mantenimiento, son aquellas actividades de mejora que se realizan durante la fase de diseño, construcción y puesta a punto de los equipos, con el objeto de reducir los costes de mantenimiento durante su explotación.

Una empresa que pretende adquirir nuevos equipos puede hacer uso del historial del comportamiento de la maquinaria que posee, con el objeto de identificar posibles mejoras en el diseño y reducir drásticamente las causas de averías desde el mismo momento en que se negocia un nuevo equipo.

Las técnicas de prevención de mantenimiento se fundamentan en la teoría de la fiabilidad, esto exige contar con buenas bases de datos sobre frecuencia de averías y reparaciones.

f).- Mantenimiento en áreas administrativas, esta clase de actividades no involucra el equipo productivo.

Departamentos como planificación, desarrollo y administración no producen un valor directo como producción, pero facilitan y ofrecen el apoyo necesario para que el proceso productivo funcione eficientemente, con los menores costes, oportunidad solicitada y con la más alta calidad.

Su apoyo normalmente es ofrecido a través de un proceso productivo de información.

g).- Entrenamiento y desarrollo de habilidades de operación, las habilidades tienen que ver con la correcta forma de interpretar y actuar de acuerdo a las condiciones establecidas para el buen funcionamiento de los procesos.

Es el conocimiento adquirido a través de la reflexión y experiencia acumulada en el trabajo diario durante un tiempo.

El TPM requiere de un personal que haya desarrollado habilidades para el desempeño de las siguientes actividades:

- Habilidad para identificar y detectar problemas en los equipos.
- Comprender el funcionamiento de los equipos.
- Entender la relación entre los mecanismos de los equipos y las características de calidad del producto o servicio.
- Poder de analizar y resolver problemas de funcionamiento y operaciones de los procesos.
- Capacidad para conservar el conocimiento y enseñar a otros compañeros.
- Habilidad para trabajar y cooperar con áreas relacionadas con los procesos de mantenimiento.

CAPITULO V ANALISIS Y PRESENTACION DE RESULTADOS

5.1 Análisis de mejorabilidad

Dividimos el Sistema Eléctrico de Distribución en los diferentes sistemas que la conforman, con el fin de poder aplicar el análisis de mejorabilidad según la Tabla N° 5.1.

Los sistemas que conforman el Sistema Eléctrico de Distribución son:

Red de Media Tensión (Red Primaria), Red de Baja Tensión (Red Secundaria), Alumbrado Público y Subestaciones Eléctricas de Distribución.

El análisis consiste en determinar a cuál o cuáles sistemas debo prestar mayor atención.

El análisis identifica por medio de frecuencia de fallas anuales e impactos que se puedan

Tabla N° 5.1 análisis de mejorabilidad

Sistema Eléctrico de Distribución

| Análisis de Mejoras | Impactos | | | | | Suma de Impactos | Riesgo |
|---------------------------------------|------------------|----------------------|-------------------|-----------|----------|-----------------------|---------------|
| | F | R | P | S | A | C | FXC |
| Sistema | Frecuencia Anual | Costos de Reparación | Impacto en el SED | Seguridad | Ambiente | Consecuencias R+P+S+A | Impacto Anual |
| Tablero Eléctrico | | | | | | | |
| Transformador | | | | | | | |
| Seccionador Cut Out | | | | | | | |
| Estructura SAM, SAB según sea el caso | | | | | | | |
| Pozo a Tierra | | | | | | | |

| Cualidad | Peso |
|------------|------|
| Alto | 5 |
| Medio Alto | 4 |
| Medio Bajo | 3 |
| Medio Bajo | 2 |
| Bajo | 1 |
| Ninguno | 0 |

presentar en costo, seguridad, medio ambiente y producción, dando un valor, donde el más alto implica más mejorable. La teoría recomienda enfocarse en el sistema más mejorable, pero en este caso nos basaremos en los cuatro sistemas, debido a la complejidad de cada

sistema y su importancia.

5.2 Análisis tipo espina de pescado

Otra herramienta utilizada es la espina de pescado, ver anexo I., una vez que hemos identificado los sistemas más mejorables, procedemos a dividir cada sistema en sus diferentes componentes y las fallas que puede presentar cada uno. Aquí aplicamos la “lluvia de ideas”, buscando la participación de todos los miembros del grupo de trabajo, haciendo el proceso más dinámico y obteniendo datos con criterio, tal como se ilustra en la Figura N° 5.1.

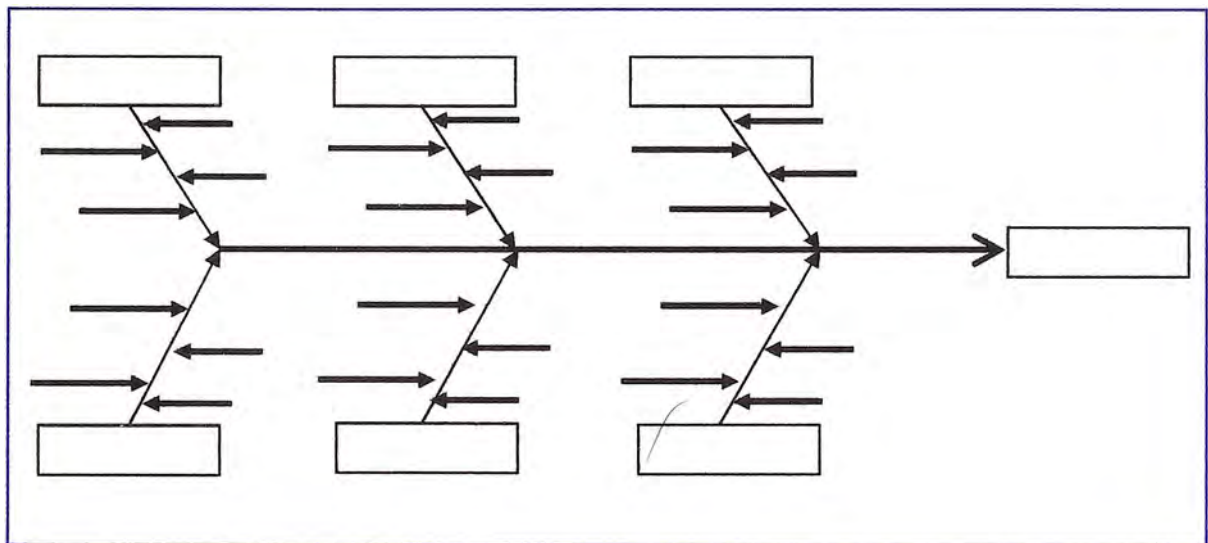


Figura N° 5.1 Esquema Grafico para el Análisis

El detalle de los resultados obtenidos por la técnica de espina de pescado en los sistemas analizados, se muestran en el anexo I.

5.3. Análisis de modos de falla y efectos (AMFE)

Con la información obtenida en la “lluvia de ideas” aplicamos el análisis de modos efectos de falla y criticidad ver anexo II. Este se analiza desde las funciones, sus mecanismos de falla, sus causas, sus consecuencias y qué hacer para eliminar ó minimizar sus consecuencias. Este análisis se ejecuta basándose en la experiencia y conocimiento adquirido por cada uno de los miembros del grupo de trabajo.

El AMFE se puede resumir en 4 elementos básicos:

- Requerimientos y normas de operación
- Fallas funcionales
- Modos de falla
- Efectos de falla

Tabla N° 5.2 hoja de trabajo para análisis de modos y efectos de fallas

| Hoja de Trabajo RCM | | | Consecuencias: | | Severidad | | | | | | |
|---|---|---|--|---------------------------------|--|--|---------------|-----------|--|--------------------------------|------------|
| AMFE Análisis de Modos de Falla Efectos y Criticidad | | | S= seguridad | | 1 Menos de 1000 US\$ | | | | | | |
| | | | O= Operación | | 2 de 1000 a 10.000 US\$ | | | | | | |
| | | | N= No Operacional | | 3 de 10.000 a 100.000 US\$ | | | | | | |
| | | | H= Oculta | | 4 mas de 100.000 US\$ | | | | | | |
| | | | A= Ambiente | | | | | | | | |
| SISTEMA ELECTRICO DE DISTRIBUCION | | MEDIA TENSION | Pagina 1 | Sistema: Baja Tensión | | Función: Distribución y Suministro de Energía en Media Tensión | | | | | |
| | | Aprobado por: | Subsistema: Conductor | | Función: Distribución de Energía Eléctrica en Media Tensión | | | | | | |
| Fecha: | | Observaciones: | | Equipo: | | Función: | | | | | |
| Nº | Componente/ Parte/Ítem Mantenible | Modo de Falla | Cual es la Causa Raiz? Mecanismo de deterioro | Infantil/ Aleatoria /Edad | Efectos de falla (HP) Horas de Parada afectando Sist. (TR) tarea de reparación (CR) Costos de reparación (FA) Frecuencia Anual Sint. : Síntomas | | consecuencias | severidad | Tarea recomendada en contra de las causas o consecuencias de falla | ejecutor | frecuencia |
| 3 | Conductor de BT | no existe pastoral, pastoral visiblemente deteriorado | Arboles en Franja de Servidumbre | Aleatoria, Edad | HP 7 días | TR Mantenimiento o Cambio | S | 1 | Identificación de Datos, Inspección Interna, Mantenimiento , cambio o instalación de nuevo pastoral, incluido la luminaria de ser el caso | Cuadrilla de Alumbrado Publico | Bimensual |
| | | | CR \$ 75 | FA < 1 | Sint. Falta Pastoral, Pastoral Corroído | O | 2 | | | | |
| | | | Vano de MT no cumple con DMS | Aleatoria, Edad | HP 7 días | TR instalación de protector contra aves | N | 3 | Identificación de Datos, Inspección , Mantenimiento , cambio o instalación de nuevo pastoral, incluyendo luminaria y protector contra aves de paso de ser necesario. | Cuadrilla de Alumbrado Publico | Bimensual |
| | | | | | CR \$ 10 | FA < 1 | H | 4 | | | |
| | | | | | Sint. Pastoral Quebrado o Ausencia | A | A | | | | |

se ilustra la herramienta elaborada en excel en la Tabla N° 5.2, elaborada para obtener el análisis de modos de falla y efectos. Como resultado del AMFE, a cada modo de falla y su causa, se le estableció una tarea recomendada para minimizar o eliminar su efecto en el proceso productivo; esto permitió al grupo obtener manuales de mantenimiento preventivo con su frecuencia de inspección (realizado por personal técnico capacitado) y de mantenimiento autónomo (realizados por el operadores y personal durante los mantenimientos programados). En adición al mantenimiento preventivo y autónomo; se le plantea el mantenimiento predictivo correspondiente, esto debe asignarse a un área de la empresa con personal directamente involucrado en el mantenimiento y con las capacidades necesarias.

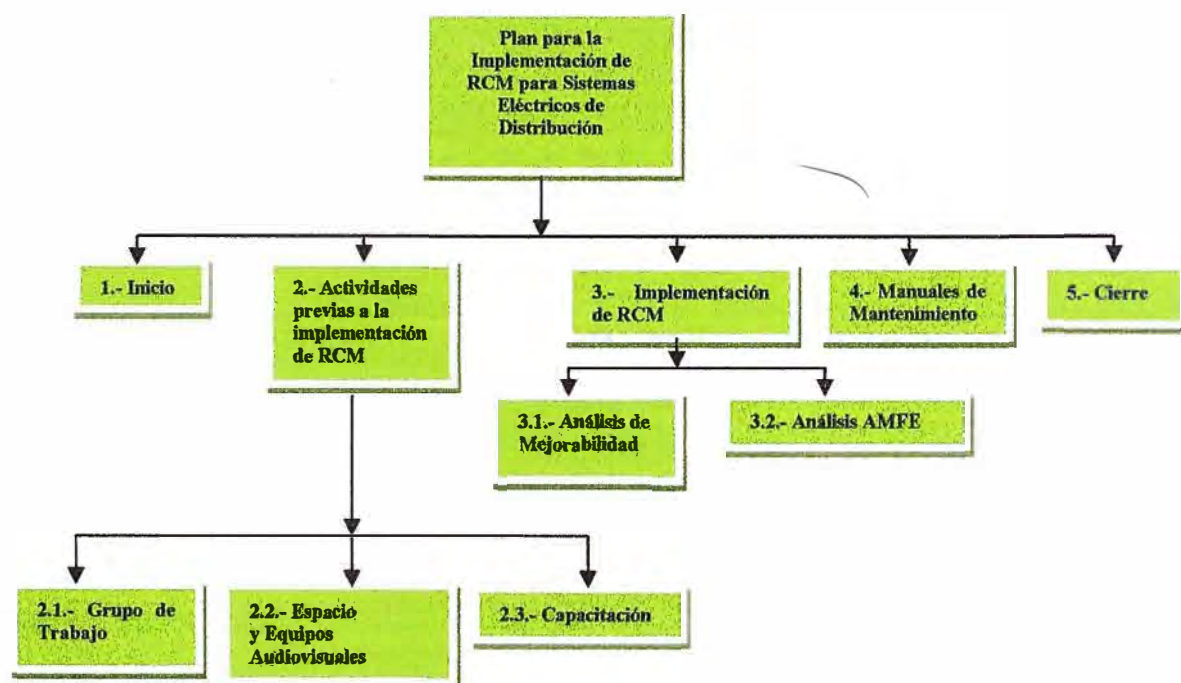


Figura N° 5.2 Criterio para la implementación de Mantenimiento Centrado en Confiabilidad

Las técnicas de predictivo recomendadas son: análisis termográfico, medición de puesta a tierra, e inspecciones minuciosas. Tanto el análisis modos de falla y efectos, como los formatos de inspecciones termográfica, mediciones de puesta a tierra e inspecciones visuales que forman parte del mantenimiento autónomo, preventivo y predictivo obtenidos durante el proceso se muestran al final de este informe, en el anexo III

5.4. Criterios para implementar TPM y RCM

Como producto de un análisis efectuado se requiere subdividir el trabajo de implementación en varias partes para su mejor organización y comprensión.

En la Tabla N° 5.3 a continuación se describen las actividades que podríamos hacer para implementar, tal como se ilustra en la Figura N° 6.2 anterior. Aquí presentamos algunas actividades que se requerirían en un plan para la implementación del mantenimiento centrado en confiabilidad (RCM) y mantenimiento productivo total (TPM) en sistemas eléctricos de distribución (SED)

Tabla 5.3 actividades propuestas para implementar TMP Y RCM en un S.E.D.

| | Nombre de la Actividad |
|----------|---|
| 1 | Inicio |
| 2 | Actividades previas a la implementación de RCM y TPM |
| 2.1 | Grupo de Trabajo |
| 2.1.1 | Selección de Personal Calificado |
| 2.1.2 | Definir Calendario de Reuniones |
| 2.2 | Espacio y Equipo Audiovisual |
| 2.2.1 | Coordinar sala, proyector y computadora |
| 2.2.2 | Manuales Técnicos de la SED |
| 2.3 | Capacitación |
| 2.3.1 | Inducción en RCM y TPM |
| 2.3.2 | Definir Tareas a cada miembro |
| 3 | Implementación de RCM y TPM |
| 3.1 | Análisis de Mejorabilidad |
| 3.1.1 | Seccionar la SED en sistemas |
| 3.1.2 | Probabilidad de falla en cada componente |
| 3.1.3 | Documentación digital del análisis |
| 3.2 | Análisis AMFE |
| 3.2.1 | evaluar causa raíz de falla |
| 3.2.2 | establecer tareas de mantenimiento |
| 3.2.3 | elaboración de hojas digitales del AMFE |
| 4 | Manuales de Mantenimiento |
| 4.1 | Manual de Mantenimiento Preventivo |
| 4.2 | Lista de Chequeo del Operador |
| 4.3 | Programa de Inspección por Mant. Predictivo |

a) Auditoria interna de gestión moderna

Ante la necesidad de la institución de poder medir el avance del proyecto y poder garantizar el beneficio y el cumplimiento de los objetivos planteados, se recomienda

Tabla N° 5.4 Auditoria de Implementación de Gestión Moderna

| AUDITORIA DE GESTION MODERNA | | | | |
|--|--------------|--------------------------------|----------------------|---------------|
| Auditor: | | Fecha: | | |
| Activo: | | Alimentador, SED, UUNN: | | |
| Etapa 1 | | | | |
| DETALLE | SI | NO | OBSERVACIONES | |
| Equipo con muchas tareas de M. Predictivo | | | | |
| Equipo con alto costo por M. Preventivo | | | | |
| Equipo con alto numero de acciones correctivas | | | | |
| Equipo con altos riesgos para la seguridad y medio ambiente | | | | |
| Equipo con alto costo global por mantenimiento | | | | |
| Equipo prioritario durante el Mantenimiento Programado | | | | |
| Aplica para implementar proceso de RCM | | | | |
| INDICADORES | | | | |
| Numero total de actividades para Mantenimiento Preventivo Diseñadas: | | | | |
| Numero total de actividades para Mantenimiento Predictivo diseñadas: | | | | |
| Numero total de actividades para Mantenimiento Autónomo diseñadas: | | | | |
| Porcentaje de fallas atendidas por Preventivo: | | | | |
| Porcentaje de fallas atendidas por Predictivo: | | | | |
| Porcentaje de fallas atendidas por Autónomo: | | | | |
| Cumplimiento del programa de Mantenimiento Preventivo: | | | | |
| Cumplimiento del programa de Mantenimiento Predictivo: | | | | |
| Cumplimiento del programa de Mantenimiento Autónomo: | | | | |
| Etapa 2 | | | | |
| DETALLE | CANT. | OBSERVACIONES | | |
| Numero de modos de falla analizados | | | | |
| Numero de fallas con impacto sobre la seguridad y el ambiente | | | | |
| | | Responsable | Compra | Estado |
| Numero de rediseños recomendados | | | | |
| Numero de actividades de reemplazo programado | | | | |

realizar auditorías cada tres meses con el fin de verificar y controlar que los programas de

Tabla N° 5.5: Matriz de responsabilidades para implementación de RCM y TPM (participantes y responsables)

| MATRIZ DE ASIGNACION DE RESPONSABILIDADES | | | | | | | |
|--|--------------------------|---|------------|-------------------------|---------------------|-----------------------------|------------------------------------|
| NOMBRE DEL PROYECTO | | IMPLEMENTACION DE RCM y TPM EN EL SISTEMA ELECTRICO DE DISTRIBUCION | | | | | |
| Director del Proyecto | | | | | | | |
| Facilitador | | | | | | | |
| Recursos | Responsable de Logística | Director del Proyecto | Secretaría | Supervisor Electricista | Especialista en RCM | Tec. Especialista en Líneas | Tec. Especialista en Subestaciones |
| | Clasificación | | | | | | |
| Tareas | Clasificación | | | | | | |
| Selección del Equipo para Implementar RCM y TPM | P | R | P | P | P | P | P |
| Coordinador del Proceso | P | P | P | P | R | P | P |
| Conformación del Grupo de Trabajo | P | R | P | P | P | P | P |
| Capacitación del Grupo de Trabajo sobre RCM y TPM | P | P | P | P | R | P | P |
| Coordinación de reuniones semanales | P | P | P | R | P | P | P |
| Solicitud de Sala y Equipos Audiovisuales | P | P | P | R | P | P | P |
| Documentación Técnica Requerida en cada reunión | R | P | P | P | P | P | P |
| Generación de hojas AMFE para análisis del Grupo de Trabajo | P | P | P | P | R | P | P |
| Control de asistencia a reuniones | P | P | R | P | P | P | P |
| Digitación de información recopilada en cada reunión | P | P | P | P | R | P | P |
| Elaboración de listas de Chequeo de Mant. Autónomo | P | P | P | P | P | P | P |
| Aplicación del Mantenimiento Autónomo | P | P | P | P | P | P | P |
| Elaboración de Listas de Chequeo para Mant. Preventivo | P | P | P | P | R | P | P |
| Aplicación del Mantenimiento Preventivo | P | P | P | P | P | R | P |
| Seguimiento a la ejecución de los Mantenimientos | P | P | P | P | P | P | P |
| Generación del Manual de RCM | P | P | P | P | R | P | P |
| Supervisión de la ejecución del proceso | P | P | P | P | P | P | P |
| Realizar auditorías de RCM cada 3 meses | P | P | P | P | P | P | P |
| Generar Indicadores de RCM y retroalimentar a los involucrados | P | P | P | P | P | P | P |

mantenimiento autónomo, preventivo y predictivo diseñados para el activo, se ejecuten con la frecuencia establecida en el plan.

Además es requerido que las recomendaciones o rediseños planteados en el SED se realicen oportunamente y dentro del tiempo establecido. Se presenta un formulario de auditoría de RCM para dar seguimiento y control al proceso aplicación, el cual se

detalla en la Tabla N° 5.4 anterior.

b) Criterio de distribución de responsabilidades para implementar RCM y TPM

Como parte del proceso de planificación del proyecto planteado es requerido asignar a cada involucrado del equipo los roles y responsabilidades, aplicando correctamente sus habilidades y conocimientos adquiridos.

Se presenta la matriz de responsabilidades (ver Tabla N° 5.5) de los miembros que conformaría un grupo especial de trabajo para desarrollar el plan de implementación del RCM y TPM en el S.E.D.

5.5 Decisiones estratégicas y operativas a seguir para la implementación de gestión del mantenimiento moderno en sistemas eléctricos de distribución bajo enfoque TPM y RCM

a) Implementación de un sistema de gestión integrado en la empresa, que abarque la gestión de seguridad, salud, calidad, medio ambiente buscando su certificación progresiva bajo estándares internacionales.

Esto permitirá estandarizar todos los procedimientos administrativos de la empresa, que mas inciden en la calidad del servicio como por ejemplo el proceso de logística y la entrega a tiempo de los insumos, materiales y herramientas de calidad para lo cual se contara con una base de datos de proveedores con los que se vera la certificación de sus productos de acuerdo a especificaciones técnicas de productos bajo normas peruanas e internacionales.

Asimismo este sistema nos permitirá organizar adecuadamente el proceso de selección de personal, su capacitación permanente para que reducir el tiempo de adecuación al trabajo que se realiza en la empresa, el manejo adecuado y estandarizado de incentivos laborales y velar por un adecuado clima laboral que incida en su mayor productividad, teniendo en cuenta las normas laborales nacionales.

Especialmente se hará incidencia en la seguridad, salud y medio ambiente, para lo cual se contratara a un profesional con experiencia directiva y que liderara al mas alto nivel al equipo de profesionales de seguridad, salud y medio ambiente, desarrollando un sistema que nos permita reducir o eliminar riesgos a la salud, seguridad y medio ambiente.

b) Implementación de TPM y RCM, para lo cual se requerirá el compromiso de los directivos de la empresa, para lo cual se tomara la decisión de contratar un profesional capacitado y con experiencia en implementación, con experiencia y formación en sistemas eléctricos de distribución que será el líder del proyecto de implementación, para ello se le otorgara los recursos necesarios para su implementación.

Entre los recursos necesarios para la implementación están los recursos humanos, que serán parte de las diversas aéreas o jefaturas encargadas de los procesos de mantenimiento y administrativos como son mantenimiento y gestión logística, con lo que se constituirá un grupo de trabajo que establecerá un calendario de trabajo de tal manera que no afecte sus funciones ya establecidas previamente.

Mediante los análisis de modos de falla y efecto que se harán a todo el sistema eléctrico de distribución se determinaran los activos físicos y subsistemas que requieren especial atención por tener mayor incidencia en la confiabilidad del sistema, luego de lo cual elaboraran los procedimientos y manuales de mantenimiento autónomo, predictivo, preventivo y correctivo

c) Implementación de trabajos con tensión, para mantenimientos preventivos y correctivos en líneas y redes primarias, para lo cual se elaborara un plan de capacitación y de entrenamiento del personal técnico de la empresa, el Grupo de Trabajo contara con manuales y procedimientos de trabajos en caliente además de tener equipos y herramientas aisladas especiales para el trabajo que realizaran, como ejemplo:

- Mantas aisladas,
- Pértigas aisladas,
- Guantes aislados de media tensión,
- Andamios aislados,
- Herramientas aisladas,
- Trajes conductivos,
- etc.

siempre teniendo en cuenta el enfoque TPM y RCM del plan que se implementara y con especial atención en la calidad del trabajo a realizar, la seguridad y salud del personal que interviene y la reducción al mínimo del impacto al medio ambiente del entorno donde se va a hacer la intervención.

d) Implementación de hidrolavado de aisladores en líneas y redes primarias, para lo cual se contara con los equipos y personal de hidrolavado necesarios como:

- Camión grúa 4x4 con brazo telescópico de fibra de vidrio aislado y canastilla de fibra de vidrio aislada para niveles de tensión superior a 34,5 kV. El camión grúa debe contar con un sistema de aterramiento portátil.
- Motor de Gasolina de 80 HP y Bomba Turbina de 4 etapas y presión máxima de 1000 PSI.

- Camión Cisterna 4x4 con capacidad para Transportar 5,000 litros de agua.
- Resistivímetro, el agua debe tener una resistividad superior a los 2000 ohm-cm.
- Anemómetro, la velocidad del viento no debe superar los 40 km/hr.
- Higrómetro.
- etc.

e) Los Transformadores de Distribución se estandarizaran progresivamente, se volverán cada vez mas similares en sus características tales como relación de transformación, Voltajes nominales, potencia, etc. Con el objetivo de reducir el stock de repuestos almacenados y por lo tanto reducir los costos.

Para esto se actualizara la información de todas las Subestaciones de Distribución teniendo en cuenta sus datos de funcionamiento promedio a fin de reemplazarlos progresivamente cuando se requiera y en los nuevos proyectos de ampliaciones de servicio eléctrico que requiera la adquisición de Transformadores se tendrá en cuenta esta estandarización

f) Entrenamiento al Personal en Pruebas Eléctricas, como parte del mantenimiento predictivo a implementarse se elaborara un cronograma de capacitaciones al personal técnico (ingenieros y técnicos electricistas) en Inspección con Cámaras Termográficas a fin de detectar posibles fallas en los componentes del Sistema Eléctrico de Distribución, también se hará entrenamiento en equipos de pruebas multifuncionales para hacer pruebas de descargas parciales a las Líneas Primarias y Transformadores de Distribución.

g) Geo-referenciación, Los Activos físicos como estructuras, seccionamientos, bancos de condensadores, subestaciones de distribución, vanos de redes secundarias y redes primarias se ubicaran en planos UTM mas conocida como geo-referenciación de tal manera que se pueda contar con su ubicación exacta y disponer de todas las especificaciones técnicas del activo físico en un software GIS.

h) Estandarización de los procedimientos de mantenimiento moderno en el Sistema Eléctrico de Distribución, vía formatos, procedimientos y manuales que deben ser actualizados en forma periódica, ver anexo III

CAPITULO VI

APLICACIÓN A UN SISTEMA ELECTRICO DE DISTRIBUCION REAL

Introduccion

Las características operacionales particulares de los SED (varias topologías, diferentes regiones geográficas, diversos elementos de protección y maniobra) hacen que éstos presenten un alto riesgo en la interrupción del suministro de energía eléctrica. Además de esto, el ambiente competitivo en el cual se desempeñan actualmente las empresas distribuidoras, impone a las mismas un enfoque estratégico de las acciones de mantenimiento, dado que aspectos técnico-económicos relacionados a la calidad de servicio señalan la necesidad de aplicar estrategias de mantenimiento capaces de extender la vida útil de los elementos más críticos y aumentar así la confiabilidad del sistema eléctrico. La eficiencia, flexibilidad y facilidad de aplicación de las diferentes técnicas de mantenimiento en el sector eléctrico constituyen una poderosa herramienta para mejorar la confiabilidad de los SED. En este sentido, la política de mantenimiento, el plan de mantenimiento y los programas de mantenimiento deben ser elaborados a partir de los requerimientos particulares del sector eléctrico y en función de cada instalación en particular. Es recomendable utilizar una metodología que permita enfocar los recursos disponibles hacia aquellos sistemas con mayor índice de fallas en un determinado período de tiempo a través de un análisis meramente estadístico y económico, que considere además la influencia del estado operacional de los componentes (interruptores, reconectores, seccionadores, bancos de capacitores, entre otros) sobre la confiabilidad de los sistemas eléctricos. La clave para determinar el intervalo de mantenimiento consiste en encontrar el punto óptimo que dé como resultado, un mínimo costo operativo y de mantenimiento para las redes de distribución, manteniendo la confiabilidad del sistema en niveles aceptables.

El mantenimiento representa un alto porcentaje de la inversión y del costo de operación de un SED y esto justifica los estudios necesarios para determinar el tipo y la frecuencia de mantenimiento a ser utilizado en cada área del sector eléctrico [7], [8].

6.1. Descripción del sistema eléctrico de distribución de la provincia de Talara

De acuerdo a la memoria anual del año 2007, en la unidad de negocios Talara, se cuenta con 36,997 clientes ubicados en su zona de concesión, de acuerdo a la Figura N° 6.1. El sistema eléctrico de distribución consiste en redes de media tensión, baja tensión y subestaciones que forman parte a su vez de cinco alimentadores en media tensión, que comprenden la distribución y suministro de energía eléctrica en las localidades descritas en la Figura N° 6.1, estos alimentadores a su vez comprenden subestaciones eléctricas de distribución mayormente aéreas, seccionamientos, postes de media tensión, conductores de cobre o mayormente de aluminio, redes secundarias, sus acometidas y correspondiente redes de alumbrado público.

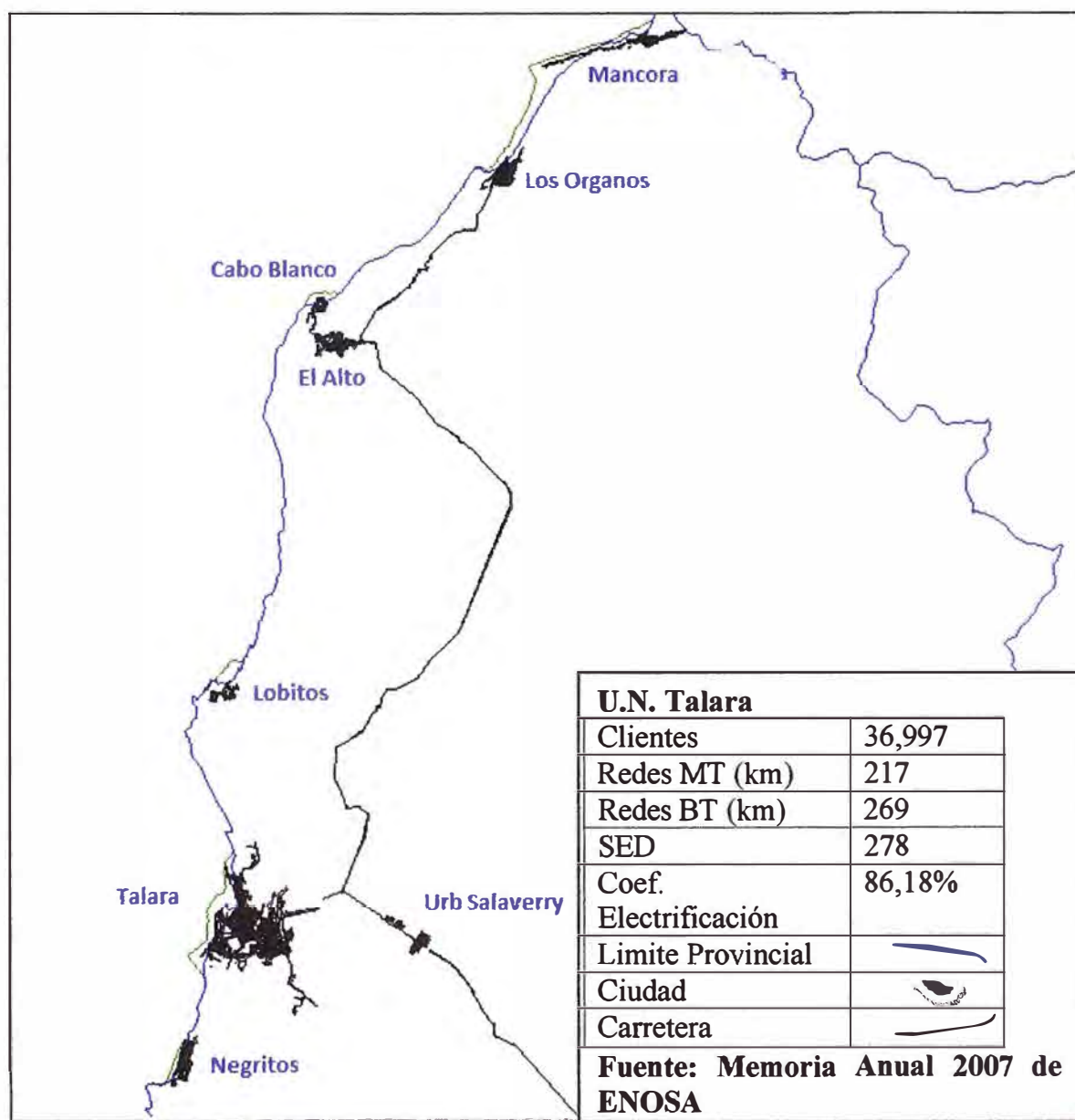


Figura N° 6.1 Zona de concesión de la provincia de Talara

Tabla N° 6.1 Alimentadores en media tensión de la provincia de Talara.

| N° | Alimentador | Nivel de Tensión | Localidades comprendidas |
|-----|----------------|------------------|--|
| 1,0 | Alimentador 36 | 10kV | Negritos, zona sur de Talara, zona norte de Talara |
| 2,0 | Alimentador 37 | 10kV | Zona centro de Talara |
| 3,0 | Alimentador 38 | 10kV | Lobitos, Talara Alta, Urb. Salaverry |
| 4,0 | Alimentador 55 | 22,9kV | El Alto, Cabo Blanco, Los Órganos |
| 5,0 | Alimentador 56 | 10kV | Mancora |

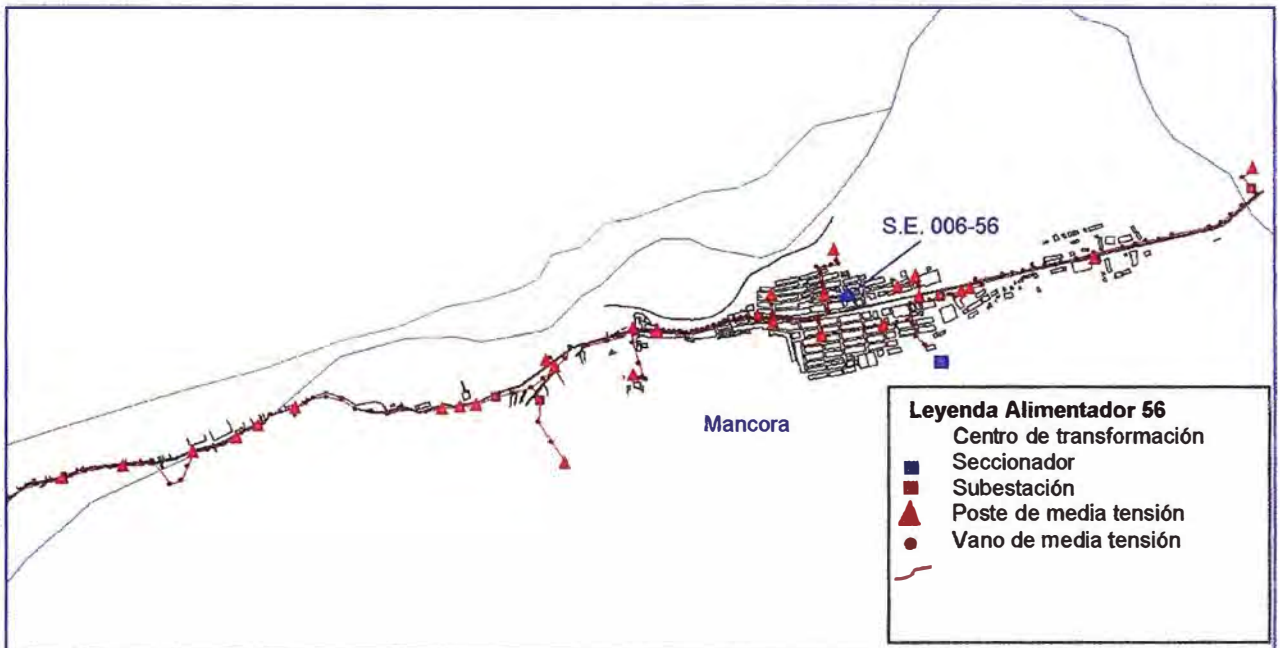


Fig. N° 6.2 Alimentador de media tensión N° 56, correspondiente a la localidad de Mancora.



Figura N° 6.3 Redes secundarias correspondientes a la S.E. 006-56

Para hacer la aplicación de este nuevo enfoque de mantenimiento utilizaremos el sistema eléctrico de distribución de Mancora que comprende al alimentador N° 56 . Si queremos visualizar una subestación típica que corresponde al alimentador N° 56 escogemos la S.E. 006-56 que esta ubicada en la calle Tumbes de la ciudad de Mancora, visualizada en la Figura N° 6.3. Todos los alimentadores comprenden características muy similares, el mismo comentario podemos hacer de las S.E. 006-56 tiene características muy similares por lo que podemos deducir aplicaciones para otras S.E. que se muestran en este capítulo.

Tabla N° 6.2 Subestaciones de distribución del alimentador N° 56 de la concesionaria

| SED | Nombre | Descripción S.E. |
|------------|------------------------------|---|
| 007-56 | S.E. SANTA ROSA | S.E. aérea biposte: 75kVA, 3f, D-Y, 10/0.38-0.22 kV |
| 009-56 | S.E. PIURA CDRA 3 | S.E. aérea biposte: 100 kVA, 3f, D-Y, 10/0.38-0.22 kV |
| 001-56 | S.E. TALARA CDRA 3 | S.E. aérea biposte: 75 kVA, 3f, D-Y, 10/0.38-0.22 kV |
| 002-56 | S.E. TALARA CDRA 5 | S.E. aérea biposte: 80 kVA, 3f, D-Y, 10/0.38-0.22 kV |
| 006-56 | S.E. TUMBES | S.E. aérea biposte: 100 kVA, 3f, D-Y, 10/0.38-0.22 kV |
| 004-56 | S.E. PANAMERICANA SUR | S.E. aérea monoposte: 25 kVA, 3f, D-Y, 10/0.38-0.22 kV |
| 017-56 | PEÑITAS 3 - POCITAS | S.E. aérea monoposte: 25 kVA, 3f, D-D, 10/0.22 kV |
| 018-56 | S.E. LAS PEÑITAS 4 - POCITAS | S.E. aérea monoposte: 75 kVA, 3f, D-D, 10/0.22 kV |
| 023-56 | S.E. LAS PEÑITAS 6 - POCITAS | S.E. aérea monoposte: 25 kVA, 3f, D-Y, 10/0.22 kV |
| 005-56 | S.E. GRAU | S.E. aérea monoposte: 40 kVA, 3f, D-Y, 10/0.38-0.22 kV |
| 010-56 | S.E. SECTOR INDUSTRIAL | S.E. aérea monoposte: 60 kVA, 1f, fase-fase, 10/0.22 kV |
| 012-56 | S.E. ALUMBRADO PUBLICO1 | S.E. aérea monoposte: 25 kVA, 3f, D-D, 10/0.22 kV |
| 003-56 | S.E. NICARAGUA | S.E. aérea monoposte: 25 kVA, 3f, Y-Y, 10/0.38-0.22 kV |
| 016-56 | PEÑITAS 2 - POCITAS | S.E. aérea monoposte: 25 kVA, 3f, D-D, 10/0.22 kV |

En la Tabla N° 6.2 se presenta un listado de las subestaciones eléctricas propiedad de la concesionaria y que pertenecen al alimentador en media tensión N° 56, correspondiente a la localidad de Máncora y sus correspondientes datos técnicos.

Tabla N° 6.3 Seccionamientos del alimentador N° 56

| Seccionamiento | Función | Tipo |
|------------------------|-----------------------------|-------------|
| Seccionamiento Hielosa | Protección y seccionamiento | Cut-out |
| Seccionamiento Belmont | Protección y seccionamiento | Cut-out |
| Secc. Pórtico Pocitas | Protección y seccionamiento | Cut-out |
| Secc. Barrio Nicaragua | Protección y seccionamiento | Cut-out |
| Secc. El Dorado | Protección y seccionamiento | Cut-out |

En la Tabla N° 6.3, presentamos un listado de todos los seccionamientos que corresponden al alimentador 56, el conocimiento de su ubicación dentro del alimentador nos va a permitir aislar fallas para mantenimientos correctivos de emergencia o retirar una sección del alimentador para poder efectuar mantenimiento programado sea correctivo o preventivo.

Tabla N° 6.4 Datos del alimentador N° 56

| | | |
|---------------|-------|-------|
| Subestaciones | 33 | SED |
| Luminarias | 630 | UAP |
| Postes BT | 897 | poste |
| Postes MT | 146 | poste |
| Vanos BT | 28254 | m |
| Vanos MT | 11482 | m |

Los datos de la Tabla N° 6.4 anterior nos muestran la cantidad de componentes del alimentador N° 56 y nos permitirán elaborar un plan de mantenimiento y calcular la logística necesaria para su realización.

Para programar un mantenimiento adicionalmente requerimos conocer la logística con la que se cuenta y la eficiencia del grupo de trabajos, una cuadrilla de trabajo para siliconado de aisladores debe contar con los permisos correspondientes para efectuar el corte de energía, así ocurre también para los trabajos con líneas energizadas que requieren un permiso especial antes de iniciar las labores de mantenimiento.

6.2. Aplicación óptima de RCM y TPM al mantenimiento de sistemas eléctricos de distribución

Según estas dos nuevas filosofías de mantenimiento tanto RCM como TPM deberían traducirse en la implementación de un plan de mantenimiento que los incorpore y recordando que la aplicación óptima es aplicar TPM priorizando una nueva cultura dentro del personal técnico y RCM la disponibilidad de los equipos en forma simultánea, lo que deviene en el enfoque graficado en la Figura N° 6.4.

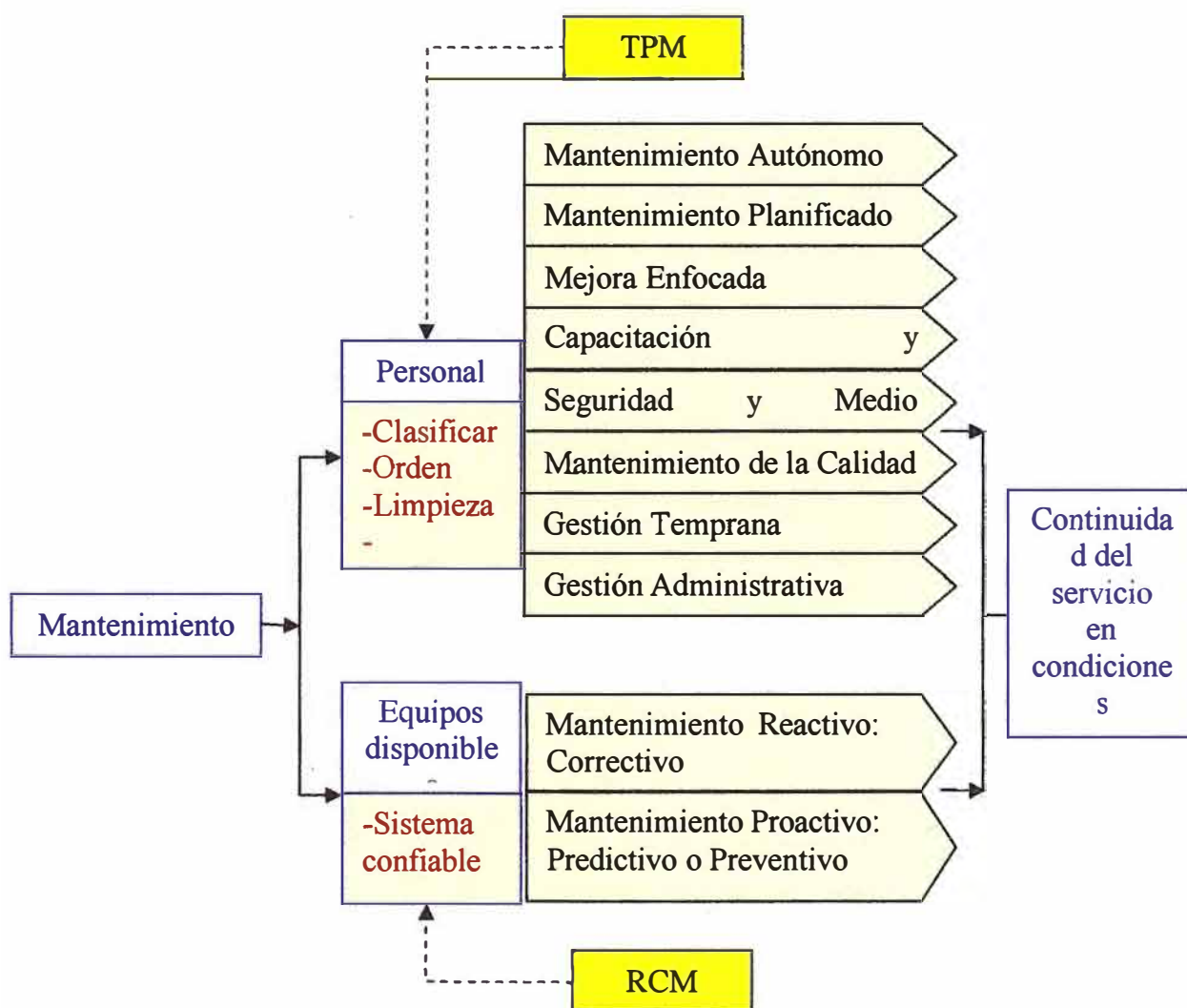


Figura N° 6.4 Enfoque del Mantenimiento a aplicar en el Sistema Eléctrico de Distribución

según la Figura N° 6.2 tenemos los siguientes componentes de un sistema de distribución ver Tabla N° 6.5, el caso del alimentador N° 56 es típico, todos los alimentadores de la Unidad de Negocios Talara de Electronoroeste S.A. presentan componentes similares.

RCM nos permite priorizar las actividades de mantenimiento en los equipos mas críticos del sistemas via análisis de modos de falla y análisis tipo espina de pescado, ver anexos I y II del presente informe, luego de lo cual podemos pasar a las actividades de mantenimiento definidas en las Tablas N° 6.7 a la Tabla N° 6.19 del presente capitulo, luego esta también los trabajos con líneas energizadas que se pueden hacer después de un análisis de fallas.

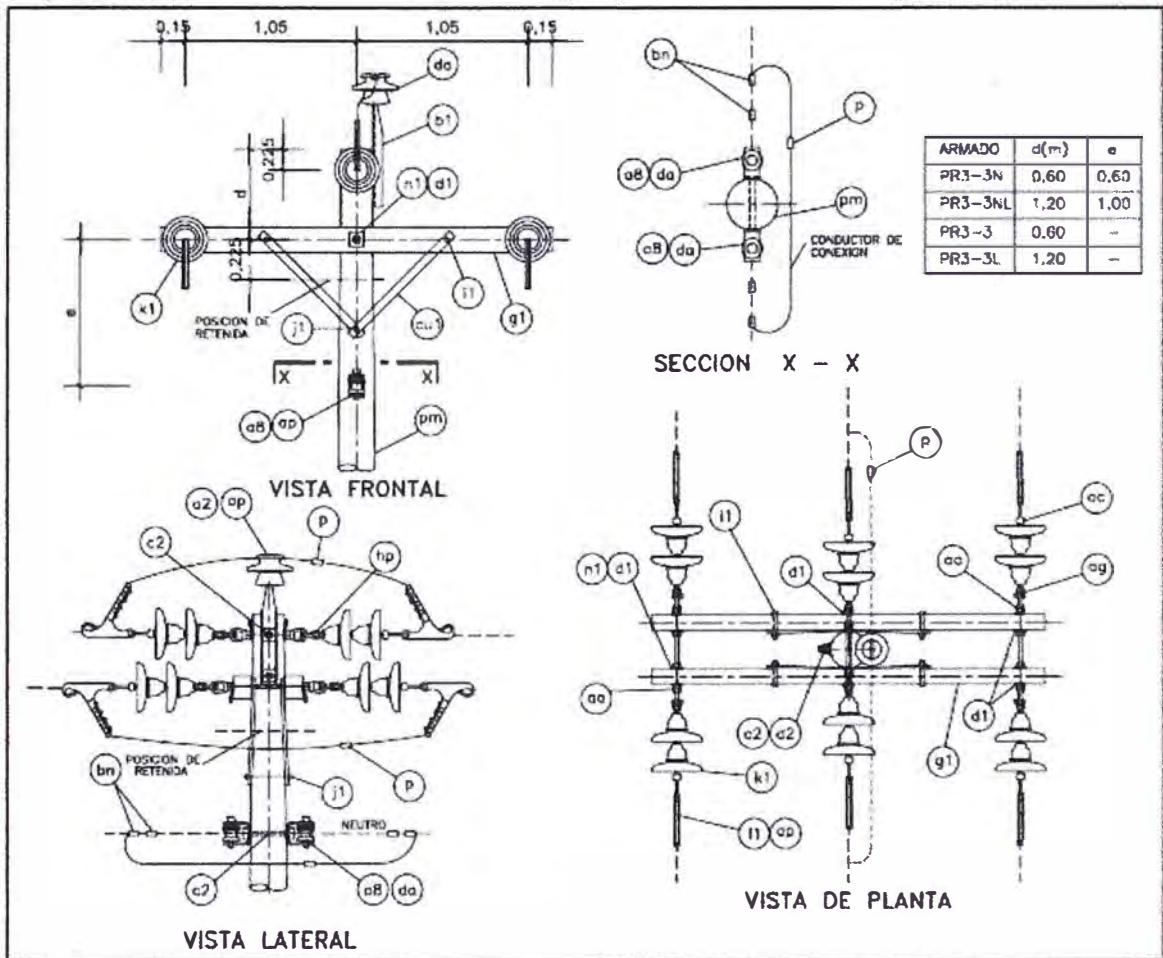


Figura N° 6.5 Armado de media tensión

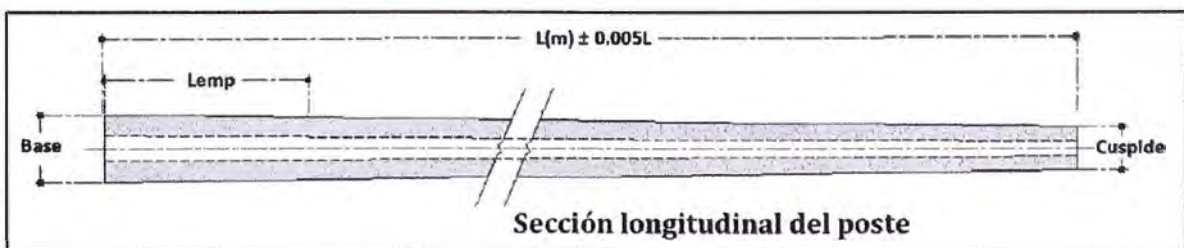


Figura N° 6.6 Vista de perfil de poste de concreto armado centrifugado

En las Figuras N° 6.5, N° 6.6, N° 6.7 y N° 6.8 se presenta una ilustración de los postes y armados en media tensión, es importante conocer al detalle el tipo de armado que corresponde a una intervención de mantenimiento por que esto nos va a permitir tener una respuesta adecuada de requerirse el trabajo sea proactivo o reactivo.

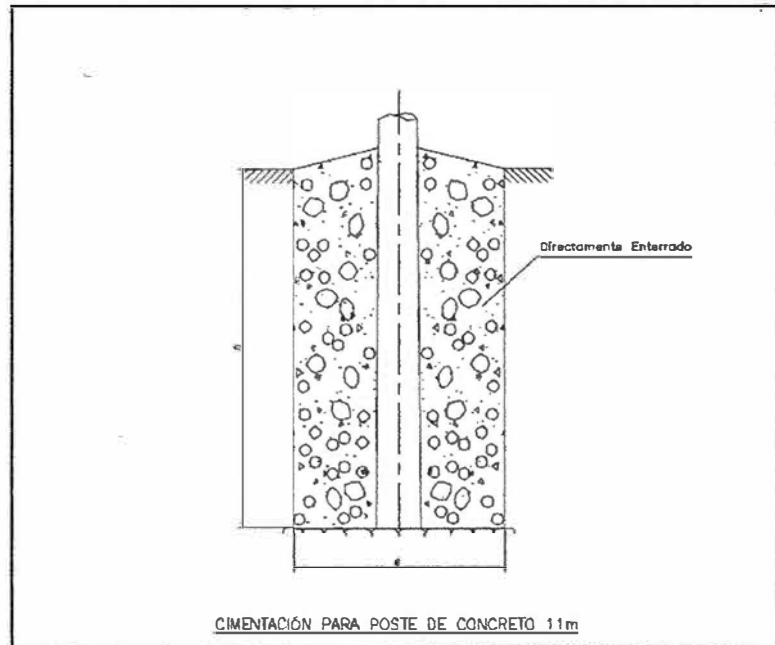


Figura N° 6.7 corte de una cimentación de poste de concreto de 11m

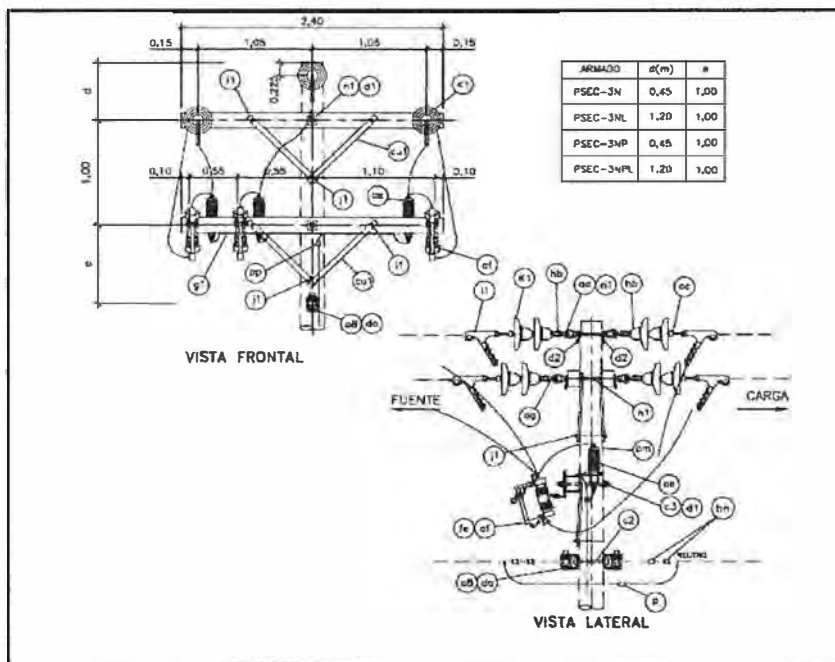


Figura N° 6.8 vista de un seccionamiento de media tensión

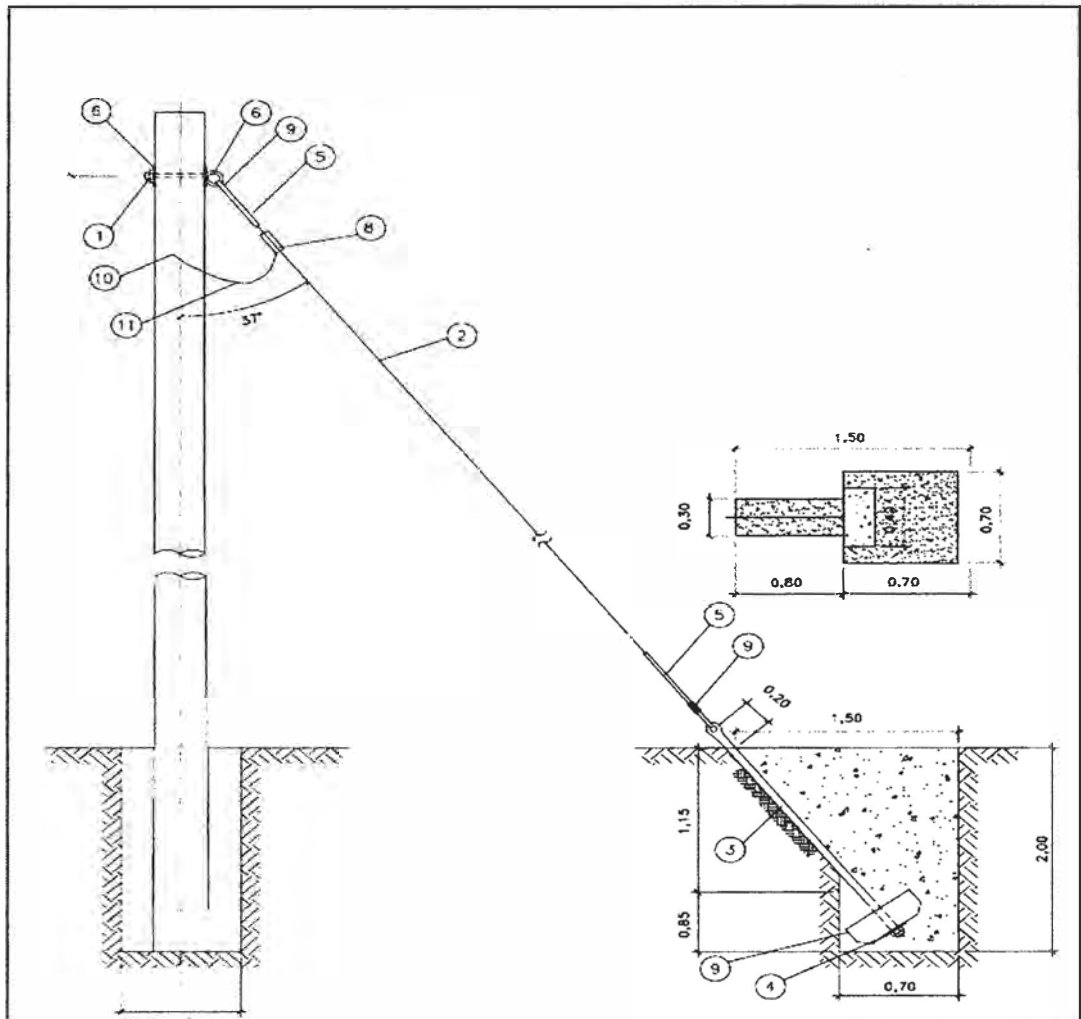


Figura N° 6.9 vista de una retenida de poste

En la Figura N° 6.9 se esta presentando una ilustración de una retenida, es una forma típica ya que también se presentan otras formas de retenidas en un sistema eléctrico de distribución, pero la función siempre es la misma, se observa un detalle de sus componentes y forma de montaje a fin de que el personal técnico pueda contar con mayor información al momento de sus labores. En la Figura N° 6.10 presentamos de manera general la forma de montaje y los accesorios de una subestación de distribución biposte, en esta parte si se cuenta con algunos componentes importantes como es el transformador de distribución, el tablero eléctrico y el seccionador.

Debemos mencionar que entre las principales actividades de mantenimiento predictivo tenemos que aplicar aquí inspección visual y termografica, además de pruebas en el transformador tanto a su aislamiento, como su función principal que es relación de transformación.

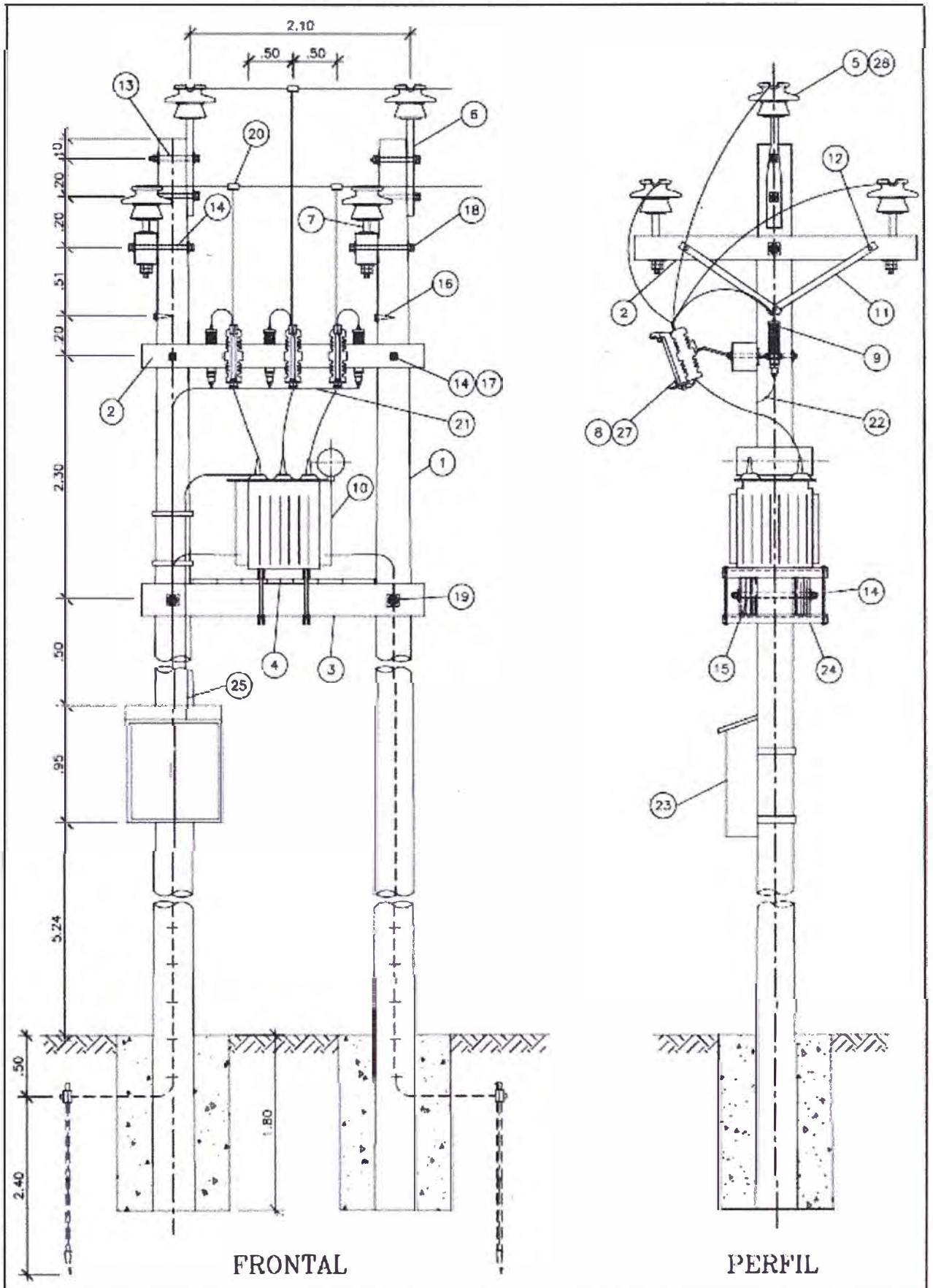


Figura N° 6.10 vista de una subestación eléctrica de distribución, con sus principales componentes.

Tabla N° 6.5 Componentes mas importantes del sistema de distribución

| Redes primarias | | |
|---|---|--------------|
| Conductores | Conductor de Cu o Al | |
| Cimentaciones | Concreto y piedra | Fig. N° 6.7 |
| Armados | Aisladores, ferretería, ménsulas o crucetas | Fig. N° 6.5 |
| Postes | Poste CAC, Fierro o Madera | Fig. N° 6.6 |
| Seccionamiento | Fusibles, seccionador, ferretería | Fig. N° 6.8 |
| Retenidas | Cable AG, varilla, bloque de concreto, etc | Fig. N° 6.9 |
| Pozo a Tierra | Varilla coperweld, cable de bajada a tierra | |
| Redes secundarias | | |
| Armados | Aisladores, ferretería, mensulas o crucetas | |
| Postes | Postes CAC, fierro o madera | |
| Conductores | Conductor aislados portante o convencional | |
| Cimentaciones | Concreto y piedra | Fig. N° 6.7 |
| Retenidas | Cable AG, varilla, bloque de concreto | Fig. N° 6.9 |
| Alumbrado Publico | | |
| Luminaria | Condensador, lámpara, ignitor, etc. | |
| Pastoral | pastoral de concreto o fierro, accesorios. | |
| Equipo de Control | Reloj, contactor, termomagnetico, etc. | |
| Conductores | Conductor portante o convencional | |
| Subestaciones eléctricas de distribución | | |
| Transformador | Trifásicos o monofásicos. | Fig. N° 6.10 |
| Tablero | Interruptores Termomagneticos, Barras, etc. | Fig. N° 6.10 |
| Armado | Media loza, palomilla, aisladores, etc. | Fig. N° 6.10 |
| Seccionador | Fusibles, seccionador, soportes | Fig. N° 6.10 |
| Poste | Concreto armado centrifugado | Fig. N° 6.10 |
| Pozo a Tierra | Varilla coperweld, cable de bajada a tierra | Fig. N° 6.10 |

En la Tabla N° 6.5 hemos listado los principales componentes de cada subsistema de un sistema eléctrico de distribución típico. Es preciso tener en cuenta esta información para prever repuestos y actividades a realizar durante el mantenimiento que se realice en el sistema eléctrico.

6.3.- Plan de mantenimiento con enfoque RCM y TPM

Una aplicación de los enfoques RCM y TPM debe traducirse en un plan de mantenimiento general del sistema eléctrico de distribución.

a. Hidrolavado de aisladores en líneas energizadas

El lavado en caliente de aisladores efectuado a intervalos regulares aunado a la estricta observancia de sus técnicas, constituye un medio seguro y eficaz para limpiar la mayoría de los contaminantes, a un costo relativamente moderado, ver Figura N° 6.11.

Esta actividad esta dirigido y efectuado por personal experimentado y debidamente entrenado.



Figura N° 6.11 Hidrolavado de aisladores en líneas energizadas

El Responsable Técnico es un ingeniero especializado quien mantiene permanente coordinación con miembros de la cuadrilla de lavado y el Sistema de Despacho, para la óptima realización de sus programas y el mejor logro de sus funciones.

El programa de lavado se elaborará para prevenir cualquier incremento peligroso de la contaminación.

De otra manera el lavado podría derivar en fuertes corrientes de fuga que pueden promover fácilmente una “descarga” (flashover).

i. Agua usada para el lavado

Agua cuya resistividad sea inferior a 2,000 ohms - cmt, no debe ser usada. La resistencia de agua varía inversamente de la temperatura. Cuando ésta aumenta la resistencia disminuye.

ii. Boquillas usadas para el lavado

Las boquillas a usarse son de especial diseño, con orificios altamente trabajados y tolerancias muy estrechas. Cuando el “patrón” del “chorro” acuse un cambio notable, las boquillas se remiten al taller de pruebas para su repulido. El orificio comúnmente usado para las boquillas es ¼” de diámetro, aumentando las pérdidas en el chorro de agua a medida que aumenta el diámetro del orificio de la boquilla.

iii. Presión a usarse

La presión óptima en la boquilla para un orificio de ¼” es entre 350 a 400 PSI (lib/pulg²). Presiones inferiores hacen disminuir la distancia del chorro, traen pocas mejoras en la habilidad para limpiar, por haber una dispersión en dicho chorro, que dificulta al lavador la visual y dar en el blanco. Debe tenerse en cuenta que para la manguera standard a usarse (synflex de ¾” de diámetro por 50 mts de largo), la caída de presión en todo el circuito desde la bomba hasta la boquilla (pasando por el carrete, la manguera, las conexiones y la pistola), es aproximadamente de 300 PSI para un gasto de 100 litros por minuto y una boquilla de ¼”.

iv. Personal de trabajo para la cuadrilla de lavado

Para tener procedimientos de operación seguros, las siguientes operarios regirán para la brigada de lavado compuesta por los siguientes elementos:

Dos (2) linieros, (1) operador de bomba, (1) chofer operador, (2) hombre a tierra

Todos los elementos en la medida de lo posible efectuarán alternativamente cada una de las funciones de la brigada a saber:

Supervisor (01), lavador (02), operador (01), hombre de tierra (02)



Figura N° 6.12 Implementos de seguridad para hidrolavado

Podemos ver en la Figura N° 6.12, revelador, resistivímetro, pértiga y guante aislado.

v. Distancia de seguridad

Las distancias de trabajo que líneas abajo se indican, constituyen las distancias mínimas seguras que pueden acercarse la boquilla a la línea energizada sin riesgo alguno, según la Tabla N° 6.6.

Tabla N° 6.6 Distancias mínimas de trabajo

| Distancia mínima de trabajo | Metros |
|------------------------------------|---------------|
| 60 kV | 3.60 |
| 10 kV | 2.40 |

Estas distancias deben ser rigurosamente observadas y se basan en la hipótesis de que el agua tiene una resistencia mínima de 2,000 ohms-cmt y una presión de 400 a 500 PSI en la boquilla.

vi. Practicas de lavado

Antes de comenzar cualquier lavado de aisladores con líneas energizadas, la dirección del viento y condiciones ambientales deben ser comprobados y luego estar atentos a cambios mientras el trabajo se efectúe.

El lavado deberá suspenderse cuando los vientos sean fuertes (Velocidad máx. 40 km/hr) y/o la dispersión del chorro es excesiva.

Donde quiera que sea practicable es mejor lavar en la dirección del viento, para mantener la dispersión del chorro a un mínimo. Siempre se lava 1ero los niveles inferiores cuando se lave los niveles superiores procurar mantener la parte de abajo ya lavada, libre del chorro contaminado de la parte superior. Los 1eros aisladores (3 para 220 kV, 2 para 138 kV, 1 para 60 kV) deben lavarse concienzudamente para que estén bien limpios cuando se lave el resto. Cuando se laven aisladores tipo pin, pedestal o poste amortiguadores de chispas, bocinas de aparatos o banco de condensadores, los cuales se hallen instalados en posición vertical hacia arriba; se comienza el lavado por la parte inferior siguiendo hacia arriba hasta el conductor.

Con instalaciones colgadas hacia abajo, comience el lavado en el conductor y continúe el trabajo hasta llegar a la estructura de soporte. En las cadenas de aisladores de suspensión comience el lavado por el lado inferior (lado del conductor) prosiguiéndose hacia arriba hasta llegar a la cruceta. En las bocinas, aisladores de anclaje, tipo pedestal o poste, los

cuales se hallen montados en una configuración horizontal, comience por el lado del conductor para proseguir hasta llegar a la estructura de soporte.

Si una descarga (flashover) ocurriera durante el lavado, mantenga el chorro de agua dentro del arco, que se pueda desarrollar. En algunos casos, el arco puede ser extinguido y en algunos otros casos el arco puede ser mantenido a un mínimo. Cuando sea necesario permanecer en estructuras de acero (con cable a tierra), que soportan conductores que van a ser lavados, la pistola de agua en todos los casos deben ser puestos a tierra a través de los perfiles de acero. Por razones de seguridad, la tierra de la pistola está antes del manubrio comenzando desde las boquillas.

vii. Abastecimiento de agua

El suministro de agua debe tener una resistividad superior a 2,000 ohms – cmt, para abastecer a la cuadrilla de lavado mediante tanque cisterna.

viii. Equipos de lavado

Para las funciones de lavado propiamente se debe disponer de los siguientes equipos:

Camión Grúa 5Tn doble tracción

Camioneta doble tracción

Tanque de 2500 Lts.

Tanque de 1000 Lts.

Bomba Turbina 4 etapas. Presión máxima (1000 PSI) de 80 litros/minuto.

Motor de gasolina 80 HP a 2,800 rpm

Manguera de $\frac{3}{4}$ x 60 mts

Pistola con boquilla de $\frac{1}{4}$ " con puesta a tierra

Para cada miembro de cuadrilla:

Un (1) Arnés

Un (1) Casco de seguridad

Un (1) Par de guantes dieléctricos

Un (1) Par de zapatos antideslizantes y dieléctricos

Un (1) Uniforme

Un (1) Capa impermeable

Sistemas de señalización

ix. Seguridad

Todas las actividades de mantenimiento se efectuaran con plena observancia de los alcances del Nuevo Reglamento de Seguridad y Salud en el Trabajo de las Actividades

Eléctricas (RSSTAE) contenidas en la Resolución Ministerial Nro 161-2007- MEM/DM y siguiendo las normas y procedimientos del AST.

b. Mantenimiento preventivo-correctivo en líneas energizadas

Trabajos que consisten en el cambio o instalación de equipos y ferretería eléctrica sobre redes en servicio, es decir redes con 10 kV. El personal a cargo de estos trabajos tiene una alta especialización, a la vez que deben pasar por rigurosas pruebas psicológicas, algunos de los trabajos que realizan son los siguientes:

- Cambio de redes aéreas
- Cambio de seccionadores cut out
- Cambio o instalación de equipos de protección
- Renovación de crucetas y mensuras en mal estado
- Poda de árboles
- Renovación de ferretería en mal estado

i. Herramientas para trabajos con tensión:

Escaleras dieléctricas

Trajes conductivos

Monitor de corriente de fuga

Pértigas aislantes

Guantes aislantes

Mantas aislantes

Grua con brazo telescópico aislado

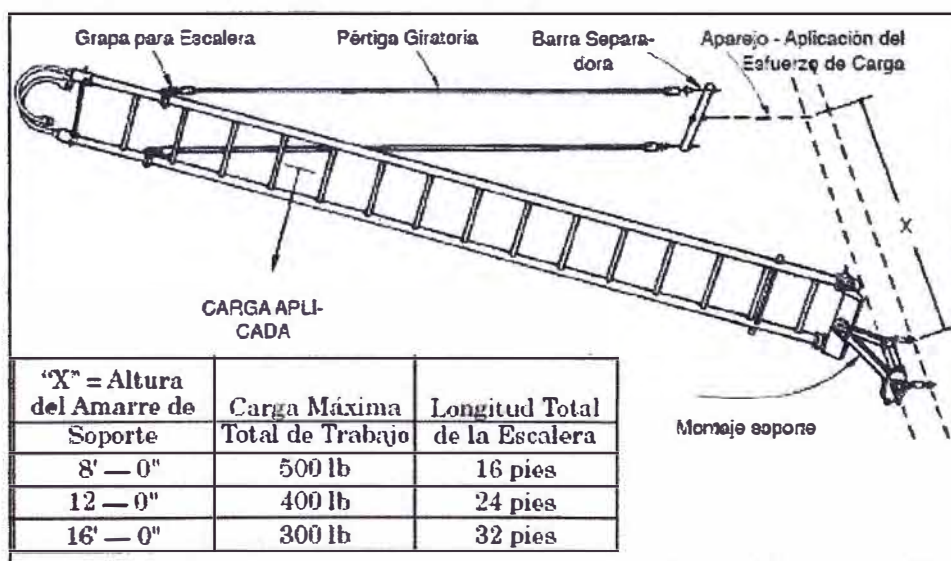


Figura 6.13 Escalera dieléctrica



Figura 6.15 Equipo detector de corriente de fuga para equipos de trabajo aislados.

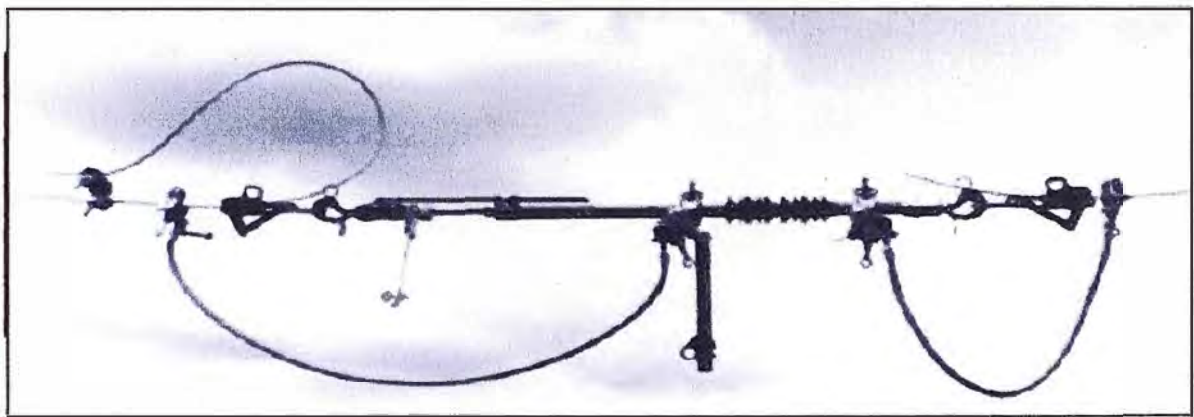


Figura 6.16 Pértiga tensora con seccionamiento, para crear circuitos paralelos con tensión.

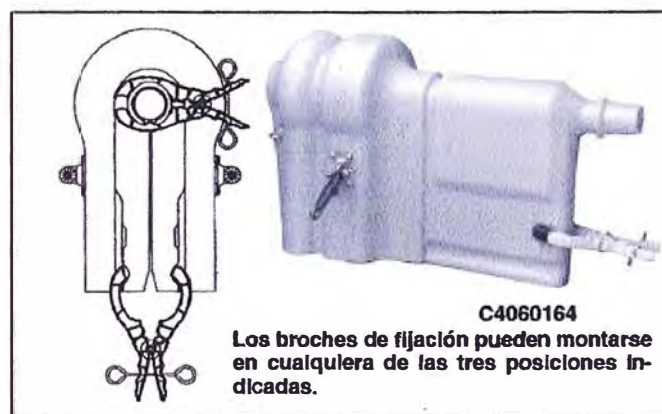


Figura 6.17 Mantas o cubiertas aislantes para aisladores, cuenta con accesorio para instalación con pértiga.

el uso de mantas es necesario para evitar contacto directo con las partes energizadas.

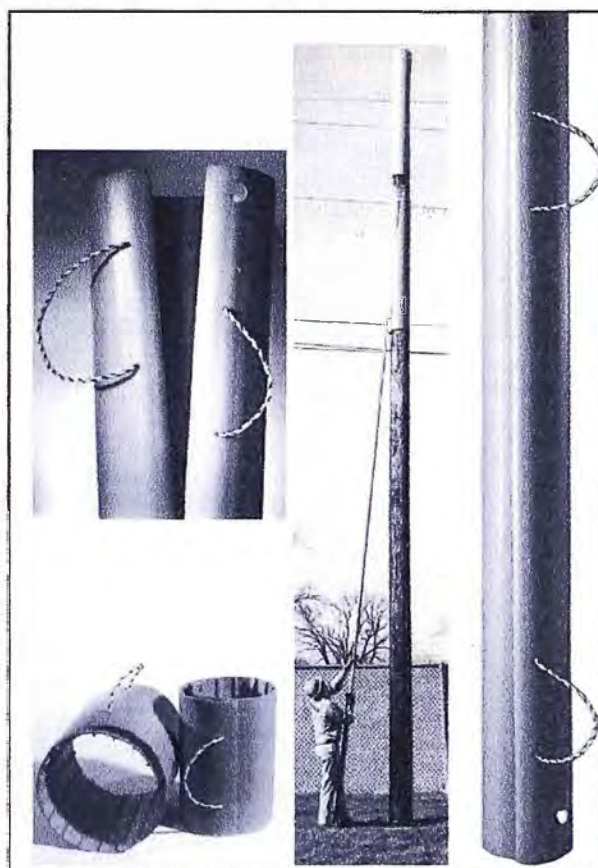


Figura 6.18 Mantas o cubiertas aislantes para postes

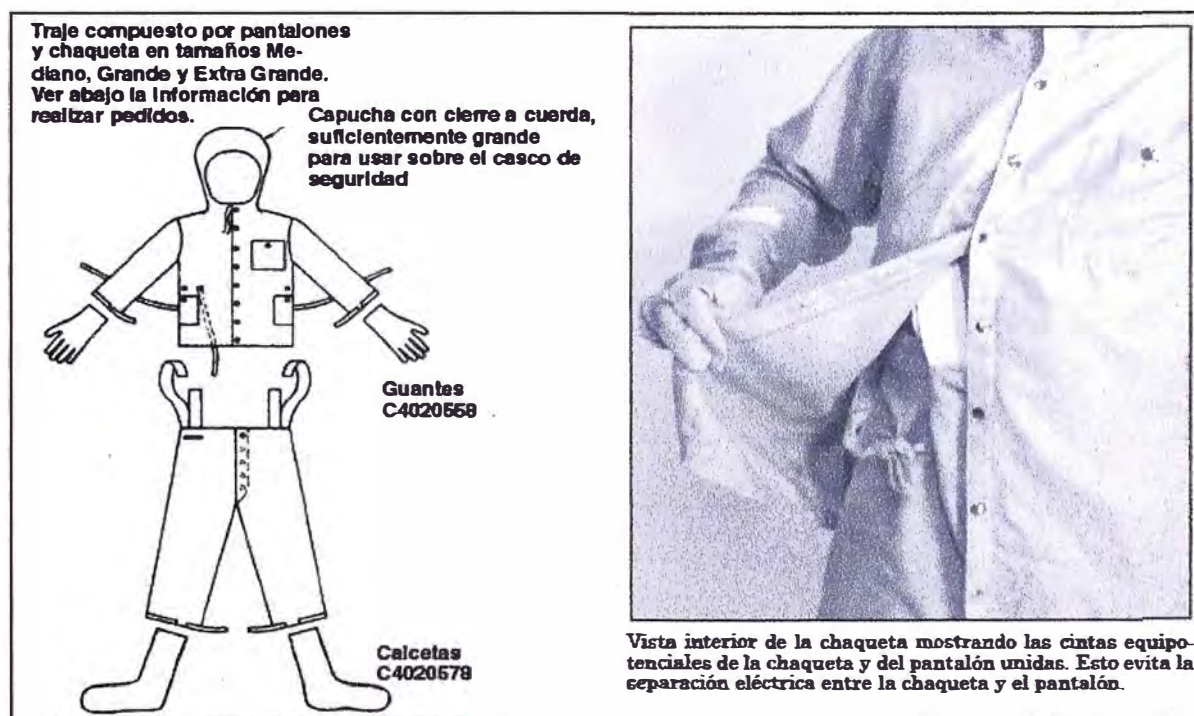


Figura 6.19 Traje conductivo para linieros

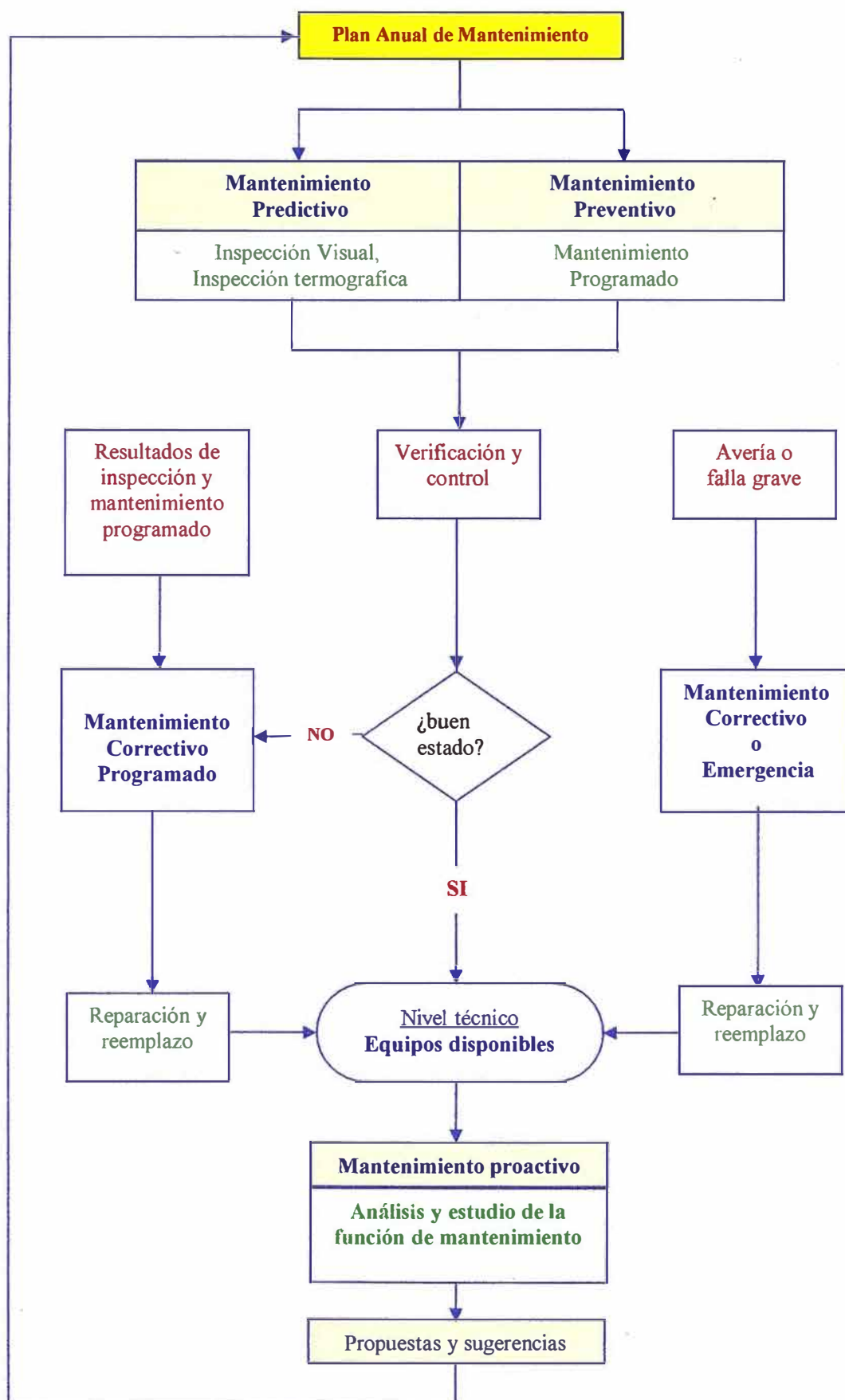


Figura N° 6.20 organigrama del plan anual de mantenimiento.

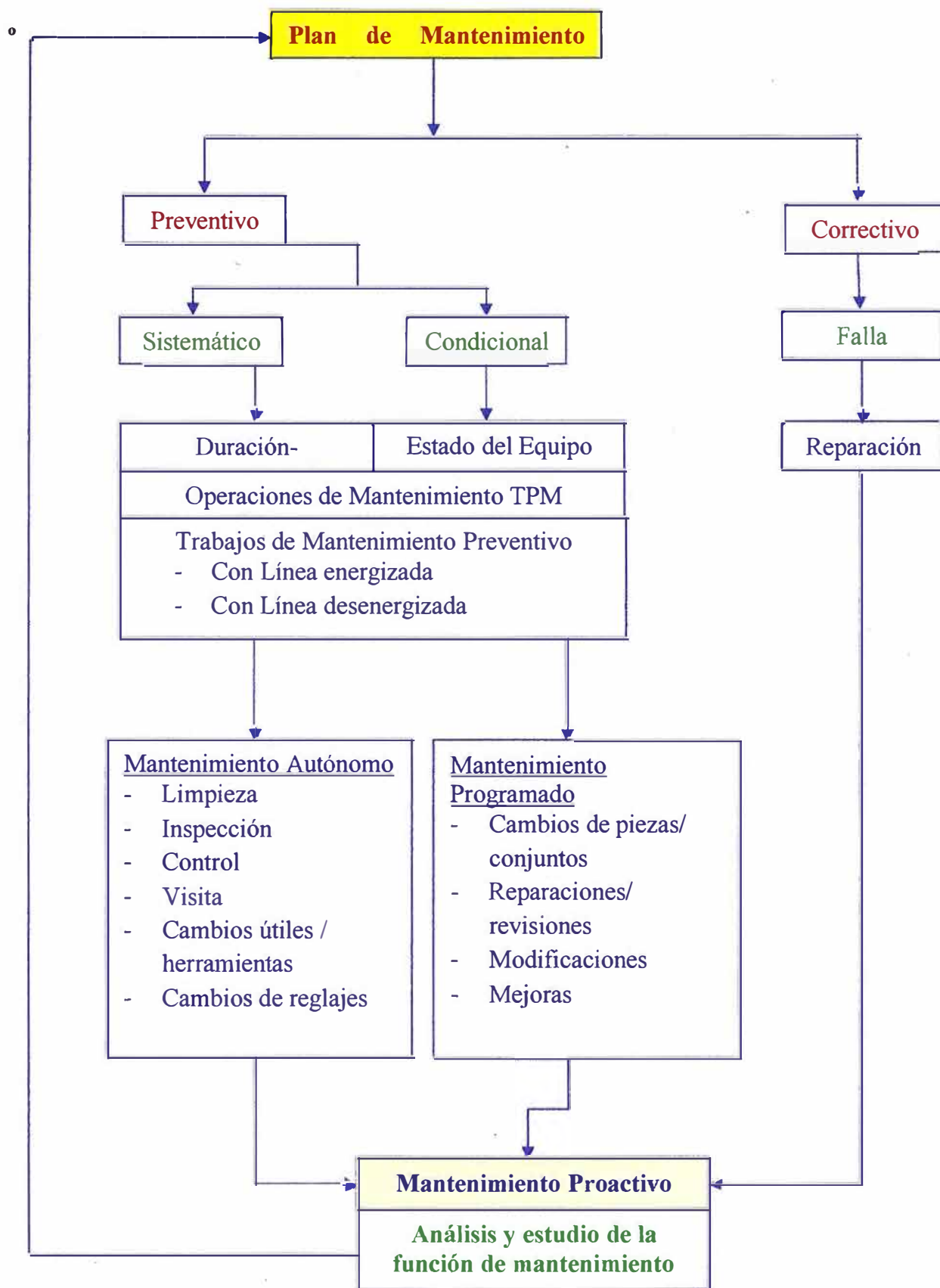


Figura N° 6.21 TPM y su inclusión dentro del plan de mantenimiento.

En la Figura. N° 6.21 podemos ver la inclusión de TPM dentro del mantenimiento.

c. Mantenimiento preventivo-correctivo programado (sin tensión)

este mantenimiento es periódico, correspondiendo a cortes de energía programados por la empresa concesionaria de distribución previa comunicación a los clientes afectados por el corte, usualmente la programación del corte de energía es diurna y de fin de semana como el día domingo, en algunos casos podría programarse el corte de energía durante horario nocturno en hora fuera de punta (entre 01:00 am y 07:00 am) de un día particular, teniendo en cuenta que para la programación se debe evaluar las medidas de seguridad adecuadas y la disponibilidad de recursos para el cumplimiento de la totalidad de las actividades de mantenimiento propuestas, el mantenimiento correctivo es producto del predictivo realizado con anterioridad al corte de energía, de manera que una inspección visual adecuada nos puede servir para indentificar los componentes que requieran un reemplazo y resulte necesario hacerlo con corte de energía. Las siguientes actividades son típicas para este tipo de mantenimiento.

d. Mantenimiento preventivo-correctivo no programado (por emergencia).

se pueden dar los siguientes casos:

por hurto, ya sea de conductores u otros componentes de un sistema eléctrico de distribución, esta causa se da principalmente en los conductores que son de cobre por su elevado precio y por la presencia de elementos delictivos.

En tal caso se procede a realizar:

Reposición de hurto de conductores

Reposición de otros componentes

por efecto atmosférico, climatico o ambiental, en este caso tenemos a lluvias y vientos a consecuencia de fenómeno del niño, o por cercanía de arboles a las redes eléctricas o también por corrosión de algún componente del sistema lo que ocasiona caída de líneas o puede ocasionar daños a los postes o armados.

por operación del sistema

en este caso puede ser una sobrecarga, una falla de aislamiento lo que ocasiona salida de servicio de una línea o red.

e. Mantenimiento predictivo

este mantenimiento consiste en:

Inspección Visual, esta inspección visual requiere de equipos tales como cámaras fotográficas, camioneta 4x4, EPP's, binoculares y formatos, se puede aplicar a cualquier subsistema sea redes primarias, redes secundarias, alumbrado publico o subestaciones.

Inspeccion Termografica

Este tipo de inspección se aplica a las redes primarias, a los seccionadores, a los transformadores

Medicion de Puesta a Tierra, este mantenimiento se aplica a toda el sistema eléctrico de distribución donde se encuentre una puesta a tierra, debe incluir también una inspección minuciosa de la puesta a tierra.

El mantenimiento proactivo consiste en el estudio de fallas y análisis de la actividad de mantenimiento, para poder obtener conclusiones y dar sugerencias para mejorar la función de mantenimiento

A cargo de esta actividad podría estar un grupo de trabajo, consistente en un Círculo de Mantenimiento que a su vez es dirigido por los responsables de mantenimiento

Las actividades del mantenimiento proactivo pueden ser los siguientes

- ✓ Clasificación de fallas
- ✓ Determinación de recursos del mantenimiento correctivo
- ✓ Identificación de elementos o eventos más frecuentes
- ✓ Reprogramación de actividades

f. Mantenimiento Centrado en Confiabilidad

Es un enfoque sistemático para el planeamiento del mantenimiento considerando aspectos de confiabilidad. Aquí, la condición operacional del elemento se combina con la importancia del mismo en la operación del SED. El RCM no es el único método de mantenimiento, pero permite comparar los métodos existentes para elegir el más rentable sin comprometer la confiabilidad del sistema eléctrico. Al aplicar el RCM a nivel de los elementos, se busca definir cuáles son los diferentes modos de fallas y sus efectos, definiendo también cómo las diferentes acciones de mantenimiento pueden afectar a estos mecanismos de falla [7]. Un proceso RCM generalmente debería incluir las siguientes etapas:

- 1) Listado de elementos críticos y sus funciones;
- 2) Análisis de modo de falla y sus efectos para cada elemento elegido con determinación de la historia de falla y cálculo del tiempo medio entre fallas;
- 3) Categorización de los efectos producidos por las fallas y determinación de las posibles tareas de mantenimiento;
- 4) Realización de las tareas de mantenimiento definidas;
- 5) Evaluación del programa de mantenimiento incluyendo los costos asociados.

g. Mantenimiento en redes primarias

Tabla N° 6.7 Mantenimiento correctivo en redes primarias

| Descripción de actividades | Bt/Mt/Ap | TIPO |
|---------------------------------------|----------|------------|
| Rotura y reparación de vereda | MT | CORRECTIVO |
| Rotura y Reparación de Pista Asfalto | MT | CORRECTIVO |
| Rotura y Reparación de Pista Concreto | MT | CORRECTIVO |
| Instalar/Retirar poste de concreto MT | MT | CORRECTIVO |
| Instalar/Retirar poste de madera MT | MT | CORRECTIVO |
| Instalación/Reposición Líneas Aéreas | MT | CORRECTIVO |
| Localización de falla subterránea MT | MT | CORRECTIVO |
| Cambio de Fusibles | MT | CORRECTIVO |
| Inspección de Emergencia Diurno | MT | CORRECTIVO |
| Inspección de Emergencia Nocturno | MT | CORRECTIVO |
| Conexión y desconexión de cuellos | MT | CORRECTIVO |

Tabla N° 6.8 Mantenimiento predictivo en redes primarias

| Descripción de actividades | Bt/Mt/Ap | TIPO |
|---|----------|------------|
| Inspección Ligera de redes MT | MT | PREDICTIVO |
| Inspección Minuciosa de redes MT | MT | PREDICTIVO |
| Inspección Termo grafica Redes Aéreas | MT | PREDICTIVO |
| Medición Aislamiento cables subterr. MT | MT | PREDICTIVO |
| Medición Tensiones/Corrientes Redes MT | MT | PREDICTIVO |

Tabla N° 6.9 Mantenimiento preventivo en redes primarias

| Descripción de actividades | Bt/Mt/Ap | TIPO |
|--|----------|------------|
| Mtto. Servidumbre - Caminos y franja | MT | PREVENTIVO |
| Podar arboles c/eliminación de maleza | MT | PREVENTIVO |
| Cambiar/Instalar Retenida completa MT | MT | PREVENTIVO |
| Mtto. Viento de Retenida MT | MT | PREVENTIVO |
| Cambiar/Impregn Silicona Partes Aislan | MT | PREVENTIVO |
| Limpiar Aislador Pin o Suspensión | MT | PREVENTIVO |
| Mantenimiento de Armado MT | MT | PREVENTIVO |
| Hidrolavado de partes aislantes | MT | PREVENTIVO |
| Proteger Base Poste MT-Funda Concreto | MT | PREVENTIVO |
| Reforzar Poste con rieles/perfiles | MT | PREVENTIVO |
| Habilitar poste MT 2° Uso | MT | PREVENTIVO |
| Verticalización de Poste MT | MT | PREVENTIVO |
| Protección c/pintura poste MT en serv. | MT | PREVENTIVO |
| Instalar bloque Protec. Contra Impacto | MT | PREVENTIVO |
| Instalar Placas de Señalización | MT | PREVENTIVO |
| Señalizar Estructura MT | MT | PREVENTIVO |
| Rev/Ajte/Limp/Aislar Conectores. Termin. | MT | PREVENTIVO |
| Limpiar terminación MT | MT | PREVENTIVO |
| Limpieza Ajuste Sistema Prot y/o Maniob | MT | PREVENTIVO |
| Limpiar Seccionador cut out o Pararrayo | MT | PREVENTIVO |

Tabla N° 6.10 Mantenimiento preventivo y correctivo en redes primarias

| Descripción de actividades | Bt/Mt/Ap | TIPO |
|---|----------|-----------------------|
| Cambiar/Instalar Canaleta Retenida MT | MT | PREVENTIVO-CORRECTIVO |
| Cambiar amarres y/o preformados redes | MT | PREVENTIVO-CORRECTIVO |
| Cambiar/Instalar Aislador PIN | MT | PREVENTIVO-CORRECTIVO |
| Cambiar/Instalar aisladorSusp(Pol/cad) | MT | PREVENTIVO-CORRECTIVO |
| Cambiar/Instalar cond. bajada tierra | MT | PREVENTIVO-CORRECTIVO |
| Cambiar/Instalar Espiga aislador PIN | MT | PREVENTIVO-CORRECTIVO |
| Cambiar/Instalar Mens. Cruc./acc.concr | MT | PREVENTIVO-CORRECTIVO |
| Cambiar/Instalar Mens. Cruc.Sop-Mad | MT | PREVENTIVO-CORRECTIVO |
| Cambiar/Instalar riostra de poste MT | MT | PREVENTIVO-CORRECTIVO |
| Cambiar Poste de Concreto MT | MT | PREVENTIVO-CORRECTIVO |
| Cambiar Poste de Concreto MT(sin grua) | MT | PREVENTIVO-CORRECTIVO |
| Cambiar Poste de madera MT | MT | PREVENTIVO-CORRECTIVO |
| Cambiar Poste de madera MT (sin grua) | MT | PREVENTIVO-CORRECTIVO |
| Reubicar Poste CAC MT | MT | PREVENTIVO-CORRECTIVO |
| Reubicar Poste madera MT | MT | PREVENTIVO-CORRECTIVO |
| Trasladar Poste de concreto MT | MT | PREVENTIVO-CORRECTIVO |
| Trasladar Poste de madera | MT | PREVENTIVO-CORRECTIVO |
| Apertura y cierre de zanja MT | MT | PREVENTIVO-CORRECTIVO |
| Cambiar/Instalar Cable EnergiaSubt.M.T | MT | PREVENTIVO-CORRECTIVO |
| Cambiar/Instalar Cable EnergiaSubt.M.T | MT | PREVENTIVO-CORRECTIVO |
| Cambiar conductor en M.T. | MT | PREVENTIVO-CORRECTIVO |
| Empalme de conductor MT | MT | PREVENTIVO-CORRECTIVO |
| Cambiar/Instalar empalme Cable MT<=70mm2 | MT | PREVENTIVO-CORRECTIVO |
| Cambiar/Instalar empalme Cable MT>70mm2 | MT | PREVENTIVO-CORRECTIVO |
| Cambiar/Instalar Terminación Cable MT | MT | PREVENTIVO-CORRECTIVO |
| Cambiar/Reparar Cuello Muerto de MT | MT | PREVENTIVO-CORRECTIVO |
| Instalación de ductos de cruzada MT | MT | PREVENTIVO-CORRECTIVO |
| Trasladar Subida. Terminac. Cable MT-Trif | MT | PREVENTIVO-CORRECTIVO |
| Trasladar/ Recoloc/ Reubicar ConductorMT | MT | PREVENTIVO-CORRECTIVO |
| Trasladar/Reubicar Subida. Cable MT | MT | PREVENTIVO-CORRECTIVO |
| Cambiar/Instalar conectorMT-Cualq.Tipo | MT | PREVENTIVO-CORRECTIVO |
| Retemplado de conductores M.T. | MT | PREVENTIVO-CORRECTIVO |
| Cambiar/Instalar Pararrayos | MT | PREVENTIVO-CORRECTIVO |
| Cambiar/Instalar Seccionador Tipo cutOut | MT | PREVENTIVO-CORRECTIVO |
| Cambiar/instalar Secc. Tripolar/ Recloser | MT | PREVENTIVO-CORRECTIVO |
| Cambiar/instalar Banco Condensadores | MT | PREVENTIVO-CORRECTIVO |
| Apertura o Cierre de Seccionadores | MT | PREVENTIVO-CORRECTIVO |
| Cuadrilla de Operación y emergencia | MT | PREVENTIVO-CORRECTIVO |

h.Mantenimiento de redes secundarias**Tabla N° 6.11** Mantenimiento correctivo en redes secundarias

| Descripción de actividades | Bt/Mt/Ap | TIPO |
|---------------------------------------|----------|------------|
| Apertura/cierre interr.Term.Tab dist | BT | CORRECTIVO |
| Apertura/cierre interr. Term. Transf. | BT | CORRECTIVO |
| Instalación de poste CAC y accesorios | BT | CORRECTIVO |
| Balance de cargas en circuitos de SED | BT | CORRECTIVO |

Tabla 6.12 Mantenimiento predictivo en redes secundarias

| Descripción de actividades | Bt/Mt/Ap | TIPO |
|---------------------------------------|----------|------------|
| Inspección Minuciosa de redes BT | BT | PREDICTIVO |
| Inspección Ligera de redes BT por SED | BT | PREDICTIVO |
| Medición Resistencia Pozo a Tierra | BT | PREDICTIVO |
| Medición y detección puntos calientes | BT | PREDICTIVO |
| Medición Niveles de Tensión en colas | BT | PREDICTIVO |
| Instalación/Retiro registradores NTCS | BT | PREDICTIVO |

Tabla N° 6.13 Mantenimiento preventivo en redes secundarias

| Descripción de actividades | Bt/Mt/Ap | TIPO |
|--|----------|------------|
| Limpieza Franja de Servidumbre | BT | PREVENTIVO |
| Mantenimiento de Retenida | BT | PREVENTIVO |
| Mantenimiento Puesta Tierra c/Varilla | BT | PREVENTIVO |
| Mantenimiento de componentes de P.A.T. | BT | PREVENTIVO |
| Mantenimiento de Armados de BT | BT | PREVENTIVO |
| Instalación extensores de F°G° por DMS | BT | PREVENTIVO |
| Mantenimiento de Poste | BT | PREVENTIVO |
| Verticalización de Poste | BT | PREVENTIVO |
| Protección de estructuras de BT | BT | PREVENTIVO |
| Reflechado Conductor convencional CPI | BT | PREVENTIVO |
| Mantenimiento Empalmes y Derivaciones | BT | PREVENTIVO |

Tabla N° 6.14 Mantenimiento preventivo y correctivo en redes secundarias

| Descripción de actividades | Bt/Mt/Ap | TIPO |
|---|----------|-----------------------|
| Cambio o instalación Varilla Anclaje | BT | PREVENTIVO-CORRECTIVO |
| Retiro de Retenida | BT | PREVENTIVO-CORRECTIVO |
| Instalación o cambio total Retenida. | BT | PREVENTIVO-CORRECTIVO |
| Cambio o instalación Conductor bajada | BT | PREVENTIVO-CORRECTIVO |
| Instalación de Nueva Puesta a Tierra | BT | PREVENTIVO-CORRECTIVO |
| Cambio de Aislador-cualquier tipo | BT | PREVENTIVO-CORRECTIVO |
| Cambio de Portalínea-cualquier tipo | BT | PREVENTIVO-CORRECTIVO |
| Cambio Ferrería Poste | BT | PREVENTIVO-CORRECTIVO |
| Cambio poste y accesorios | BT | PREVENTIVO-CORRECTIVO |
| Reubicación de Poste y accesorios | BT | PREVENTIVO-CORRECTIVO |
| Retiro de Poste y accesorios | BT | PREVENTIVO-CORRECTIVO |
| Cambio de Conductor Autoportante | BT | PREVENTIVO-CORRECTIVO |
| Cambio de Conductor Convencional CPI | BT | PREVENTIVO-CORRECTIVO |
| Cambio o instalación de Cable NYY | BT | PREVENTIVO-CORRECTIVO |
| Instalación de conductor autoportante | BT | PREVENTIVO-CORRECTIVO |
| Instalación conductor convencional CPI | BT | PREVENTIVO-CORRECTIVO |
| Reubicación cond. aéreo y accesorios | BT | PREVENTIVO-CORRECTIVO |
| Apertura y Cierre de puentes | BT | PREVENTIVO-CORRECTIVO |
| Empalme de conductor aéreo | BT | PREVENTIVO-CORRECTIVO |
| Empalme de conductor NYY | BT | PREVENTIVO-CORRECTIVO |
| Cambiar/Ejecutar punta/manga muerta B.T | BT | PREVENTIVO-CORRECTIVO |
| Intervención cajas de distrib. Acomet | BT | PREVENTIVO-CORRECTIVO |

i. Mantenimiento de alumbrado publico

Tabla 6.15 Mantenimiento para redes de alumbrado publico

| Descripción de actividades | Bt/Mt/Ap | TIPO |
|--|----------|-----------------------|
| Inspección de Alumbrado Público | AP | PREDICTIVO |
| Inspección nocturna Alumbrado Público | AP | PREDICTIVO |
| Medición completa nivel iluminación | AP | PREDICTIVO |
| Normalización Reclamos de Alumbrado P | AP | CORRECTIVO |
| Cambio de Lámpara | AP | CORRECTIVO |
| Cambio/Instalación Pastorales c/lumin | AP | PREVENTIVO-CORRECTIVO |
| Retiro de pastoral y/o luminaria | AP | PREVENTIVO-CORRECTIVO |
| Cambio de luminaria | AP | PREVENTIVO-CORRECTIVO |
| Rehabilitación de Luminarias | AP | PREVENTIVO-CORRECTIVO |
| Mantenimiento de Luminarias | AP | PREVENTIVO |
| Mantenimiento de Pastorales | AP | PREVENTIVO |
| Confección de Pastorales | AP | PREVENTIVO-CORRECTIVO |
| Mantenimiento equipos de Control de AP | AP | PREVENTIVO |
| Cambio/instalación equipos control AP | AP | PREVENTIVO-CORRECTIVO |
| Reprogramación de IHD | AP | PREVENTIVO-CORRECTIVO |
| Rebobinado de Contactores | AP | PREVENTIVO-CORRECTIVO |

j. Mantenimiento de subestaciones eléctricas de distribución

Tabla 6.16 Mantenimiento correctivo en subestaciones

| Descripción de actividades | Bt/Mt/Ap | TIPO |
|--|----------|------------|
| Cambio/Instalación de Transformador | SED | CORRECTIVO |
| Rotación de transformadores | SED | CORRECTIVO |
| Instalación/Cambio tableros de distrib | SED | CORRECTIVO |
| Cambio y/o instalación llaves termomag | SED | CORRECTIVO |
| Reparación tablero de distribución | SED | CORRECTIVO |
| Liberación y/o normalización de SED | SED | CORRECTIVO |
| Cambio fusibles SED (secc. o tab dist) | SED | CORRECTIVO |

Tabla 6.17 Mantenimiento predictivo en subestaciones

| Descripción de actividades | Bt/Mt/Ap | TIPO |
|--|----------|------------|
| Inspección visual de SED | SED | PREDICTIVO |
| Actualización del inventario de SED | SED | PREDICTIVO |
| Inspección termografica en SED | SED | PREDICTIVO |
| Instalación/Retiro de registros NTCSE | SED | PREDICTIVO |
| Instalación analizador red trifásico | SED | PREDICTIVO |
| Retiro analizador red trifásico | SED | PREDICTIVO |
| Registro Carga/Tensión puntuales SED's | SED | PREDICTIVO |
| Medición resistencia del pozo a tierra | SED | PREDICTIVO |
| Toma muestra/ánalisis aceite diel traf | SED | PREDICTIVO |

Tabla N° 6.18 Mantenimiento preventivo en subestaciones

| Descripción de actividades | Bt/Mt/Ap | TIPO |
|---------------------------------------|----------|------------|
| Mant. Exterior de Transformadores | SED | PREVENTIVO |
| Mant. Integral de Transformadores | SED | PREVENTIVO |
| Regulación de Taps | SED | PREVENTIVO |
| Limpieza, pintado/señal. ext tab dist | SED | PREVENTIVO |
| Limpieza de Locales de SS.EE. Caseta | SED | PREVENTIVO |
| Pintado interior en SS.EE. Caseta | SED | PREVENTIVO |
| Pintar las Fachadas SS.EE. Caseta | SED | PREVENTIVO |
| Mant. Integral de SS.EE. Caseta | SED | PREVENTIVO |
| Mantenimiento de Puesta a Tierra SED | SED | PREVENTIVO |
| Señalización y codificación en SED | SED | PREVENTIVO |

Tabla N° 6.19 Mantenimiento preventivo y correctivo en subestaciones

| Descripción de actividades | Bt/Mt/Ap | TIPO |
|--|----------|-----------------------|
| Cambiar Estructura SAB | SED | PREVENTIVO-CORRECTIVO |
| Cambiar Estructura SAM | SED | PREVENTIVO-CORRECTIVO |
| Instalación/Cambio cables comunic. SED | SED | PREVENTIVO-CORRECTIVO |
| Instalación nuevos pozos a tierra SED | SED | PREVENTIVO-CORRECTIVO |
| Cambio/Instalación caja de registro PT | SED | PREVENTIVO-CORRECTIVO |
| Cambio tapa registro Puesta tierra SED | SED | PREVENTIVO-CORRECTIVO |

k. Administración de riesgos, salud y medio ambiente en el trabajo

Un plan de mantenimiento debe incluir estos aspectos, teniendo en cuenta que los dos nuevos enfoques TPM y RCM enfatizan la importancia de seguridad, salud y medio ambiente en las actividades de mantenimiento, por lo que es preciso señalar los principales apartados que debe contener un plan de mantenimiento:

- Plan de seguridad, salud y medio ambiente en el trabajo
- Programa de reuniones de los comités de seguridad y salud
- Programa de capacitaciones en materia de mantenimiento seguro y procedimientos de seguridad
- Programa de inspecciones de seguridad
- Programa de observaciones en las actividades a realizar
- Programa de auditorías internas
- Programa de exámenes ocupacionales
- Programa de manejo de materiales peligrosos y residuos
- Programa de manejo de flora y fauna
- Programa de control de emisiones vehiculares

- Programa de actualización y difusión de la matriz de identificación de peligros, evaluación de riesgos y medidas de control (IPER)
- Programa de actualización y difusión del reglamento de seguridad
- Plan de contingencias
- Programa de actualización de la matriz de identificación de aspectos ambientales (IAAS)

I. Competencias mínimas del personal que laborara en el mantenimiento.

Tabla N° 6.20 Competencias del personal técnico de una sistema de distribución

| COMPETENCIAS MINIMAS DEL PERSONAL TECNICO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCION | | | | |
|--|---|--|--|---|
| N° | COMPETENCIAS | COMPETENCIAS MINIMAS DEL SUPERVISOR | COMPETENCIAS MINIMAS DEL ELECTRICISTA | COMPETENCIAS MINIMAS DEL AYUDANTE ELECTRICISTA |
| 1 | Años de experiencia en mantenimiento de sistemas eléctricos de distribución. | 5 | 3 | 2 |
| CONOCIMIENTOS | | | | |
| 2 | Conocimiento de Procedimientos de mantenimiento de SED. | X | X | |
| 3 | Conocimiento de instrucciones de mantenimiento de SED. | X | X | X |
| 4 | Conocimiento y cumplimiento de las Normas de Seguridad para el mantenimiento de SED | X | X | X |
| 5 | Capacidad de Organización y Dirección de una brigada de SED | X | | |
| 6 | Planificar y supervisar los trabajos de mantenimiento en SED | X | | |
| 7 | Preparar los planes para atender las emergencias que se presenten en SED.. | X | | |
| 8 | Evaluar físicamente las fallas de las líneas primarias o SED. | X | X | |
| 9 | Capacidad para realizar los informes, notificaciones y avisos de mantenimiento de SED | X | | |
| 10 | Elegir y recomendar los repuestos, herramientas, instrumentos y equipos. | X | X | |
| 11 | Conocimiento y Aplicación de primeros auxilios al personal de líneas primarias o SED. | X | X | X |
| 12 | Selección y uso de los equipos y herramientas necesarios para cada actividad de mantenimiento de SED. | X | X | |
| 13 | Capacidad para la conducción de camioneta todo terreno | X | | |
| 14 | Conocimiento de electrotecnia básica. | X | X | |

Tabla N° 6.21 Competencias del personal técnico de una sistema de distribución

| COMPETENCIAS MINIMAS DEL PERSONAL TECNICO EN SISTEMAS DE DISTRIBUCION | | | | |
|--|---|--|--|---|
| N° | COMPETENCIAS | COMPETENCIAS MINIMAS DEL SUPERVISOR | COMPETENCIAS MINIMAS DEL ELECTRICISTA | COMPETENCIAS MINIMAS DEL AYUDANTE ELECTRICISTA |
| HABILIDADES | | | | |
| 15 | Inspección minuciosa con escalamiento de estructuras. | X | X | |
| 16 | Inspección ligera | X | X | X |
| 17 | Instalación y/o cambio de aisladores en estructuras de suspensión y anclaje. | X | X | |
| 18 | Instalación, cambio y/o reparación de conductores y cable de guarda de líneas primarias. | X | X | |
| 19 | Instalación y/o cambio de estructuras de madera o de fierro galvanizado. | X | X | |
| 20 | Limpieza y Siliconado de aisladores de líneas primarias y SED. | X | X | |
| 21 | Instalación de tierras temporarias en estructuras de L.P.: | X | X | |
| 22 | Lavado de aisladores en caliente y en frío | X | X | |
| 23 | Medición de resistencia de puesta a tierra de estructuras. | X | X | |
| CAPACIDAD FISICA | | | | |
| 24 | Demostrar capacidad física para escalar estructuras y realizar trabajos en altura. | X | X | |
| 25 | Demostrar capacidad visual y auditiva que le permita desarrollar con normalidad las tareas asignadas. | X | X | X |

En la Tabla N° 6.21 se establecen unos requisitos mínimos de ingreso para laborar durante los mantenimientos al sistema eléctrico de distribución exigibles al personal técnico, vale decir a los jefes de grupo, supervisores técnicos, operarios, choferes, sin considerar que una vez ingresados al sistema de mantenimiento están sujetos a capacitación permanente por parte de la empresa, capacitación que esta incluida dentro del programa de riesgos, salud y medio ambiente y enfocado a eliminar o minimizar impactos sobre las personas y equipos de la concesionaria.

Estos requisitos deben ser de cumplimiento obligatorio y deben ser periódicamente supervisados mediante las evaluaciones de desempeño del mantenimiento previstas en el

La Tabla 6.22 y en el anexo IV del presente informe de suficiencia.

m. Evaluación de la gestión del mantenimiento mediante indicadores

Tabla N° 6.22 Indicadores de gestión de mantenimiento.

| REQUERIMIENTOS DEL CLIENTES A CONTROLAR | INDICADORES MENSUALES DE RESULTADO ASOCIADOS A LOS REQUERIMIENTOS DEL CLIENTE | | | TIPO DE INDICADOR |
|--|--|---|------------------------------|---------------------------------|
| | INDICADOR | FORMULA DEL INDICADOR | META | |
| Cumplimiento de normas, reglamentos, procedimientos, instrucciones y Plan de Trabajo | Cumplimiento de Normas de Seguridad y Medio Ambiente, Procedimientos, Instrucciones y Plan de Trabajo de Mantenimiento. | $I_1 = \text{N}^\circ \text{ de Incumplimientos (Número de eventos en contravención a las normas de Seguridad y Medio Ambiente, a las Procedimientos, Instrucciones y Plan de Trabajo de Mantenimiento,}$ | 0 | Calidad |
| Oportunidad en la ejecución del programa de mantenimiento. | Cumplimiento de plazos y horarios en la Ejecución del Programa de Mantenimiento | $I_2 = \text{N}^\circ \text{ de Incumplimientos (Actividades de mantenimiento no ejecutadas a tiempo en el mes)}$ | 0 | Oportunidad |
| Calidad en la presentación de informes y registros bien llenados y completos. | Cumplimiento en la calidad de la presentación de informes y formatos bien llenados luego de la ejecución de las actividades de mantenimiento | $I_3 = \text{N}^\circ \text{ de informes y registro mal diligenciados o incompletos/No Total de Informes (mes)}$ | 0 | Calidad |
| Buenas relaciones con la Comunidad | Reclamos por mal relacionamiento con la comunidad | $I_4 = \text{N}^\circ \text{ de reclamos que resulten justificados y que afecten la imagen}$ | 0 | Calidad |
| Calidad en la ejecución del mantenimiento | Indisponibilidad de Líneas o transformadores causadas por el Contratista | $I_5 = \text{Tiempo de indisponibilidad.}$ | 0 | Calidad |
| | Fallas en líneas y subestaciones causadas por el mantenimiento | $I_6 = \text{N}^\circ \text{ de fallas}$ | 0 | Calidad |
| | Evaluación de desempeño del contratista | Calificación de acuerdo al Ver Anexo IV | Aceptable, Bueno o Excelente | Calidad |
| Oportunidad en la entrega de la facturación, sin errores | Facturación de los servicios contratados, entregada a tiempo. | $I_7 = \text{Oportunidad en la presentación de la facturación mensual sin errores}$ | $\leq 15 \text{ días}$ | Oportunidad |
| Ejecución del Mantenimiento sin Accidentes | Accidentes leves/incapacitantes / Fatales | $I_8 = \text{Número de accidentes leves / incapacitantes/ fatales}$ | 0 | Seguridad y Salud en el Trabajo |

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Conclusiones

1. Con la presentación de resultados se obtuvo un análisis de modos de falla y efectos (ver anexo II) y decisiones estratégicas y operativas para implementar una gestión del mantenimiento moderno en sistemas eléctricos de distribución bajo los enfoques de RCM y TPM, estos análisis y propuestas de decisiones permite que se obtenga una base para emprender un plan de mantenimiento moderno para el sistema eléctrico de distribución de una empresa concesionaria.
2. Los riesgos de cada modo de falla analizado en el AMFE, se ha obtenido en base a la experiencia de personal técnico con experiencia, así también como las posibles medidas que pueden ser tomadas para prevenir las fallas.
3. La implementación de un grupo de trabajos en caliente y un grupo para hidrolavado de aisladores de líneas primarias y redes primarias reduce los indicadores SAIDI y SAIFI de duración de interrupciones y frecuencia de interrupciones, lo ventajoso de estas decisiones es que nos permite realizar los trabajos sin restricción del servicio eléctrico a los clientes finales.
4. Otra decisión importante sería la estandarización de los Transformadores y activos físicos en general de tal manera de reducir el stock almacenado y por lo tanto reducir costos.

Recomendaciones

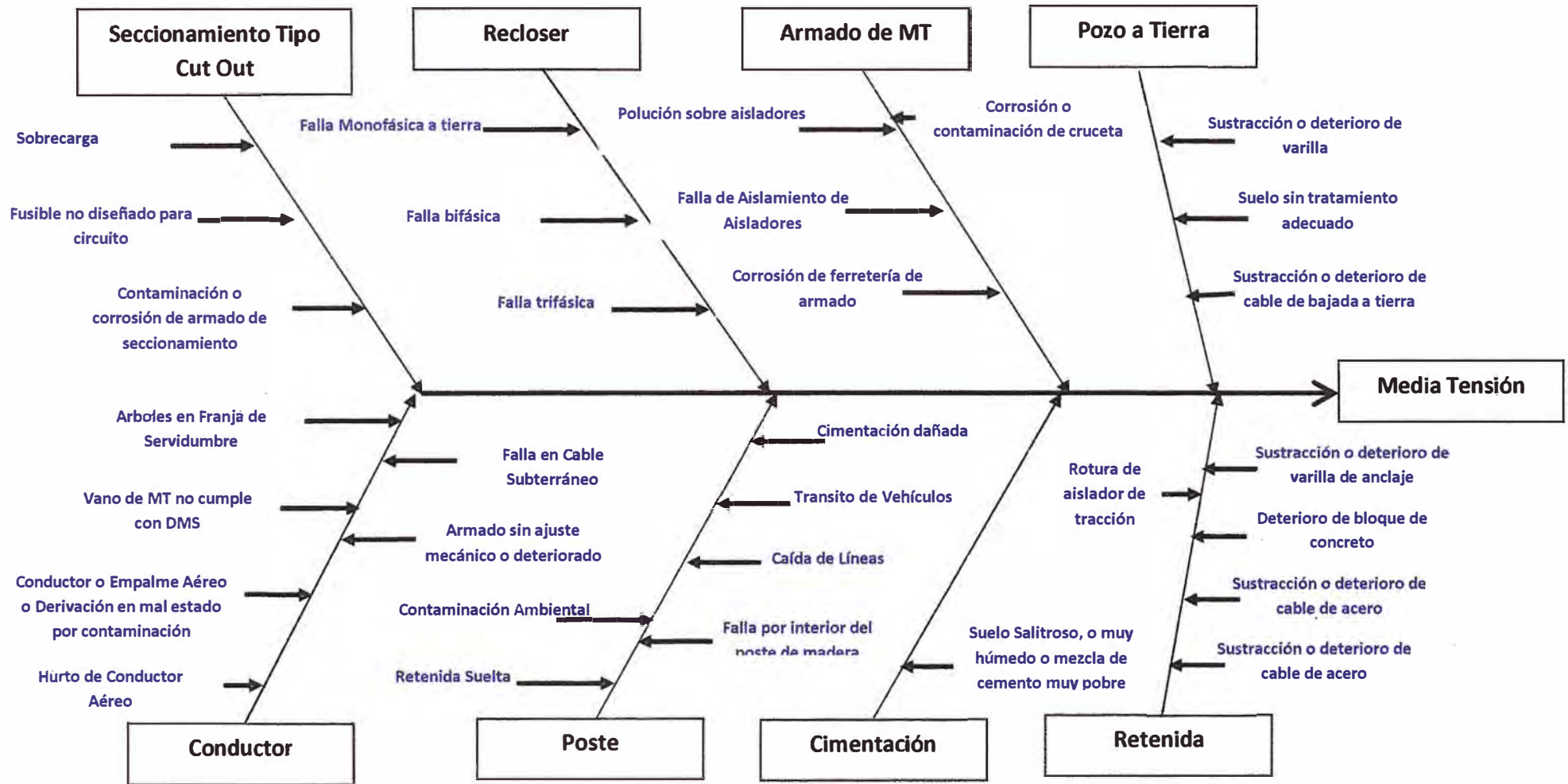
1. El trabajo realizado es solamente el comienzo de lo que debe ser un proceso RCM y TPM de Mantenimiento para Sistemas Eléctricos de Distribución, los resultados obtenidos están sujetos a un proceso mejora continua dada la alta probabilidad de que cambien los sistemas y activos físicos que existen dentro de una SED, sin embargo con los resultados obtenidos podemos iniciar el desarrollo de un plan de mantenimiento centrado en confiabilidad y mantenimiento productivo total esto queda como una recomendación de suma importancia.

2. Se recomienda implementar un plan de capacitación al personal técnico de la empresa en manejo de equipos de mantenimiento predictivo como son cámara termo-gráfica, equipo de pruebas multifuncionales para hacer pruebas entre otros de descargas parciales a los transformadores de distribución y estandarizar las tareas de inspecciones visuales con ello estaremos concentrando los trabajos en los puntos mas críticos antes de que ocurran las fallas.

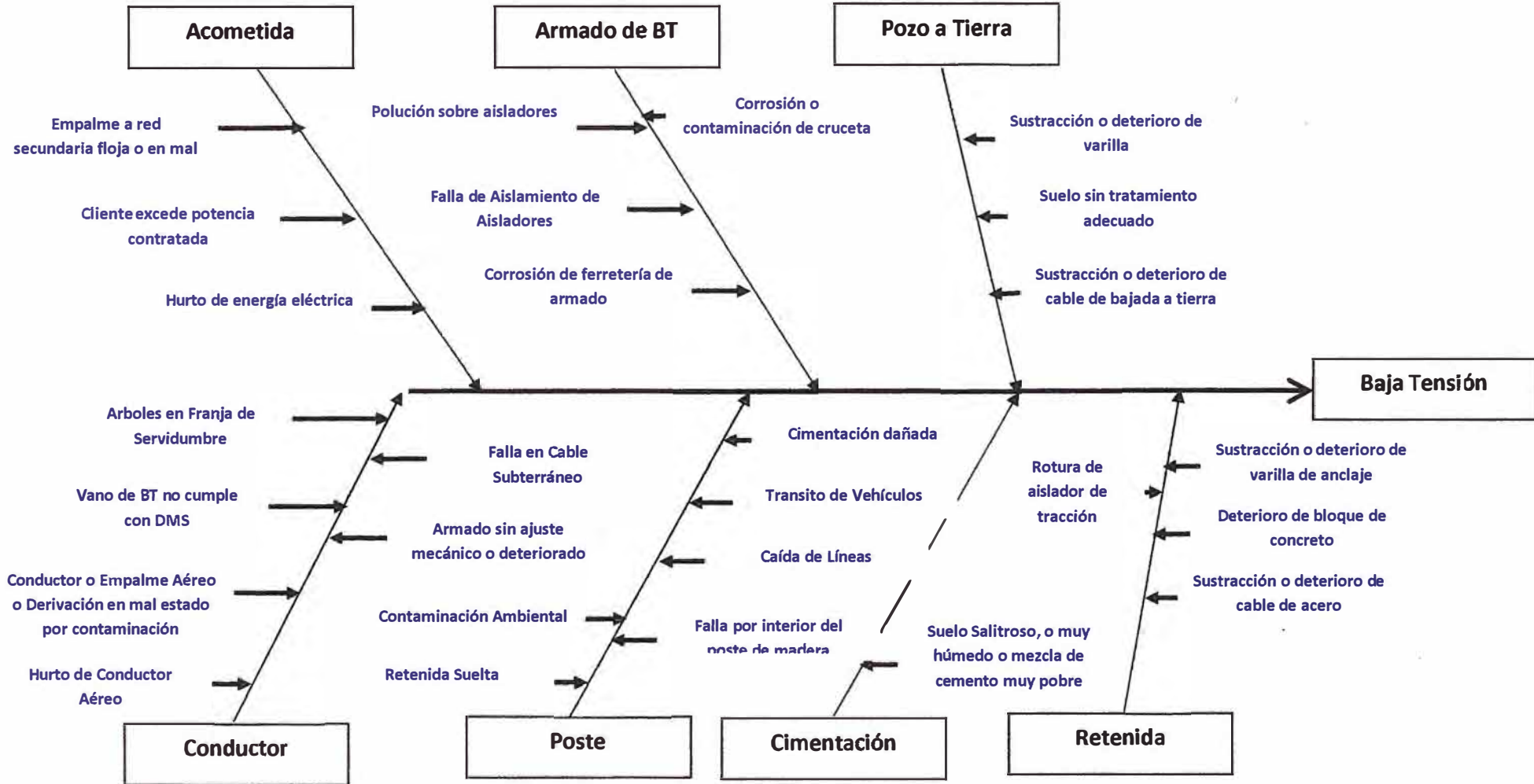
ANEXO I

ANALISIS TIPO ESPINA DE PESCADO

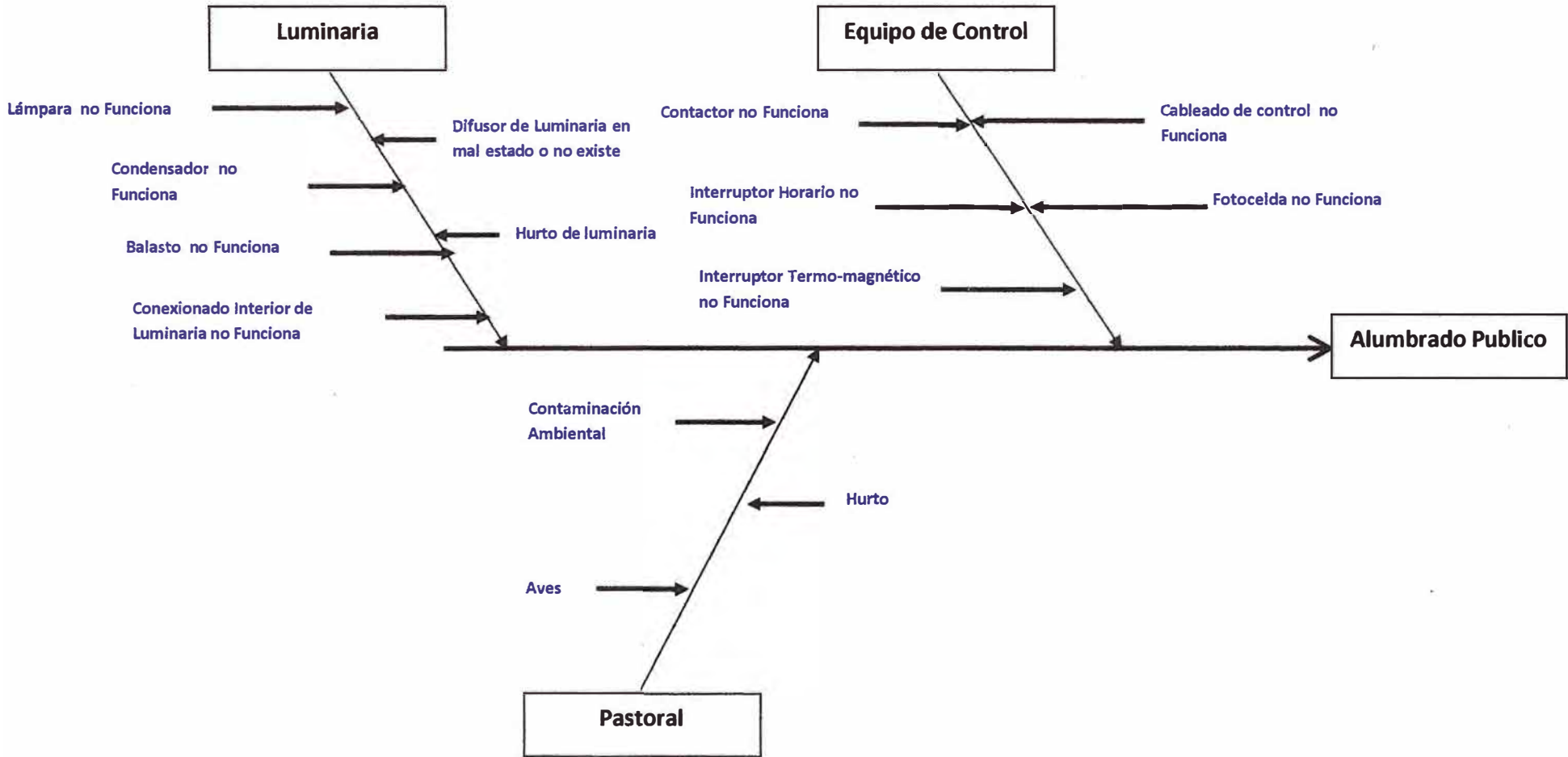
| | | | |
|-----------------------------------|-------------|---|----------|
| ANÁLISIS TIPO ESPINA DE PESCADO | Subsistema: | MEDIA TENSION | Realiza: |
| | Función: | DISTRIBUCION Y SUMINISTRO DE ENERGIA EN MEDIA TENSION | Revisa: |
| SISTEMA ELECTRICO DE DISTRIBUCION | Fecha: | | Aprueba: |
| | Versión: | | Página: |



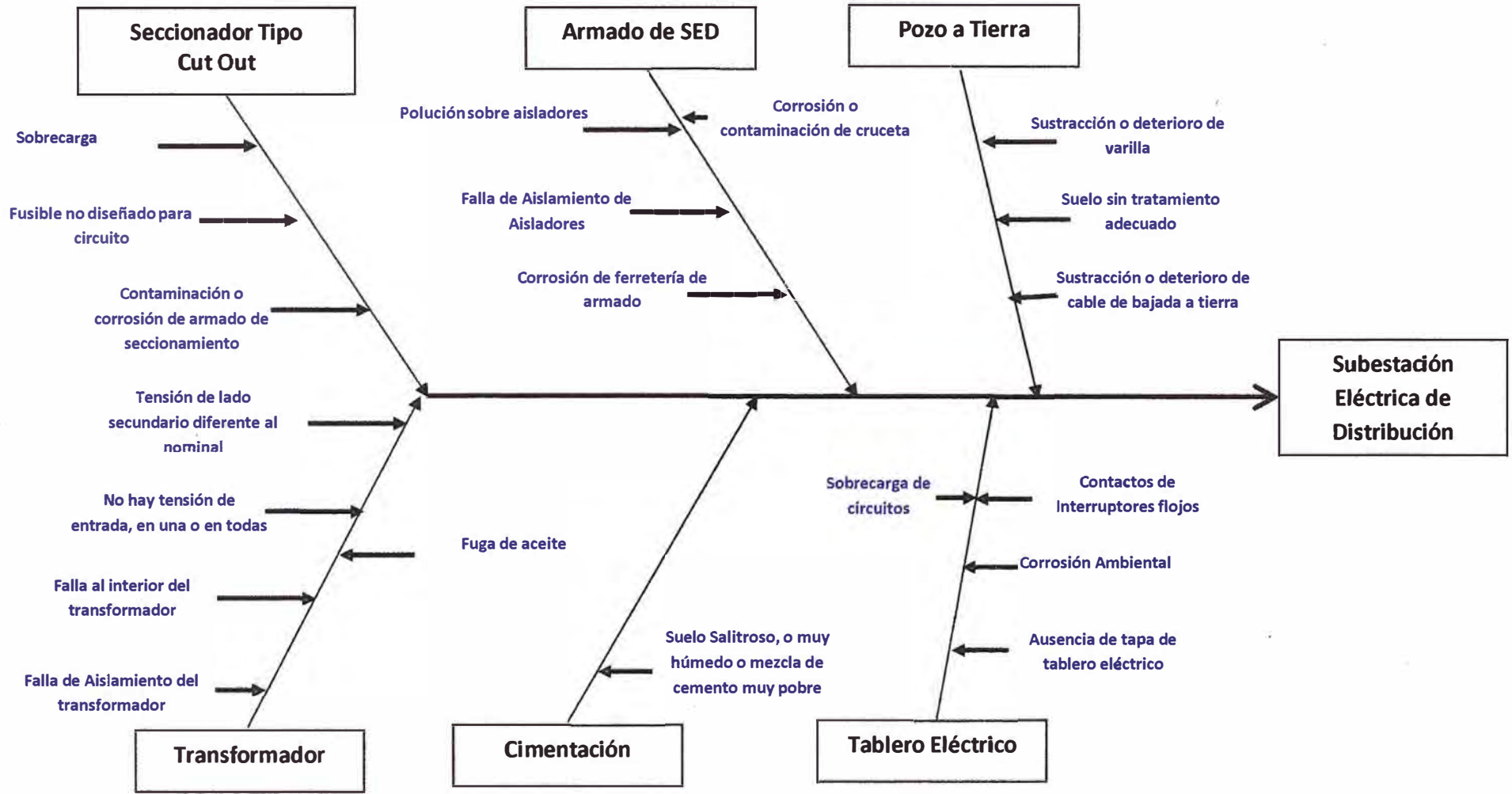
| | | | |
|-----------------------------------|-------------|--|----------|
| ANALISIS TIPO ESPINA DE PESCADO | Subsistema: | BAJA TENSION | Realiza: |
| | Función: | DISTRIBUCION Y SUMINISTRO DE ENERGIA EN BAJA TENSION | Revisa: |
| SISTEMA ELECTRICO DE DISTRIBUCION | Fecha: | | Aprueba: |
| | Versión: | | Página |



| | | | |
|-----------------------------------|-------------|---------------------|----------|
| ANALISIS TIPO ESPINA DE PESCAO | Subsistema: | ALUMBRADO PUBLICO | Realiza: |
| | Función: | ILUMINACION PUBLICA | Revisa: |
| SISTEMA ELECTRICO DE DISTRIBUCION | Fecha: | | Aprueba: |
| | Versión: | | Pagina: |



| | | |
|-----------------------------------|---|----------|
| ANÁLISIS TIPO ESPINA DE PESCADO | Subsistema: SUBESTACION ELECTRICA DE DISTRIBUCION | Realiza: |
| | Función: DISTRIBUCION DE ENERGIA ELECTRICA A CLIENTES | Revisa: |
| SISTEMA ELECTRICO DE DISTRIBUCION | Fecha: | Aprueba: |
| | Versión: | Página: |



ANEXO II
ANALISIS DE MODOS DE FALLA Y EFECTOS

| Hoja de Trabajo RCM | | | | Consecuencias: | | Severidad | | | | | |
|---|---|---|--------------------------------------|--|--|--|---------------|---|---|---|-------------------------------------|
| AMFE Análisis de Modos de Falla Efectos y Criticidad | | | | S= seguridad | | 1 Menos de 1000 US\$ 2 de 1000 a 10.000 US\$ 3 de 10.000 a 100.000 US\$ 4 mas de 100.000 US\$ | | | | | |
| | | | | O= Operación | | | | | | | |
| | | | | N= No Operacional | | | | | | | |
| | | | | H= Oculta | | | | | | | |
| | | | | A= Ambiente | | | | | | | |
| SISTEMA ELÉCTRICO DE DISTRIBUCION | | | MEDIA TENSION | | Página | Sistema: | | Funcion: Distribucion y Suministro de Energia | | | |
| Fecha: | | | Aprobado por: | | Subsistema: | | Funcion: | | | | |
| | | | Observaciones: | | Equipo: | | Funcion: | | | | |
| Subsistema | Activo Fisico | Modos de Falla | Causa Raiz | Infantil/ aleatoria/edad | Efectos de falla (HP) Horas de Parada afectando Sist. (TR) tarea de reparacion (CR) Costos de reparacion (FA) Frecuencia Anual Sint. : Sintomas | | consecuencias | severidad | Tarea recomendada en contra de las causas o consecuencias de falla | ejecutor | frecuencia |
| Media Tension | Seccionamiento tipo cut-out | no circula corriente por circuito de MT o corriente circulante superior a la nominal | sobrecarga | Infantil/ aleatoria/edad | HP | 2Hr | S | 1 | Chequeo de Mantenimiento Preventivo, Monitoreo de la proteccion mediante Termografia infraroja | Cadrilla de Media Tension/ Cadrilla de Operación y Emergencia | Semestral en Hora Punta |
| | | | | | TR | Cambio de Fusibles, cambio cut out | O | 2 | | | |
| | | | | | CR | \$ 150 | N | 3 | | | |
| | | | | | FA | < 1 | H | 4 | | | |
| | | | | | cut out desprendidos de seccionador, fusible quemado | | A | | | | |
| | | | | | Sint. | | | | | | |
| | Seccionamiento tipo cut-out | no circula corriente por circuito de MT o corriente circulante superior a la nominal | fusible no diseñado para circuito | infantil | HP | 2Hr | S | 1 | Revision de Datos del Circuito y datos de Fusible, Monitoreo de la proteccion mediante Termografia Infraroja | Cadrilla de Media Tension/ Cadrilla de Operación y Emergencia | Semestral en Hora Fuera de Punta |
| | | | | | TR | recalculo de proteccion, revision de curvas del fusible, Cambio de Fusibles, cambio cut out | O | 2 | | | |
| | | | | | CR | \$ 150 | N | 3 | | | |
| | | | | | FA | < 1 | H | 4 | | | |
| | | | | | cut out desprendidos de seccionador, fusible quemado | | A | | | | |
| | | | | | Sint. | | | | | | |
| Seccionamiento tipo cut-out | no circula corriente por circuito de MT o corriente circulante superior a la nominal | contaminacion o corrosion de armado de seccionamiento | edad | HP | 3Hr | S | 1 | Inspeccion Visual y Limpieza, ajuste mecanico, chequeo del Mantenimiento Autonomo | Cadrilla de Media Tension | Semestral | |
| | | | | TR | Mantenimiento o Cambio de Seccionamiento | O | 2 | | | | |
| | | | | CR | \$ 800 | N | 3 | | | | |
| | | | | FA | < 1 | H | 4 | | | | |
| | | | | soporte metalicos corroidos o sucios, pernos flojos | | A | | | | | |
| | | | | Sint. | | | | | | | |
| Recloser | no circula corriente por circuito de MT | falla monofasica a tierra | aleatoria | HP | 2Hr | S | 1 | Inspeccion Visual y recorrido de la Linea Primaria hasta detectar falla | Cadrilla de Media Tension | Semestral | |
| | | | | TR | Inspeccion de Linea Primaria, Poda de Arboles, Reposicion de Hurto | O | 2 | | | | |
| | | | | CR | \$ 10 - \$ 25 por metro lineal | N | 3 | | | | |

| Hoja de Trabajo RCM | | | | Consecuencias: | | Severidad | | | | |
|---|----------|--|---|---|---|---|---|--|----------------------------|-----------|
| AMFE Análisis de Modos de Falla Efectos y Criticidad | | | | S= seguridad | | 1 Menos de 1000 US\$ | | | | |
| | | | | O= Operación | | 2 de 1000 a 10.000 US\$ | | | | |
| | | | | N= No Operacional | | 3 de 10.000 a 100.000 US\$ | | | | |
| | | | | H= Oculta | | 4 mas de 100.000 US\$ | | | | |
| | | | | A= Ambiente | | | | | | |
| SISTEMA ELECTRICO DE DISTRIBUCION | | MEDIA TENSION | | Pagina | Sistema: | Funcion: Distribucion y Suministro de Energia | | | | |
| Fecha: | | Aprobado por: | | Subsistema: | | Funcion: | | | | |
| | | Observaciones: | | Equipo: | | Funcion: | | | | |
| Media Tension | Recloser | no circula corriente por circuito de MT | falla monofasica a tierra | aleatoria | FA < 1 | H | 4 | Inspeccion Visual y recorrido de la Linea Primaria hasta detectar falla | Cuadrilla de Media Tension | Semestral |
| | | | | | Sint. Arboles Chocan con Linea, Linea calda, Linea Choca con estructura | A | | | | |
| | | | | | HP 2Hr | S | 1 | | | |
| | | | TR Inspeccion de Linea Primaria, Poda de Arboles, Reposicion de Hurto | | O | 2 | Inspeccion Visual y recorrido de la Linea Primaria hasta detectar falla | Cuadrilla de Media Tension | Semestral | |
| | | | CR \$ 20 - \$ 50 por metro | | N | 3 | | | | |
| | | | FA < 1 | | H | 4 | | | | |
| | | Sint. Arboles Chocan con Linea, Linea calda, Linea Choca con estructura | A | | Inspeccion Visual y recorrido de la Linea Primaria hasta detectar falla | Cuadrilla de Media Tension | Semestral | | | |
| | | HP 2Hr | S | 1 | | | | | | |
| | | TR Inspeccion de Linea Primaria, Poda de Arboles, Reposicion de Hurto | O | 2 | | | | | | |
| | | CR \$ 30 - \$ 75 por metro | N | 3 | Inspeccion Visual y recorrido de la Linea Primaria hasta detectar falla | Cuadrilla de Media Tension | Semestral | | | |
| | | FA < 1 | H | 4 | | | | | | |
| | | Sint. Arboles Chocan con Linea, Linea calda, Linea Choca con estructura | A | | | | | | | |
| | Armado | Conductores no aislados, Conductores no cumplen DMS, falla mecanica de armado, o temperatura de aisladores por encima de lo normal | Polucion sobre Aisladores | Edad | HP 6Hr | S | 1 | chequeo de Mantenimiento Preventivo, y Mantenimiento Autonomo, inspeccion visual | Cuadrilla de Media Tension | Semestral |
| | | | | | TR Limpieza y/o siliconado de aisladores | O | 2 | | | |
| | | | | | CR \$ 10 dolares por aislador (plato) | N | 3 | | | |
| | | | FA < 1 | | H | 4 | chequeo de Mantenimiento correctivo, Termografia Infraroja, Inspeccion Visual | Cuadrilla de Media Tension/ Cuadrilla de Operación y Emergencia | Semestral | |
| | | | Sint. cobertura de contaminacion sobre aislador | | A | | | | | |
| | | | HP 2Hr | | S | 1 | | | | |
| | | TR Cambio de Aisladores | O | 2 | chequeo de Mantenimiento Preventivo y Correctivo, Inspeccion Visual | Cuadrilla de Media Tension | Anual | | | |
| | | CR \$ 50 por aislador (plato) | N | 3 | | | | | | |
| FA < 1 | | H | 4 | | | | | | | |
| Sint. linea de color negro sobre aisladores | | A | | chequeo de Mantenimiento Preventivo y Correctivo, Inspeccion Visual | Cuadrilla de Media Tension | Anual | | | | |
| HP 6Hr | | S | 1 | | | | | | | |
| TR Mantenimiento o Cambio de Ferreterias del Armado | | O | 2 | | | | | | | |
| CR \$50- \$ 300 | N | 3 | | | | | | | | |

| Hoja de Trabajo RCM | | | | Consecuencias: | | Severidad | | | | | |
|---|---|--|--|--|--|--|---|---|---|----------------------------|-------|
| AMFE Análisis de Modos de Falla Efectos y Criticidad | | | | S= seguridad | | Severidad 1 Menos de 1000 US\$ 2 de 1000 a 10.000 US\$ 3 de 10.000 a 100.000 US\$ 4 mas de 100.000 US\$ | | | | | |
| | | | | O= Operación | | | | | | | |
| | | | | N= No Operacional | | | | | | | |
| | | | | H= Oculta | | | | | | | |
| | | | | A= Ambiente | | | | | | | |
| SISTEMA ELECTRICO DE DISTRIBUCION | | | MEDIA TENSION | Pagina | Sistema: | | Funcion: Distribucion y Suministro de Energia | | | | |
| Fecha: | | | Aprobado por: | Subsistema: | | Funcion: | | | | | |
| | | | Observaciones: | Equipo: | | Funcion: | | | | | |
| Media Tension | Armado | Conductores no aislados, Conductores no cumplen DMS, falla mecanica de armado, o temperatura de aisladores por encima de lo normal | Corrosion de Ferreterias de Atmados | Edad | FA < 1 | H | 4 | chequeo de Mantenimiento Preventivo y Correctivo, Inspeccion Visual | Cuadrilla de Media Tension | Anual | |
| | | | | | Sint. cobertura de contaminacion sobre ferreteria, burbujas, descascamiento, agujeros sobre el metal | A | | | | | |
| | | | Corrosion y Contaminacion sobre Crucetas o Mensulas | Edad | | HP 6Hr | S | 1 | chequeo de Mantenimiento Preventivo y Correctivo, Inspeccion Visual | Cuadrilla de Media Tension | Anual |
| | | | | | | TR Mantenimiento o Cambio de Crucetas y/o Mensulas | O | 2 | | | |
| | | | | | | CR \$ 50 - \$ 240 | N | 3 | | | |
| | | | | | | FA < 1 | H | 4 | | | |
| | | | | | | Sint. Maderamen podrido, Concreto descascarandose, fierro expuesto | A | | | | |
| | | | Arboles en Franja de Servidumbre | Edad | | HP 6Hr | S | 1 | Inspeccion Visual, chequeo de mantenimiento preventivo y autonomo | Cuadrilla de Media Tension | Anual |
| | | | | | | TR Poda o Tala de Arboles | O | 2 | | | |
| | | | | | | CR \$ 1000 por Kilometro de Franja | N | 3 | | | |
| | FA < 1 | H | | | | 4 | | | | | |
| | Sint. Arboles invaden franja de servidumbre | A | | | | | | | | | |
| | Vano de MT no cumple con DMS | aleatoria, edad | falla detectada en recloser, conductores con temperatura por encima de lo normal, conductor deshilachado, no existe conductor, conductor caido o destemplado | HP 2Hr | S | 1 | Inspeccion Visual, Chequeo de Mantenimiento Preventivo y Correctivo | Cuadrilla de Media Tension | Semestral | | |
| | | | | TR retemplado de conductores, cambio de grapas | O | 2 | | | | | |
| | | | | CR \$ 5 por metro lineal | N | 3 | | | | | |
| | | | | FA < 1 | H | 4 | | | | | |
| | | | | Sint. cable colgado, peligro de fallas | A | | | | | | |
| | Conductor, Empalme Aereo o Derivacion en mal estado por contaminacion atmosferica | edad | | HP 2Hr | S | 1 | Inspeccion Visual, Chequeo de Mantenimiento Preventivo y Correctivo | Cuadrilla de Media Tension | Semestral | | |
| | | | | TR Cambio de Empalme Aereo o Grapas | O | 2 | | | | | |
| | | | | CR \$ 50 | N | 3 | | | | | |
| FA < 1 | | | | H | 4 | | | | | | |
| Sint. cable caido, oxidacion de empalme o grapa | | | | A | | | | | | | |

| Hoja de Trabajo RCM | | | | Consecuencias: | | Severidad | | | | | |
|---|--------------------|---|--|-------------------|----------|---|-----------------|-------|---|----------------------------|-----------|
| AMFE Análisis de Modos de Falla Efectos y Criticidad | | | | S= seguridad | | 1 Menos de 1000 US\$ 2 de 1000 a 10.000 US\$ 3 de 10.000 a 100.000 US\$ 4 mas de 100.000 US\$ | | | | | |
| | | | | O= Operación | | | | | | | |
| | | | | N= No Operacional | | | | | | | |
| | | | | H= Oculta | | | | | | | |
| | | | | A= Ambiente | | | | | | | |
| SISTEMA ELECTRICO DE DISTRIBUCION | | | MEDIA TENSION | Página | Sistema: | Funcion: Distribucion y Suministro de Energia | | | | | |
| Fecha: | | | Aprobado por: | Subsistema: | | Funcion: | | | | | |
| | | | Observaciones: | Equipo: | | Funcion: | | | | | |
| Media Tension | Poste | poste quebrado, poste presenta corrosion, poste caído, poste inclinado, poste quemado | retenida suelta | aleatoria, edad | TR | mantenimiento o cambio de retenida | O | 2 | Inspeccion Visual, Mantenimiento Preventivo o Correctivo | Cuadrilla de Media Tension | Semestral |
| | | | | | CR | \$ 300 | N | 3 | | | |
| | | | | | FA | < 1 | H | 4 | | | |
| | | | | | Sint. | Colgantes | A | | | | |
| | | | contaminacion ambiental | edad | HP | 2Hr | S | 1 | Inspeccion Visual, Mantenimiento Preventivo o Correctivo | Cuadrilla de Media Tension | Anual |
| | | | | | TR | Pintado de Poste, Cambio de Poste | O | 2 | | | |
| | | | | | CR | \$ 30 - \$ 1200 | N | 3 | | | |
| | | | | | FA | < 1 | H | 4 | | | |
| | | | cimentacion dañada | edad | Sint. | poste descascarandose, poste inclinado | A | | Inspeccion Visual, Mantenimiento Preventivo o Correctivo | Cuadrilla de Media Tension | Anual |
| | | | | | HP | 2Hr | S | 1 | | | |
| | | | | | TR | Cambio de Poste, Verticalizacion de Poste, Reubicacion de Poste, Nueva cimentacion | O | 2 | | | |
| | | | | | CR | \$ 100 - \$ 1200 | N | 3 | | | |
| | | | falla descarga por interior de poste de madera | aleatoria | FA | < 1 | H | 4 | Inspeccion Visual, Mantenimiento Preventivo o Correctivo | Cuadrilla de Media Tension | Semestral |
| | | | | | Sint. | Poste Inclinado, lineas Caidas o Colgantes | A | | | | |
| | | | | | HP | 2Hr | S | 1 | | | |
| | | | | | TR | Mantenimiento o Cambio de Cable de Bajada a Tierra, o Cable de Cortocircuito del Armado | O | 2 | | | |
| Contactor no funciona | aleatoria, edad | CR | \$ 150 | N | 3 | Identificacion de Datos, Inspeccion Interna, Mantenimiento, o Rebobinado y Prueba de funcionamiento y operatividad, o reemplazo | Cuadrilla de AP | Anual | | | |
| | | FA | < 1 | H | 4 | | | | | | |
| | | Sint. | poste quemado, poste quebrado, lineas caidas o colgantes | A | | | | | | | |
| | | HP | 24 Hr | S | 1 | | | | | | |
| Alumbrado Publico | Equipos de Control | no enciende AP en horas adecuadas o permanece encendido durante el dia | Interruptor Horario no funciona | aleatoria, edad | TR | Cambio o Mantenimiento | O | 2 | Identificacion de Datos, Inspeccion Interna, Mantenimiento, o Rebobinado y Prueba de funcionamiento y operatividad, o reemplazo | Cuadrilla de AP | Anual |
| | | | | | CR | \$ 50 | N | 3 | | | |
| | | | | | FA | < 1 | H | 4 | | | |
| | | | | | Sint. | calentamiento, ruidos, vibracion | A | | | | |
| | | | | | HP | 24 Hr | S | 1 | | | |

| Hoja de Trabajo RCM | | | | Consecuencias: | | Severidad | | | | | |
|--|--------------------|--|---------------------------------------|-------------------|----------|---|-----------------|-------|--|-----------------|-------|
| AMFE Análisis de Modos de Falla Efectos y Criticidad | | | | S= seguridad | | 1 Menos de 1000 US\$ | | | | | |
| | | | | O= Operación | | 2 de 1000 a 10.000 US\$ | | | | | |
| | | | | N= No Operacional | | 3 de 10.000 a 100.000 US\$ | | | | | |
| | | | | H= Oculta | | 4 mas de 100.000 US\$ | | | | | |
| | | | | A= Ambiente | | | | | | | |
| SISTEMA ELECTRICO DE DISTRIBUCION | | MEDIA TENSION | | Pagina | Sistema: | Funcion: Distribucion y Suministro de Energia | | | | | |
| Fecha: | | Aprobado por: | | Subsistema: | | Funcion: | | | | | |
| | | Observaciones: | | Equipo: | | Funcion: | | | | | |
| Alumbrado Publico | Equipos de Control | no enciende AP en horas adecuadas o permanece encendido durante el dia | Interruptor Horario no funciona | aleatoria, edad | TR | Cambio o Mantenimiento | O | 2 | Identificacion de Datos, Inspeccion , Mantenimiento , reprogramacion de reloj y Prueba de funcionamiento y operatividad, o reemplazo | Cuadrilla de AP | Anual |
| | | | | | CR | \$ 50 | N | 3 | | | |
| | | | | | FA | < 1 | H | 4 | | | |
| | | | | | | | A | | | | |
| | | | | | Sint. | cables chamuscados, visor apagado | | | | | |
| | | | Fotocelda no funciona | aleatoria, edad | HP | 24 Hr | S | 1 | Identificacion de Datos, Inspeccion , Mantenimiento , y Prueba de funcionamiento y operatividad, o reemplazo | Cuadrilla de AP | Anual |
| | | | | | TR | Cambio, Mantenimiento, programacion | O | 2 | | | |
| | | | | | CR | \$ 30 | N | 3 | | | |
| | | | | | FA | < 1 | H | 4 | | | |
| | | | | | Sint. | cobertura de polvo, cables chamuscados | A | | | | |
| | | | Interruptor Temomagnetico no funciona | aleatoria, edad | HP | 24 Hr | S | 1 | Identificacion de Datos, Inspeccion , Mantenimiento , y Prueba de funcionamiento y operatividad, o reemplazo | Cuadrilla de AP | Anual |
| | | | | | TR | Cambio o Mantenimiento | O | 2 | | | |
| | | | | | CR | \$ 30 | N | 3 | | | |
| | | | | | FA | < 1 | H | 4 | | | |
| | | | | | Sint. | ITM chamuscado, calentamiento | A | | | | |
| Cableado de control no funciona | aleatoria, edad | HP | 24 Hr | S | 1 | Identificacion de Datos, Inspeccion , Mantenimiento , y | Cuadrilla de AP | Anual | | | |

| Hoja de Trabajo RCM | | | | Consecuencias: | | Severidad | | | | | |
|--|--------------------|--|---------------------------------|---|---------|--|---|-------|--|-----------------|-------|
| AMFE Análisis de Modos de Falla Efectos y Criticidad | | | | S= seguridad O= Operación N= No Operacional H= Oculta A= Ambiente | | 1 Menos de 1000 US\$ 2 de 1000 a 10.000 US\$ 3 de 10.000 a 100.000 US\$ 4 mas de 100.000 US\$ | | | | | |
| SISTEMA ELECTRICO DE DISTRIBUCION | | | MEDIA TENSION | | Página | Sistema: | Funcion: Distribucion y Suministro de Energia | | | | |
| Fecha: | | | Aprobado por: | Subsistema: | Equipo: | Funcion: | | | | | |
| Observaciones: | | | | | | | | | | | |
| Alumbrado Publico | Equipos de Control | no enciende AP en horas adecuadas o permanece encendido durante el dia | Cableado de control no funciona | aleatoria, edad | TR | Cambio o Mantenimiento | O | 2 | Identificacion de Datos, Inspeccion , Mantenimiento , y que incluye limpieza, ajuste de tornillo de los cables, verificacion de encendido y operatividad de AP | Cuadrilla de AP | Anual |
| | | | | | CR | \$ 20 | N | 3 | | | |
| | | | | | FA | < 1 | H | 4 | | | |
| | | | | | | | A | | | | |
| | | | | | Sint. | calentamiento, cables chamuscados | | | | | |
| | Luminaria | no enciende UAP o funciona intermitente o iluminacion es deficiente. | Lampara no funciona | aleatoria, edad | HP | 72 Hr | S | 1 | Identificacion de Datos, Inspeccion Interna, Mantenimiento , o Prueba de funcionamiento y operatividad, o reemplazo | Cuadrilla de AP | Anual |
| | | | | | TR | Mantenimiento o Cambio | O | 2 | | | |
| | | | | | CR | \$ 15 | N | 3 | | | |
| | | | | | FA | < 1 | H | 4 | | | |
| | | | | | Sint. | Lampara Apagada | A | | | | |
| | | | Condensador no funciona | aleatoria, edad | HP | 72 Hr | S | 1 | Identificacion de Datos, Inspeccion , Mantenimiento y Prueba de funcionamiento y operatividad, o reemplazo | Cuadrilla de AP | Anual |
| | | | | | TR | Mantenimiento o Cambio | O | 2 | | | |
| | | | | | CR | \$ 10 | N | 3 | | | |
| | | | | | FA | < 1 | H | 4 | | | |
| | | | | | Sint. | Lampara Apagada, o Intermitente | A | | | | |
| balasto no funciona | aleatoria, edad | HP | 72 Hr | S | 1 | Identificacion de Datos, Inspeccion , Mantenimiento , y | Cuadrilla de AP | Anual | | | |

| Hoja de Trabajo RCM | | | | Consecuencias: | | Severidad | | | | | |
|---|--------------------|--|--|-------------------------|-------------|---|--|-----------------|--|-----------------|-------|
| AMFE Analisis de Modos de Falla Efectos y Criticidad | | | | S= seguridad | | 1 Menos de 1000 US\$ | | | | | |
| | | | | O= Operación | | 2 de 1000 a 10.000 US\$ | | | | | |
| | | | | N= No Operacional | | 3 de 10.000 a 100.000 US\$ | | | | | |
| | | | | H= Oculta | | 4 mas de 100.000 US\$ | | | | | |
| | | | | A= Ambiente | | | | | | | |
| SISTEMA ELECTRICO DE DISTRIBUCION | | MEDIA TENSION | | Pagina | Sistema: | Funcion: Distribucion y Suministro de Energia | | | | | |
| | | Aprobado por: | | | Subsistema: | Funcion: | | | | | |
| Fecha: | | Observaciones: | | Equipo: | | Funcion: | | | | | |
| Alumbrado Publico | Luminaria | no enciende UAP o funciona intermitente o iluminacion es deficiente. | balasto no funciona | aleatoria, edad | TR | Mantenimiento o Cambio | O | 2 | Identificacion de Datos, Inspeccion, Mantenimiento, y Prueba de funcionamiento y operatividad, o reemplazo | Cuadrilla de AP | Anual |
| | | | | | CR | \$ 20 | N | 3 | | | |
| | | | | | FA | < 1 | H | 4 | | | |
| | | | | | Sint. | Lampara Apagada o Intermitente | A | | | | |
| Alumbrado Publico | | | Conexionado interior de luminaria no funciona | aleatoria, edad | HP | 72 Hr | S | 1 | Inspeccion, Mantenimiento, y Prueba de funcionamiento y operatividad, o reemplazo de cableado, fusibles | Cuadrilla de AP | Anual |
| | | | | | TR | Mantenimiento o Cambio | O | 2 | | | |
| | | | | | CR | \$ 10 | N | 3 | | | |
| | | | | | FA | < 1 | H | 4 | | | |
| | | | | | Sint. | Lampara Apagada o Intermitente | A | | | | |
| Alumbrado Publico | | | difusor de luminaria en mal estado o no existe | aleatoria, edad | HP | 7 dias | S | 1 | Limpieza de Luminaria, Cambio de Difusor | Cuadrilla de AP | Anual |
| | | | | | TR | Mantenimiento o Cambio | O | 2 | | | |
| | | | | | CR | \$ 10 | N | 3 | | | |
| | FA | < 1 | | | H | 4 | | | | | |
| | Sint. | mal estado o ausencia de difusor | | | A | | | | | | |
| | hurto de luminaria | aleatoria | HP | 7 dias | S | 1 | instalacion de nueva luminaria, completa, Resguardo Policial o Privado | Cuadrilla de AP | Diaria en horario nocturno | | |
| | | | TR | reposicion de luminaria | O | 2 | | | | | |

| Hoja de Trabajo RCM | | | | Consecuencias: | | Severidad | | | | | | | | | |
|--|-------------------|--|---|---|-----------------|--|---|-----------------|--|--|--------------------------------|-------|--|--------------------------------|-------|
| AMFE Análisis de Modos de Falla Efectos y Criticidad | | | | S= seguridad O= Operación N= No Operacional H= Oculta A= Ambiente | | 1 Menos de 1000 US\$ 2 de 1000 a 10.000 US\$ 3 de 10.000 a 100.000 US\$ 4 mas de 100.000 US\$ | | | | | | | | | |
| SISTEMA ELECTRICO DE DISTRIBUCION | | | MEDIA TENSION | | Página | Sistema: | Función: Distribucion y Suministro de Energía | | | | | | | | |
| Fecha: | | | Aprobado por: | Subsistema: | Función: | | | | | | | | | | |
| Observaciones: | | | Equipo: | | Función: | | | | | | | | | | |
| Alumbrado Publico | Luminaria | no enciende UAP o funciona intermitente o iluminacion es deficiente. | hurto de luminaria | aleatoria | CR | \$ 10 | N | 3 | instalacion de nueva luminaria, completa, Resguardo Policial o Privado | Cuadrilla de AP | Diaria en horario nocturno | | | | |
| | | | | | FA | < 1 | H | 4 | | | | | | | |
| | | | | | Sint. | ausencia de luminaria | A | | | | | | | | |
| | Alumbrado Publico | Pastoral | no existe pastoral, pastoral visiblemente deteriorado | contaminacion ambiental | aleatoria, edad | HP | 7 dias | S | 1 | Identificacion de Datos, Inspeccion Interna, Mantenimiento, cambio o instalacion de nuevo pastoral, incluido la luminaria de ser el caso | Cuadrilla de Alumbrado Publico | Anual | | | |
| | | | | | | TR | Mantenimiento o Cambio | O | 2 | | | | | | |
| | | | | | | CR | \$ 75 | N | 3 | | | | | | |
| | | | | | | FA | < 1 | H | 4 | | | | | | |
| | | | | | | Sint. | Falta Pastoral, Pastoral Corroido | A | | | | | | | |
| | | | | | | HP | 7 dias | S | 1 | | | | | | |
| | | | | Alumbrado Publico | hurto | aleatoria | aves | aleatoria, edad | TR | instalacion de protector contra aves | O | 2 | Identificacion de Datos, Inspeccion, Mantenimiento, cambio o instalacion de nuevo pastoral, incluyendo luminaria y protector contra aves de paso de ser necesario. | Cuadrilla de Alumbrado Publico | Anual |
| | | | | | | | | | CR | \$ 10 | N | 3 | | | |
| | | | | | | | | | FA | < 1 | H | 4 | | | |
| Sint. | | | | | | | | | Pastoral Quebrado o Ausencia | A | | | | | |
| HP | | | | | | | | | 7 dias | S | 1 | | | | |
| TR | | | | | | | | | reposicion | O | 2 | | | | |
| Alumbrado Publico | hurto | aleatoria | hurto | aleatoria | CR | \$ 220 | N | 3 | Identificacion de Datos, Inspeccion, Mantenimiento, Resguardo Policial o Privado | Cuadrilla de Alumbrado Publico | Diaria en horario nocturno | | | | |
| | | | | | FA | < 1 | H | 4 | | | | | | | |
| | | | | | Sint. | Ausencia de Pastoral | A | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | | | | |

| Hoja de Trabajo RCM | | | | Consecuencias: | | Severidad | | | | | |
|--|--------|--|---------------------------|-------------------|-------------|---|---|---|---|---------------------------|-------|
| AMFE Análisis de Modos de Falla Efectos y Criticidad | | | | S= seguridad | | 1 Menos de 1000 US\$ | | | | | |
| | | | | O= Operación | | 2 de 1000 a 10.000 US\$ | | | | | |
| | | | | N= No Operacional | | 3 de 10.000 a 100.000 US\$ | | | | | |
| | | | | H= Oculta | | 4 mas de 100.000 US\$ | | | | | |
| | | | | A= Ambiente | | | | | | | |
| SISTEMA ELECTRICO DE DISTRIBUCION | | | MEDIA TENSION | Página | Sistema: | Funcion: Distribucion y Suministro de Energia | | | | | |
| Fecha: | | | Aprobado por: | Observaciones: | Subsistema: | Funcion: | | | | | |
| Baja Tension | Armado | Conductores no aislados, | | | HP | 6Hr | S | 1 | Inspeccion Visual, Mantenimiento | Cuadrilla de Baja | Anual |
| Baja Tension | Armado | Conductores no aislados, Conductores no cumplen DMS, falla mecanica de armado, o temperatura de aisladores por encima de lo normal | Polucion sobre Aisladores | Edad | TR | Limpieza de aisladores | O | 2 | Inspeccion Visual, Mantenimiento Preventivo | Cuadrilla de Baja Tension | Anual |
| | | | | | CR | 5 dofares por aislador | N | 3 | | | |
| | | | | | FA | < 1 | H | 4 | | | |
| | | | | | Sint. | cobertura de contaminacion sobre aislador | A | | | | |
| | | | | | | | S | 1 | | | |
| | | Falla de Aislamiento de Aisladores | Infantil/ aleatoria/edad | HP | 2Hr | | | | | | |

| Hoja de Trabajo RCM | | | | Consecuencias: | | Severidad | | | | | |
|---|--------|--|------------------------------------|--------------------------|----------|---|---|--|--|---------------------------|-------|
| AMFE Análisis de Modos de Falla Efectos y Criticidad | | | | S= seguridad | | 1 Menos de 1000 US\$ | | | | | |
| | | | | O= Operación | | 2 de 1000 a 10.000 US\$ | | | | | |
| | | | | N= No Operacional | | 3 de 10.000 a 100.000 US\$ | | | | | |
| | | | | H= Oculta | | 4 mas de 100.000 US\$ | | | | | |
| | | | | A= Ambiente | | | | | | | |
| SISTEMA ELECTRICO DE DISTRIBUCION | | MEDIA TENSION | | Pagina | Sistema: | Funcion: Distribucion y Suministro de Energia | | | | | |
| Fecha: | | Aprobado por: | | Subsistema: | | Funcion: | | | | | |
| | | Observaciones: | | Equipo: | | Funcion: | | | | | |
| Baja Tension | Armado | Conductores no aislados, Conductores no cumplen DMS, falla mecanica de armado, o temperatura de aisladores por encima de lo normal | Falla de Aislamiento de Aisladores | Infantil/ aleatoria/edad | TR | Cambio de Aisladores | O | 2 | Inspeccion Visual, Mantenimiento Preventivo o Correctivo | Cuadrilla de Baja Tension | Anual |
| | | | | | CR | \$ 10 por aislador | N | 3 | | | |
| | | | | | FA | < 1 | H | 4 | | | |
| | | | | | Sint. | linea de color negro sobre aisladores | A | | | | |
| | | | | | HP | 6Hr | S | 1 | | | |
| | | Corrosion de Ferreterias de Atmados | Edad | | | | | Inspeccion Visual, Mantenimiento Preventivo o Correctivo | Cuadrilla de Baja Tension | Anual | |

| Hoja de Trabajo RCM | | | | Consecuencias: | | Severidad | | | | | |
|---|--------|--|---|-------------------|----------|--|---|---|--|--------------------------|-------|
| AMFE Análisis de Modos de Falla Efectos y Criticidad | | | | S= seguridad | | 1 Menos de 1000 US\$ | | | | | |
| | | | | O= Operación | | 2 de 1000 a 10.000 US\$ | | | | | |
| | | | | N= No Operacional | | 3 de 10.000 a 100.000 US\$ | | | | | |
| | | | | H= Oculta | | 4 mas de 100.000 US\$ | | | | | |
| | | | | A= Ambiente | | | | | | | |
| SISTEMA ELECTRICO DE DISTRIBUCION | | MEDIA TENSION | | Pagina | Sistema: | Funcion: Distribucion y Suministro de Energia | | | | | |
| Fecha: | | Aprobado por: | | Subsistema: | | Funcion: | | | | | |
| | | Observaciones: | | Equipo: | | Funcion: | | | | | |
| Baja Tension | Armado | Conductores no aislados, Conductores no cumplen DMS, falla mecanica de armado, o temperatura de aisladores por encima de lo normal | Corrosion de Ferreterias de Atmados | Edad | TR | Mantenimiento o Cambio de Ferreterias del Armado | O | 2 | Inspeccion Visual, Mantenimiento Preventivo o Correctivo | Cadrilla de Baja Tension | Anual |
| | | | | | CR | \$50 | N | 3 | | | |
| | | | | | FA | < 1 | H | 4 | | | |
| | | | | | Sint. | cobertura de contaminacion sobre ferreteria, burbujas, descascaramiento, agujeros sobre el metal | A | | | | |
| | | | Corrosion y Contaminacion sobre Crucetas o Mensulas | Edad | HP | 6Hr | S | 1 | Inspeccion Visual, Mantenimiento Preventivo o Correctivo | Cadrilla de Baja Tension | Anual |

| Hoja de Trabajo RCM | | | | Consecuencias: | | Severidad | | | | | |
|--|--|---|---|---|---------------------------|--|---|---|--|---------------------------|-------|
| AMFE Análisis de Modos de Falla Efectos y Criticidad | | | | S= seguridad O= Operación N= No Operacional H= Oculta A= Ambiente | | 1 Menos de 1000 US\$ 2 de 1000 a 10.000 US\$ 3 de 10.000 a 100.000 US\$ 4 mas de 100.000 US\$ | | | | | |
| SISTEMA ELECTRICO DE DISTRIBUCION | | MEDIA TENSION | | Página | Sistema: | Función: Distribucion y Suministro de Energia | | | | | |
| Fecha: | | Aprobado por: | | Subsistema: | Función: | | | | | | |
| Observaciones: | | Equipo: | | Función: | | | | | | | |
| Baja Tension | Armado | Conductores no aislados, Conductores no cumplen DMS, falla mecanica de armado, o temperatura de aisladores por encima de lo normal | Corrosion y Contaminacion sobre Crucetas o Mensulas | Edad | TR | Mantenimiento o Cambio de Crucetas y/o Mensulas | O | 2 | Inspeccion Visual, Mantenimiento Preventivo o Correctivo | Cuadrilla de Baja Tension | Anual |
| | | | | | CR | \$ 50 | N | 3 | | | |
| | | | | | FA | < 1 | H | 4 | | | |
| | | | | | Sint. | Maderamen podrido, Concreto descascarandose, fierro expuesto | A | | | | |
| | Conductor | falla detectada , conductores con temperatura por encima de lo normal, conductor deshilachado, no existe conductor, conductor caldo o destemplado | Arboles en Franja de Servidumbre | Edad | HP | 6Hr | S | 1 | Inspeccion Visual, Mantenimiento Preventivo o Correctivo | Cuadrilla de Baja Tension | Anual |
| | | | | | TR | Poda o Tala de Arboles | O | 2 | | | |
| | | | | | CR | \$ 500 por Kilometro de Franja | N | 3 | | | |
| | | | | | FA | < 1 | H | 4 | | | |
| | | | | | Sint. | Arboles invaden franja de servidumbre | A | | | | |
| | | | | | HP | 2Hr | S | 1 | | | |
| TR | reemplado de conductores, cambio de grapas | O | 2 | Inspeccion Visual, Mantenimiento Preventivo o Correctivo | Cuadrilla de Baja Tension | Anual | | | | | |
| CR | \$ 3 por metro lineal | N | 3 | | | | | | | | |
| FA | < 1 | H | 4 | | | | | | | | |

| Hoja de Trabajo RCM | | | | Consecuencias: | | Severidad | | | | | | |
|--|---|---|---|--|---|---|--|---|--|---------------------------|---------------------------|----------------------------|
| AMFE Análisis de Modos de Falla Efectos y Criticidad | | | | S= seguridad O= Operación N= No Operacional H= Oculta A= Ambiente | | 1 Menos de 1000 US\$ 2 de 1000 a 10.000 US\$ 3 de 10.000 a 100.000 US\$ 4 mas de 100.000 US\$ | | | | | | |
| SISTEMA ELECTRICO DE DISTRIBUCION | | MEDIA TENSION | | Pagina | Sistema: | Funcion: Distribucion y Suministro de Energia | | | | | | |
| Fecha: | | Aprobado por: | | Subsistema: | Funcion: | | | | | | | |
| | | Observaciones: | | Equipo: | Funcion: | | | | | | | |
| Baja Tension | Conductor | falla detectada , conductores con temperatura por encima de lo normal, conductor deshilachado, no existe conductor, conductor caido o destemplado | Vano de BT no cumple | aleatoria, edad | Sint. | cable colgado, peligro de fallas | A | 1 | Inspeccion Visual, Mantenimiento | Cuadrilla de Baja Tension | Anual | |
| | | | Conductor, Empalme Aereo o Derivacion en mal estado por contaminacion atmosferica | edad | HP | 2Hr | S | 1 | Inspeccion Visual, Mantenimiento Preventivo o Correctivo | 3 | Cuadrilla de Baja Tension | Anual |
| | | | | | TR | Cambio de Empalme Aereo o Grapas | O | 2 | | | | |
| | | | | | CR | \$ 20 | N | 3 | | | | |
| | | | | | FA | < 1 | H | 4 | | | | |
| | | | | | Sint. | cable caido, oxidacion de empalme o grapa | A | | | | | |
| | | | Hurto de Conductor Aereo | aleatoria | HP | 4Hr | S | 1 | Inspeccion Visual, Mantenimiento Correctivo , Resguardo Policial o Privado | 3 | Cuadrilla de Baja Tension | Diaria en horario nocturno |
| | | | | | TR | Inspeccion de Red Secundaria, Reposicion de Conductor, Retemplado de Conductores, Mantenimiento de Aisladores | O | 2 | | | | |
| | | | | | CR | \$ 10 por metro lineal | N | 3 | | | | |
| | | | | | FA | < 1 | H | 4 | | | | |
| | | | | | Sint. | clientes sin suministro de energia, ausencia de conductor | A | | | | | |
| | | | Falla en Cableado Subterraneo de BT | Infantil/ aleatoria/edad | HP | 4Hr | S | 1 | Inspeccion Visual, Mantenimiento Preventivo o Correctivo | 3 | Cuadrilla de Baja Tension | Semestral |
| | TR | Inspeccion de Red Secundaria, Reposicion de Conductor | | | O | 2 | | | | | | |
| | CR | \$ 50 por metro terna | | | N | 3 | | | | | | |
| | FA | < 1 | | | H | 4 | | | | | | |
| | Sint. | clientes sin suministro de energia | | | A | | | | | | | |
| | Armado sin ajuste mecanico o deteriorado | edad | HP | 2Hr | S | 1 | Inspeccion Visual, Mantenimiento Preventivo o Correctivo | 3 | Cuadrilla de Baja Tension | Anual | | |
| | | | TR | ajuste de pernos sueltos, limpieza o mantenimiento general al armado, ajuste de retenida | O | 2 | | | | | | |
| | | | CR | \$ 50 | N | 3 | | | | | | |
| | | | FA | < 1 | H | 4 | | | | | | |
| Sint. | | | conductor caldo o colgando, no cumplen con DMS | A | | | | | | | | |
| Poste | poste quebrado, poste presenta corrosion, poste caido, poste inclinado, poste quemado | transito de vehiculos | aleatoria | HP | 3Hr | S | 1 | Inspeccion Visual, Mantenimiento Preventivo | Cuadrilla de Baja Tension | Anual | | |
| | | | | TR | cambio de poste, verticalizacion de poste, colocacion de bloques de proteccion de poste, reubicacion de poste | O | 2 | | | | | |

| Hoja de Trabajo RCM | | | | Consecuencias: | | Severidad | | | | | |
|--|-------|---|--|---|----------|---|--|---------------------------|---|---------------------------|-------|
| AMFE Análisis de Modos de Falla Efectos y Criticidad | | | | S= seguridad | | 1 Menos de 1000 US\$ | | | | | |
| | | | | O= Operación | | 2 de 1000 a 10.000 US\$ | | | | | |
| | | | | N= No Operacional | | 3 de 10.000 a 100.000 US\$ | | | | | |
| | | | | H= Oculta | | 4 mas de 100.000 US\$ | | | | | |
| | | | | A= Ambiente | | | | | | | |
| SISTEMA ELECTRICO DE DISTRIBUCION | | MEDIA TENSION | | Página | Sistema: | Función: DISTRIBUCION Y SUMINISTRO DE ENERGIA | | | | | |
| Fecha: | | Aprobado por: | | Subsistema: | | Función: | | | | | |
| | | Observaciones: | | Equipo: | | Función: | | | | | |
| Baja Tension | Poste | | transito de vehiculos | aleatoria | CR | \$ 300 | N | 3 | Inspeccion Visual, Mantenimiento Preventivo | Cuadrilla de Baja Tension | Anual |
| | | | | | FA | < 1 | H | 4 | | | |
| | | | | | Sint. | Conductores caidos o colgantes, clientes sin suministro, poste rajado o inclinado | A | | | | |
| Baja Tension | Poste | poste quebrado, poste presenta corrosion, poste caido, poste inclinado, poste quemado | caida de lineas | aleatoria | HP | 3Hr | S | 1 | Inspeccion Visual, Mantenimiento Correctivo | Cuadrilla de Baja Tension | Anual |
| | | | | | TR | cambio de poste, verticalizacion de poste, colocacion de bloques de proteccion de poste, reubicacion de poste | O | 2 | | | |
| | | | | | CR | \$ 500 | N | 3 | | | |
| | | | | | FA | < 1 | H | 4 | | | |
| | | | Sint. | Conductores caidos o colgantes, clientes sin suministro, poste rajado o inclinado | A | | | | | | |
| | | | HP | 2Hr | S | 1 | Inspeccion Visual, Mantenimiento Preventivo o Correctivo | Cuadrilla de Baja Tension | Anual | | |
| | | | TR | mantenimiento o cambio de retenida | O | 2 | | | | | |
| | | | CR | \$ 180 | N | 3 | | | | | |
| | | | FA | < 1 | H | 4 | | | | | |
| | | | Sint. | Poste Inclinado, Lineas Caidas o Colgantes | A | | | | | | |
| | | HP | 2Hr | S | 1 | Inspeccion Visual, Mantenimiento Preventivo | Cuadrilla de Baja Tension | Anual | | | |
| | | TR | Pintado de Poste, Cambio de Poste | O | 2 | | | | | | |
| | | CR | \$ 30 - \$ 500 | N | 3 | | | | | | |
| | | FA | < 1 | H | 4 | | | | | | |
| | | Sint. | poste descascarandose, poste inclinado | A | | | | | | | |
| | | HP | 2Hr | S | 1 | Inspeccion Visual, Mantenimiento | Cuadrilla de Baja | Anual | | | |
| | | | cimentacion dañada | edad | HP | 2Hr | S | 1 | Inspeccion Visual, Mantenimiento | Cuadrilla de Baja | Anual |

| Hoja de Trabajo RCM | | | | Consecuencias: | | Severidad | | | | | |
|--|--|---|---|---|----------|--|--|-----------|--|---|-----------|
| AMFE Análisis de Modos de Falla Efectos y Criticidad | | | | S= seguridad O= Operación N= No Operacional H= Oculta A= Ambiente | | 1 Menos de 1000 US\$ 2 de 1000 a 10.000 US\$ 3 de 10.000 a 100.000 US\$ 4 mas de 100.000 US\$ | | | | | |
| SISTEMA ELECTRICO DE DISTRIBUCION | | MEDIA TENSION | | Página | Sistema: | Funcion: Distribucion y Suministro de Energia | | | | | |
| Fecha: | | Aprobado por: | | Subsistema: | | Funcion: | | | | | |
| | | Observaciones: | | Equipo: | | Funcion: | | | | | |
| Baja Tension | Poste | poste quebrado, poste presenta corrosion, poste caido, poste inclinado, poste quemado | cimentacion dañada | edad | TR | Cambio de Poste, Verticalizacion de Poste, Reubicacion de Poste, Nueva cimentacion | O | 2 | Inspeccion Visual, Mantenimiento Preventivo o Correctivo | Cuadrilla de Baja Tension | Anual |
| | | | | | CR | \$ 100 -\$300 | N | 3 | | | |
| | | | | | FA | < 1 | H | 4 | | | |
| | | | | | Sint. | Poste Inclinado, Lineas Caidas o Colgantes | A | | | | |
| | | HP | 2Hr | S | 1 | Inspeccion Visual, Mantenimiento Correctivo | Cuadrilla de Baja Tension | Semestral | | | |
| | | TR | Mantenimiento o Cambio de Cable de Bajada a Tierra, o Cable de Cortocircuito del Armado | O | 2 | | | | | | |
| | | CR | \$ 50 | N | 3 | | | | | | |
| | | FA | < 1 | H | 4 | | | | | | |
| Sint. | poste quemado, poste quebrado, lineas caidas o colgantes | A | | | | | | | | | |
| Subestacion Electrica de Distribucion | Seccionador tipo cut-out | no circula corriente por circuito de MT o corriente circulante superior a la nominal | sobrecarga | Infantil/ aleatoria/edad | HP | 2Hr | S | 1 | Inspeccion Visual, Inspeccion termografica, Mantenimiento Correctivo | Cuadrilla de Subestaciones/ Cuadrilla de Operación y Emergencia | Semestral |
| | | | | | TR | Cambio de Fusibles, cambio cut out | O | 2 | | | |
| | | | | | CR | \$ 150 | N | 3 | | | |
| | | | | | FA | < 1 | H | 4 | | | |
| | | | | | Sint. | cut out desprendidos de seccionador, fusible quemado | A | | | | |
| | | HP | 2Hr | S | 1 | Inspeccion Visual, inspeccion termografica, Mantenimiento Correctivo | Cuadrilla de Subestaciones/ Cuadrilla de | Semestral | | | |

| Hoja de Trabajo RCM | | | | Consecuencias: | | Severidad | | | | | |
|--|--|--|---|-------------------|---------------------------------------|---|---|---|--|--|-----------|
| AMFE Análisis de Modos de Falla Efectos y Criticidad | | | | S= seguridad | | 1 Menos de 1000 US\$ | | | | | |
| | | | | O= Operación | | 2 de 1000 a 10.000 US\$ | | | | | |
| | | | | N= No Operacional | | 3 de 10.000 a 100.000 US\$ | | | | | |
| | | | | H= Oculta | | 4 mas de 100.000 US\$ | | | | | |
| | | | | A= Ambiente | | | | | | | |
| SISTEMA ELECTRICO DE DISTRIBUCION | | MEDIA TENSION | | Página: | Sistema: | Funcion: Distribucion y Suministro de Energia | | | | | |
| Fecha: | | Aprobado por: | | Subsistema: | | Funcion: | | | | | |
| | | Observaciones: | | Equipo: | | Funcion: | | | | | |
| Subestacion Electrica de Distribucion | Seccionador tipo cut-out | no circula corriente por circuito de MT o corriente circulante superior a la nominal | fusible no diseñado para circuito | infantil | TR | recalculo de proteccion, revision de curvas del fusible, Cambio de Fusibles, cambio cut out | O | 2 | Inspeccion Visual, inspeccion termografica, Mantenimiento Correctivo | Cuadrilla de Subestaciones/ Cuadrilla de Operación y Emergencia | Semestral |
| | | | | | CR | \$ 150 | N | 3 | | | |
| | | | | | FA | < 1 | H | 4 | | | |
| | | | | | SinL | cut out desprendidos de seccionador, fusible quemado | A | | | | |
| Subestacion Electrica de Distribucion | | | contaminacion o corrosion de armado de seccionamiento | edad | HP | 3Hr | S | 1 | Inspeccion Visual, Mantenimiento Preventivo, Mantenimiento Autonomo | Cuadrilla de Subestaciones | Anual |
| | | | | | TR | Mantenimiento o Cambio de Seccionamiento | O | 2 | | | |
| | | | | | CR | \$ 800 | N | 3 | | | |
| | | | | | FA | < 1 | H | 4 | | | |
| | | | | | Sint. | soporte metalicos corroidos o sucios, pernos flojos | A | | | | |
| Armado | Conductores no aislados, Conductores no cumplen DMS, falla mecanica de armado, o temperatura de aisladores por encima de lo normal | Polucion sobre Aisladores | Edad | HP | 6Hr | S | 1 | Inspeccion Visual, chequeo de mantenimiento preventivo y autonomo | Cuadrilla de Subestaciones | Anual | |
| | | | | TR | limpieza y/o siliconado de aisladores | O | 2 | | | | |
| | | | | CR | \$ 10 dolares por aislador (plato) | N | 3 | | | | |
| | | | | FA | < 1 | H | 4 | | | | |

| Hoja de Trabajo RCM | | | | Consecuencias: | | Severidad | | | | | | |
|--|--------|--|---|--------------------------|----------|--|---|---|---|--|---|-------|
| AMFE Análisis de Modos de Falla Efectos y Criticidad | | | | S= seguridad | | 1 Menos de 1000 US\$ | | | | | | |
| | | | | O= Operación | | 2 de 1000 a 10.000 US\$ | | | | | | |
| | | | | N= No Operacional | | 3 de 10.000 a 100.000 US\$ | | | | | | |
| | | | | H= Oculta | | 4 mas de 100.000 US\$ | | | | | | |
| | | | | A= Ambiente | | | | | | | | |
| SISTEMA ELECTRICO DE DISTRIBUCION | | MEDIA TENSION | | Pagina | Sistema: | Funcion: Distribucion y Suministro de Energia | | | | | | |
| Fecha: | | Aprobado por: | | Subsistema: | | Funcion: | | | | | | |
| | | Observaciones: | | Equipo: | | Funcion: | | | | | | |
| Subestacion Electrica de Distribucion | Armado | Conductores no aislados, Conductores no cumplen DMS, falla mecanica de armado, o temperatura de aisladores por encima de lo normal | Polucion sobre Aisladores | Edad | Sint. | cobertura de contaminacion sobre aislador | A | | Inspeccion Visual, chequeo de mantenimiento preventivo y autonomo | Cuadrilla de Subestaciones | Anual | |
| | | | Falla de Aislamiento de Aisladores | Infantil/ aleatoria/edad | HP | 2Hr | | S | 1 | Inspeccion Visual, Inspeccion termografica, Mantenimiento Correctivo | Cuadrilla de Subestaciones/ Cuadrilla de Operación y Emergencia | Anual |
| | | | | | TR | Cambio de Aisladores | O | 2 | | | | |
| | | | | | CR | \$ 50 por aislador (plato) | N | 3 | | | | |
| | | | | | FA | < 1 | H | 4 | | | | |
| | | | | | Sint. | linea de color negro sobre aisladores | A | | | | | |
| Subestacion Electrica de Distribucion | Armado | Conductores no aislados, Conductores no cumplen DMS, falla mecanica de armado, o temperatura de aisladores por encima de lo normal | Corrosion de Ferreterias de Atmados | Edad | HP | 6Hr | | S | 1 | Inspeccion Visual, chequeo de mantenimiento preventivo y autonomo | Cuadrilla de Subestaciones | Anual |
| | | | | | TR | Mantenimiento o Cambio de Ferreterias del Armado | O | 2 | | | | |
| | | | | | CR | \$50- \$ 300 | N | 3 | | | | |
| | | | | | FA | < 1 | H | 4 | | | | |
| | | | | | Sint. | cobertura de contaminacion sobre ferreteria, burbujas, descascaramiento, agujeros sobre el metal | A | | | | | |
| | | | Corrosion y Contaminacion sobre Crucetas o Mensulas | Edad | HP | 6Hr | | S | 1 | Inspeccion Visual, chequeo de mantenimiento preventivo y autonomo | Cuadrilla de Subestaciones | Anual |

ANEXO III
FORMATOS DE MANTENIMIENTO PREDICTIVO

FORMATO
(Código de Línea o Red Primaria, Estructura 'k-1'-Estructura 'k')

REGISTRO FOTOGRAFICO

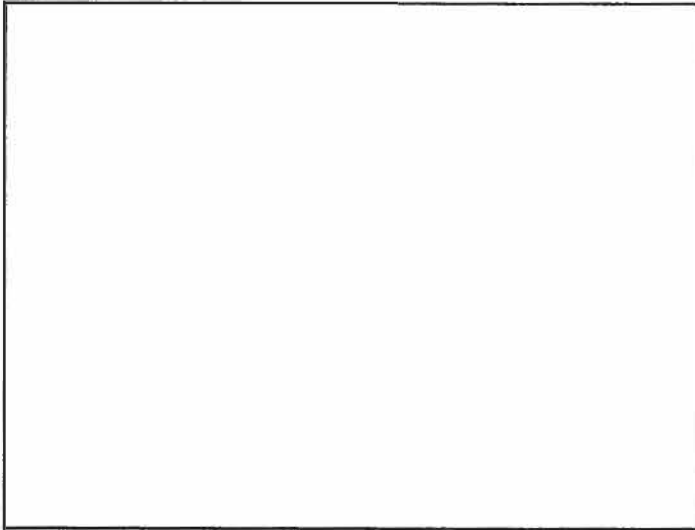


FOTO N° 01
Fotografía de faja de servidumbre hacia estructura 'k-1'
detallar, describir observaciones sobre el vano
comprendido entre Estructuras 'k' y 'k-1'.

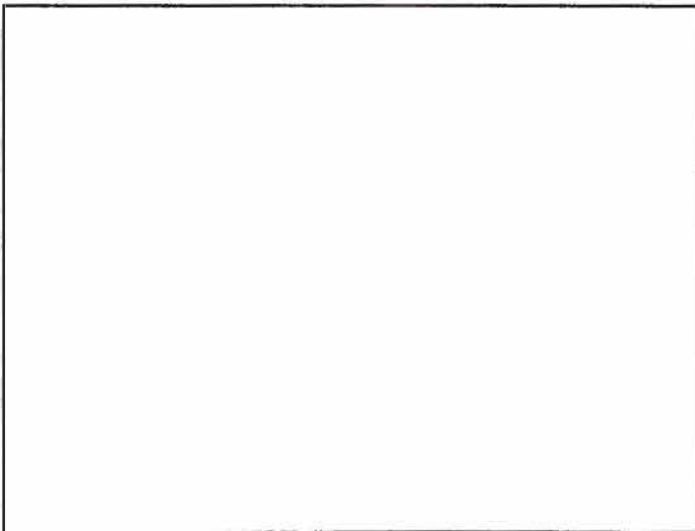
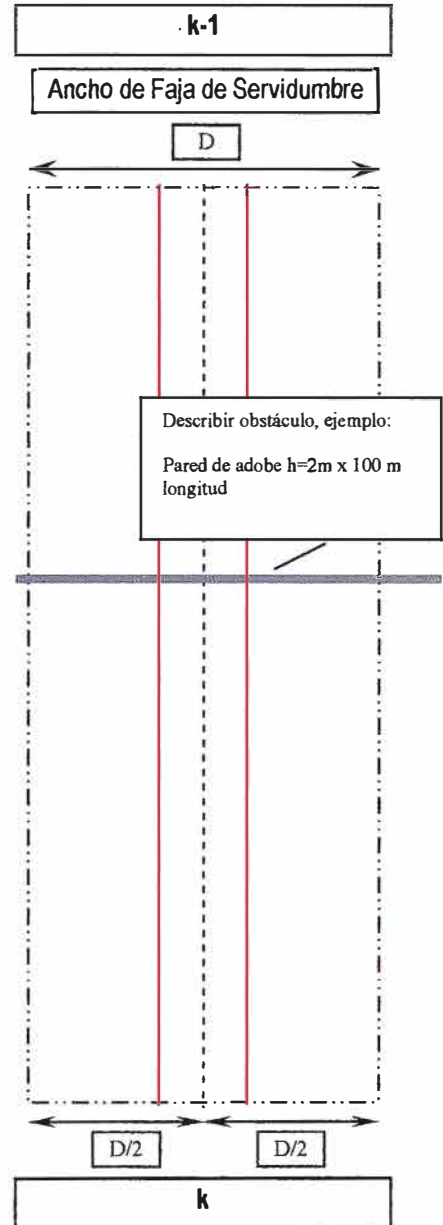
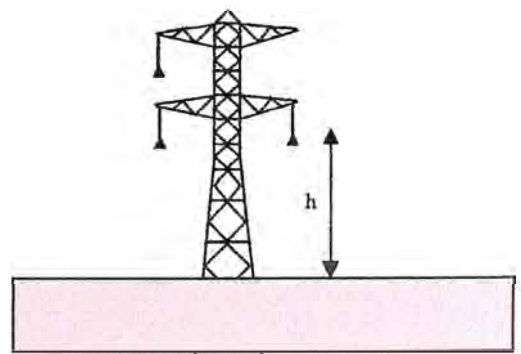


FOTO N° 02
Fotografía de faja de servidumbre hacia estructura 'k',
detallar, describir observaciones sobre el vano
comprendido entre estructuras 'k' y 'k-1'.

VISTA DE PLANTA



VISTA DE PERFIL



| | | | | |
|--|---|--|----------|--|
| | FORMATO | | Código: | |
| | INVENTARIO DE COMPONENTES ESTRUCTURAS - INSPECCION MINUCIOSA | | Versión: | |
| | | | Página: | |

| OBJETO TECNICO | Cantidad | | Material | Dimensiones o Sección | Estado | Nº De empalmes en el vano | Observaciones CRUCES CON MT AT |
|-----------------|----------|--------|----------|-----------------------|--------|---------------------------|-----------------------------------|
| | Tema 1 | Tema 2 | | | | | |
| Conductor | | | | | | | |
| Cable de Guarda | | | | | | | |

| OBJETO TECNICO | Cantidad | | Material | Dimensiones o Sección | Estado | Observaciones |
|---------------------------------|----------|--------|----------|-----------------------|--------|---------------|
| | Tema 1 | Tema 2 | | | | |
| Soportes | | | | | | |
| Mensulas | | | | | | |
| Crucetas | | | | | | |
| Grapas Anclaje | | | | | | |
| Grapas Suspensión | | | | | | |
| Jgo varillas de armar | | | | | | |
| Antivibradores de Fase | | | | | | |
| Antivibradoras de Cable Guarda | | | | | | |
| Grapas de Empalme en el Vano | | | | | | |
| Conectores de Cuello ó Bucle | | | | | | |
| Retenidas | | | | | | |
| Abrazadera de Retenida | | | | | | |
| Perno Ojo de Retenida | | | | | | |
| Canaleta FoGo | | | | | | |
| Protector PVC de Retenida | | | | | | |
| Puesta a Tierra | | | | | | |
| Horquilla -Bola | | | | | | |
| Casquillo -Ojo | | | | | | |
| Abrazadera de Cadena | | | | | | |
| Grillete | | | | | | |
| Yugo de FoGo para doble Cadena | | | | | | |
| Mensula tirante FoGo para Poste | | | | | | |
| | | | | | | |
| | | | | | | |
| | | | | | | |

PROTOCOLO DE MEDICIONES PUESTA A TIERRA

1.- DATOS GENERALES CLIENTE

| | | | |
|---------------------------|----------------|-----------|------|
| | Nombre o Razón | | |
| | Dirección: | | |
| 1.1.- Datos Cliente | C.P.: | Distrito: | |
| | Provincia: | | |
| | RUC: | Tel.: | Fax: |
| 1.2.- Representante legal | Apellidos: | | DNI: |
| | Nombre: | | |

2.- EQUIPOS DE MEDIDA UTILIZADOS:

| Nombre Equipo | Marca | Modelo | N° serie | Fecha Vencimiento Calibración |
|-----------------------------|-------|--------|----------|-------------------------------|
| 2.1.- Telurometro | | | | |
| 2.2.- Megohmetro | | | | |
| 2.3.- Multímetro | | | | |
| 2.4.- Termómetro Infrarrojo | | | | |
| 2.5.- Analizador de Redes | | | | |
| 2.6.- Secuencimetro | | | | |

3.- MEDICIONES DE RESISTENCIA DE PAT Y RESISTIVIDAD DEL TERRENO.

| OBSERVACIONES | | | RESISTENCIA | | | |
|---------------|-------|------------------|--|---------------------|--------------------|---------|
| | | | <p style="text-align: center;">MÉTODO CAÍDA DE POTENCIAL</p> | | | |
| Ubicación | Fecha | Temperatura (°C) | Distancia P1-C1 (m) | Distancia P1-P2 (m) | Resistencias (Ohm) | R (Ohm) |
| Pozo 1 | | | | | | |
| Pozo 2 | | | | | | |

| OBSERVACIONES | | | RESISTIVIDAD | | | | | | | |
|---------------|-------|------------------|---|--------------------|---------------------------|------------------|---------------|--------------------|---------------------------|------------------|
| | | | <p style="text-align: center;">MÉTODO WENNER</p> <p style="text-align: center;">$\rho = 2 \cdot R \cdot \pi \cdot D$ ρ (aparente)</p> | | | | | | | |
| | | | 1 ra MEDICIÓN | | | | 2 da MEDICIÓN | | | |
| Ubicación | Fecha | Temperatura (°C) | D (m) | R (aparente) (Ohm) | ρ (aparente) (Ohm-m) | ρ calculado | D (m) | R (aparente) (Ohm) | ρ (aparente) (Ohm-m) | ρ calculado |
| Pozo 1 | | | 1 | | | | 1 | | | |
| | | | 2 | | | | 2 | | | |
| | | | 4 | | | | 4 | | | |
| | | | 8 | | | | 8 | | | |
| Pozo 2 | | | 1 | | | | 1 | | | |
| | | | 2 | | | | 2 | | | |
| | | | 4 | | | | 4 | | | |
| | | | 8 | | | | 8 | | | |

REPORTE DE INSPECCION TERMOGRAFICA

Empresa: Concesionaria

Técnico

| | | |
|--------------|--|---------------|
| Área: | Unidad Mantenimiento Distribución | Fecha: |
| Zona: | Talara | Hora: |

| Parámetros | Ubicación |
|----------------------------|--------------------|
| Emisividad: | Línea Primaria: |
| Distancia: | Derivación: |
| Temperatura Ambiente: | Código: |
| Temperatura Reflejada: | Elemento |
| Temperatura de Referencia: | Imagen N°: |
| Humedad Relativa: | Carga: |
| Nivel: | |
| Campo: | |

| Imagen Termo gráfica |
|----------------------|
| |

| Imagen Real |
|-------------|
| |

| Grado de Severidad | Próxima Inspección |
|--------------------|-------------------------|
| Normal: | Cada 6 Meses |
| Leve: | Cada 3 Meses |
| Grave: | Cada Mes |
| Critica: | Menor a 15 días |
| Muy Critica: | Corregir Inmediatamente |
| Observaciones: | |
| Recomendaciones: | |

Firma Responsable Inspección

ANEXO IV
EVALUACION DE DESEMPEÑO

EFFECTUADO POR

APROBADO POR

Coordinador del proyecto

Unidad Responsable

INSTRUCCIONES^(*)

| Calificación | Total | | | | |
|--------------|----------------------|-------------------------|----------------------|----------------------|----------------------|
| | Obra | Consultoría Supervisión | Consultoría Estudios | | Bienes |
| | | | con bienes | sin bienes | |
| EXCELENTE | $92 \leq E \leq 100$ | $92 \leq E \leq 100$ | $92 \leq E \leq 100$ | $92 \leq E \leq 100$ | $84 \leq E \leq 100$ |
| BUENO | $75 \leq B < 92$ | $75 \leq B < 92$ | $75 \leq B < 92$ | $75 \leq B < 92$ | $75 \leq B < 84$ |
| ACEPTABLE | $50 \leq A < 75$ | $50 \leq A < 75$ | $50 \leq A < 75$ | $50 \leq A < 75$ | $50 \leq A < 75$ |
| DEFICIENTE | $25 \leq D < 50$ | $25 \leq D < 50$ | $25 \leq D < 50$ | $25 \leq D < 50$ | $25 \leq D < 50$ |

(*)esta tabla le indicara el desempeño de la empresa

PUNTAJE PARCIAL: _____

F. Plazo de Ejecución
(Máximo 4 ptos)

PUNTAJE PARCIAL: _____

G. Puntaje

| | Puntuación | Desempeño |
|--|------------|-----------|
| 1. Obras: (A+B*3+C+D*2+E+F*3) | | |
| 2. Bienes: (A+B*7+E*2+F*6) | | |
| 3. Consultoría. Estudio: ✓ Con bienes suministrados (A+B₍₁₎*2+C₍₂₎*2+D*4+E+F*3) | | |
| ✓ Sin bienes suministrados (A +C₍₂₎*3+D*4+E+F*4) | | |
| 4. Consultoría. Supervisión: (A+C*2+D*3+E*2+F*3) | | |

(1)cuando sea el caso en que se incluyan bienes o software
(2)no incluye el punto C.4 (seguridad e higiene ocupacional)

H. COMENTARIOS

B.2. equipos y/o materiales auxiliares ó accesorios

PUNTAJE PARCIAL: _____

C. Calificación del Trabajo Efectuado
(Máximo 16 pts. excepto Estudios max. 12 pts)

C.1 Plan de Trabajo

C.2 Innovación tecnológica y soluciones técnicas.

C.3 Aportes técnicos.

C.4 Seguridad e higiene ocupacional
(no incluye Estudios)

PUNTAJE PARCIAL: _____

D. Calificación del Personal Asignado al Trabajo
(Obra: max. 16 pts. , Supervisión: max. 12 pts. ,
Estudios: max. 8 pts.)

D.1 Ing. Jefe de Proyecto (Obra)

D.2 Ing. Residente (Obra)

D.3 Ing. Asistentes (Obra)

D.4 Ing. Jefe de Servicio (Supervisión, Estudios)

D.5 Ing. Supervisor(Supervisión)

D.6 Ing. Especialistas (Obra, Supervisión, Estudios)

PUNTAJE PARCIAL: _____

**E. Pago de Personal y Proveedores,
Tributación(Essalud, Sunat, Etc.)**
(Máximo 4 pts)

Gerencia Responsable

Ficha de Desempeño

TIPO : **Obra / Servicios Consultoría (Supervisión) / Bienes / Servicios Consultoría (Estudios)**

CONTRATO N° :

MONTO :

ENTIDAD :

CONTRATISTA :

OBJETO :

UBICACIÓN DEL PROYECTO:

| | | | |
|-----------|-------|-----------|------------|
| 4 | 3 | 2 | 1 |
| EXCELENTE | BUENO | ACEPTABLE | DEFICIENTE |

A. Calificación de la Empresa (Máximo 12 pts.)

A.1 Organización

A.2 Infraestructura y recursos

A.3 Personal de apoyo

PUNTAJE PARCIAL: _____

B. Calificación de los Bienes Suministrados (Máximo 8 pts.)

B.1.Equipos y/o materiales principales.

BIBLIOGRAFIA

- [1] Francisco Rey Sacristán, “Mantenimiento Total de la Producción (TPM): Proceso de implantación y Desarrollo”, Fundación CONFEMETAL
- [2] ENOSA, “Plan Estratégico Institucional Electro Noroeste S.A. 2009-2013”, web: <http://www.distriluz.com.pe/transp/ftp/enosa/transp2/contabilidad/PlanEstrategicoInstitucionalEnosa.pdf>
- [3] ENOSA, “Concurso Nro. 13-2011 ‘Servicio de Mantenimiento, Atención de Emergencias, Ejecución de Pequeñas Ampliaciones y Remodelaciones de las Unidades de Negocio Talara y Tumbes Electro Noroeste S.A.’”.
- [4] Society of Automotive Engineers, “Standard SAE JA1011 Evaluation Criteria for Reliability-Centered Maintenance (RCM) Processes”, SAE JA1011 Agosto 1999.
- [5] ISA-REP, “Mantenimiento en Sistemas de Potencia a Nivel de 500 kV, Gabriel Jaime Melguizo Posada, Interconexión Eléctrica SA ESP-ISA”, Diapositiva, Lima-Perú, Abril 28 del 2009.
- [6] MEM, “Reglamento de Seguridad y Salud en el Trabajo de las Actividades Eléctricas Resolución Ministerial N° 161-2007-MEM/DM” Lima, 13 de abril de 2007
- [7] M.O. Oliveira; J.H. Reversat; L.U. Iurinic; V. H. Iurinic, “Gestión del Mantenimiento en el Sector Eléctrico”, Congreso Internacional de Distribución Eléctrica (CIDEL), Argentina 2010.
- [8] Oscar Robledo, “Optimización del Costo de Mantenimiento de Sistemas de Distribución Eléctrica: Una Aplicación a la Función de Distribución de Weibull”, Universidad Eafit, Medellin, Colombia, año 2000.