



UNIVERSIDAD PRIVADA DEL NORTE

Laureate International Universities

FACULTAD DE INGENIERÍA

CARRERA DE INGENIERÍA INDUSTRIAL

**PROPUESTA DE REDISEÑO DE LA GESTIÓN DE
MANTENIMIENTO BASADO EN LA CONFIABILIDAD DE
LOS ALIMENTADORES DE MEDIA TENSION PARA
REDUCIR COSTOS DE LA EMPRESA DISTRIBUIDORA
ELECTRICA HIDRANDINA S.A.**

TESIS

**PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:
INGENIERO INDUSTRIAL**

AUTOR:

Bach. Marco Enrique Moreno Huiman

ASESOR:

Ing. Enrique Martín Avendaño Delgado

TRUJILLO – PERÚ

2018

DEDICATORIA

A nuestro Padre Celestial, por darme la vida y la oportunidad de realizar mis metas.

A mi madre Gladys.

Por haberme apoyado en todo momento, por sus consejos, sus valores, por la motivación constante que me ha permitido ser una persona de bien, pero más que nada, por su amor.

A mi padre Carlos.

Por los ejemplos de perseverancia y constancia que lo caracterizan y que me ha infundado siempre, por el valor mostrado para salir adelante y por su amor.

EPÍGRAFE

“Cuando en el mundo aparece un verdadero genio, puede identificársele por este signo: todos los necios se conjuran contra él.”

Jonathan Swift.

AGRADECIMIENTO

A mis docentes, quienes me enseñaron los conocimientos necesarios para desempeñarme como profesional.

A la empresa Hidrandina, por permitirme realizar el presente trabajo de investigación y a su área de Calidad y Fiscalización por guiarme en mi desarrollo profesional.

PRESENTACIÓN

Señores Miembros del Jurado:

De conformidad y cumpliendo lo estipulado en el Reglamento de Grados y Títulos de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Privada del Norte, para Optar el Título Profesional de Ingeniero Industrial, pongo a vuestra consideración la presente Proyecto intitulado:

**“PROPUESTA DE REDISEÑO DE LA GESTIÓN DE MANTENIMIENTO BASADO
EN LA CONFIABILIDAD DE LOS ALIMENTADORES DE MEDIA TENSION
PARA REDUCIR COSTOS DE LA EMPRESA DISTRIBUIDORA ELECTRICA
HIDRANDINA S.A.”**

El presente proyecto ha sido desarrollado durante los primeros de abril a julio del año 2018, y espero que el contenido de este estudio sirva de referencia para otras Proyectos o Investigaciones.

Bach. Marco Enrique Moreno Huiman

LISTA DE MIEMBROS DE LA EVALUACIÓN DE LA TESIS

Asesor:

Ing. Enrique Martín Avendaño Delgado

Jurado 1:

Ing. Marcos Gregorio Baca López

Jurado 2:

Ing. Miguel Enrique Alcalá Adrianzen

Jurado 3:

Ing. Oscar Alberto Goicochea Ramírez

RESUMEN

El presente trabajo tuvo como objetivo general el desarrollo de una propuesta de mejora en el área de mantenimiento en Alimentadores de Media Tensión de la Unidad de Negocio Trujillo para incrementar la disponibilidad del Servicio Eléctrico por ende la rentabilidad de la empresa Hidrandina S.A.

En primer lugar, se realizó un diagnóstico de la situación actual de la empresa de los Alimentadores de Media Tensión de la empresa Hidrandina S.A. Puesto que se diagnosticó que eran las de mayor problemática en la empresa, ocasionando pérdidas considerables.

Después de concluir la primera etapa de identificación de problemas, se procedió a redactar el diagnóstico de la empresa, en el cual se tomó en cuenta la opinión de los trabajadores, y a su vez evidencias que demostraban lo mencionado anteriormente. Así mismo se realizó cálculos para determinar el impacto económico que genera en la empresa estas problemáticas representado en pérdidas monetarias.

A su vez posteriormente se implementó planes de mejora para aumentar la disponibilidad y confiabilidad y como consecuencia reducir los costos. Obteniéndose una comparación favorable para la empresa (costos con propuesta & costos actuales). Finalmente se realizó una factibilidad económica de poner en marcha dicha propuesta, la cual se proyecta en todo el periodo de evaluación del AMT más crítico (TSU013) un total de S/31,093.57 para dicho AMT, por lo cual, al ser aplicado a todos los AMT de Trujillo se obtiene una inversión total de S/. S/2,425,298.34 aplicado a todos los Alimentadores de Media Tensión de la UUNN Trujillo.

De la evaluación económica se obtuvo un VAN de S/58,855,622.00, TIR 697 % y con un periodo de Recuperación de 0.17 años.

ABSTRACT

The general objective of this work was the development of an improvement proposal in the maintenance area for Media Feeders. Tension of the Trujillo Business Unit to improve the availability of the Electric Service for the profitability of the company Hidrandina S.A.

In the first place, a diagnosis of the real situation of the company of the Tension Media Suppliers of the company Hidrandina S.A. Since it was diagnosed that they were the biggest problems in the company, causing problems.

After completing the first stage of identification of problems, the company's diagnosis was drafted, which took into account the opinion of the workers, and then the evidence that demonstrated what was previously. Likewise, it was carried out to determine the economic impact generated in the company by these monetary problems.

At the same time, improvement plans are subsequently implemented to increase availability and reliability and, as a consequence, reduce costs. Obtaining a favorable comparison for the company (costs with proposal and current costs). Finally, an economic feasibility was made to implement this proposal, which was projected throughout the evaluation period of the most critical AMT (TSU013) a total of S / 31,093.57 for said AMT, so, when applied to all The AMT of Trujillo is with a total investment of S / S / 2,425,298.34 applied to all Medium Voltage Feeders of the UUNN Trujillo.

From the economic evaluation a NPV of S / 58,855,622.00, TIR 697% and with a recovery period of 0.17 years was obtained.

INDICE GENERAL

DEDICATORIA	i
EPÍGRAFE	ii
AGRADECIMIENTO	iii
PRESENTACIÓN	iv
LISTA DE MIEMBROS DE LA EVALUACIÓN DE LA TESIS	v
RESUMEN	vi
ABSTRACT	vii
INDICE GENERAL	viii
INDICE DE TABLAS	x
INTRODUCCIÓN	1
CAPITULO 1. GENERALIDADES DE LA INVESTIGACIÓN	3
1.1. Realidad problemática	4
1.2. Formulación del Problema	9
1.3. Hipótesis.....	9
1.4. Objetivos.....	9
1.4.1 Objetivo General	9
1.4.2. Objetivos específicos.....	9
1.5. Justificación.	10
1.6. Tipo de Investigación.....	10
1.6.1 Por la orientación	10
1.6.2. Por el diseño	10
1.7. Diseño de la investigación	10
1.7.1 Localización de la investigación	10
1.7.2 Alcance	10
1.7.3 Duración del proyecto.....	11
1.8. Variables.....	11
1.9. Operacionalización de variables	12
CAPITULO 2. MARCO REFERENCIAL	13
2.1. Antecedentes de la Investigación	14
2.2. Base Teórica	15
2.3. Definición de Términos	30

CAPÍTULO 3. DIAGNÓSTICO DE LA REALIDAD ACTUAL	31
3.1. Descripción general de la empresa	32
3.2. Descripción particular del área de la empresa objeto de análisis	35
3.3. Identificación del problema e indicadores actuales:.....	42
CAPÍTULO 4. SOLUCIÓN PROPUESTA	47
4.1. Reporte de Fallas del AMT TSU013:	48
4.2. Análisis de la cantidad de fallas funcionales y/o Modos de Fallas:.....	50
4.3. Indicadores de Mantenimiento:.....	53
CAPÍTULO 5. EVALUACION ECONOMICA	63
5.1. Inversión:	64
5.2. Análisis de Costo Beneficio:	67
5.3. Evaluación Económica:	68
CAPÍTULO 6. RESULTADOS Y DISCUSIÓN	71
6.1. Resultados:.....	72
6.2. Discusión	75
CAPÍTULO 7. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	76
7.1. Conclusiones:	77
7.2. Recomendaciones:	78
BIBLIOGRAFÍA	80
ANEXOS	82

INDICE DE TABLAS

Tabla N° 1: Tabla resumida de Cortes y Mantenimientos programados.	6
Tabla N° 2: Tabla resumida de Número de Fallas.....	7
Tabla N° 3: Cuadro de pagos de compensaciones a clientes	8
Tabla N° 4: Operacionalización de variables.....	12
Tabla N° 5: Análisis de Modos y Efectos de Falla (AMEF).....	22
Tabla N° 6: Hoja de decisiones RCM.	23
Tabla N° 7: AMT de la SET Sur.....	38
Tabla N° 8: Clasificación de Interrupciones por Sub Motivo.....	38
Tabla N° 9: Cantidad de Fallas por AMT de la SET Sur.....	40
Tabla N° 10: Tabla de Lucro Cesante	40
Tabla N° 11: Priorización de las Causas Raíces	43
Tabla N° 12: Tabla de Indicadores.	45
Tabla N° 13: Registro del Interrupciones del AMT TSU013.	50
Tabla N° 14: Fallas funcionales y/o modos de fallas de los Transformadores de SED en el 2017.....	51
Tabla N° 15: Fallas funcionales y/o modos de fallas de los Seccionadores Cut/Out en el 2017 del AMT TSU013.	51
Tabla N° 16: Fallas funcionales y/o modos de fallas de los Aisladores en el 2017.....	52
Tabla N° 17: Fallas funcionales y/o modos de fallas de los Bucles o Cuellos (Anclajes) en el 2017.....	53
Tabla N° 18: Tiempo total de operación del AMT TSU013 en el año 2017.	53
Tabla N° 19: Tiempo medio para reparar (MTTR) de los Elementos Eléctricos del AMT TSU013.....	55
Tabla N° 20: Tiempo Medio entre Fallas de los Elementos Eléctricos del AMT TSU013.	56
Tabla N° 21: Tasa de Fallas de los Elementos Eléctricos del AMT TSU013.....	58
Tabla N° 22: Disponibilidad de los Elementos Eléctricos del AMT TSU013.....	59
Tabla N°23: Plan de Mantenimiento RCM, para el AMT TSU013.	61
Tabla N° 24: Cronograma de mantenimiento RCM, para el AMT TSU013.....	62
Tabla N° 25: Costo anual de la Ejecución del Plan de Mantenimiento RCM para el ATM TSU013.....	64

Tabla N° 26: Costo anual de la Ejecución del Plan de Mantenimiento RCM para el AMT TSU013.....	65
Tabla N° 27: Costos Anual de Mano de Obra del Plan de Mantenimiento RCM para el AMT TSU013.....	66
Tabla N° 28: Costo Total de Implementación del Plan de Mantenimiento RCM para el AMT TSU013.....	67
Tabla N° 29: Análisis Costo Beneficio de la Propuesta de Mejora del AMT TSU013.	67
Tabla N° 30: Comparación de Disponibilidad de los Elementos Eléctricos Críticos	73
Tabla N° 31: Comparación de Tasa de Fallas de los Elementos Eléctricos Críticos.	73
Tabla N° 32: Comparación de MTBF de los Elementos Eléctricos Críticos	74
Tabla N° 33: Comparación de MTTR de los Elementos Eléctricos Críticos	74
Tabla N° 34: Comparación de Disponibilidad de los Elementos Eléctricos Críticos	74

INDICES DE FIGURAS

Figura N° 01: Estructura básica de un Sistema de Distribución Eléctrico.....	15
Figura N° 02: Estructura básica de un Sistema de Distribución Eléctrico Radial...	16
Figura N° 03: Estructura básica de un Sistema de Distribución Eléctrico Anillo.....	17
Figura N° 04: Área de Concesión Eléctrica de Hidrandina S.A.....	35
Figura N° 05: Diagrama Ishikawa de Mantenimiento del AMT TSU013.....	42
Figura N° 06: Resultado del costo perdido actual y costo propuesto con el RCM..	72

INTRODUCCIÓN

De acuerdo a lo anterior, la presente investigación describe la desarrollada propuesta de un plan de mantenimiento basado en RCM para reducir los costos de los AMT de la Empresa Hidrandina S.A.

En el Capítulo I, se muestran las generalidades de la investigación, que enmarcan a la realidad problemática, la hipótesis, los objetivos del proyecto de implementación, justificación, variables y la Operacionalización de variables.

En el Capítulo II, se describen los planteamientos teóricos relacionados con la presente investigación, que contiene las más importantes investigaciones que se han realizado desde el punto de vista de su valor teórico sobre el presente proyecto.

En el Capítulo III, se describe el diagnóstico actual de la empresa, descripción de la general de la empresa, descripción particular del área de la empresa objeto de análisis, identificación del problema e indicadores actuales.

En el Capítulo IV, se describe la metodología que se utilizara para el estudio de la investigación. (RCM) la cual identifica las funciones, funciones primarias y secundarias, fallas funcionales, modos de fallas, efectos de fallas y matriz de riesgos de cada de unos de los sistemas evaluados.

En el Capítulo V, se describe el análisis de los resultados obtenidos, después de una evaluación económica de la propuesta como VAN, TIR y B/C.

En el Capítulo VI, se muestran los resultados y discusiones de la investigación, como los beneficios como la reducción de costos incurridos por parada de equipos debidos a las 5 CR Principales causantes de bajo % en los bajo indicadores de mantenimiento que se han planteado.

Finalmente se plantean las conclusiones y recomendaciones como resultado del presente estudio.

Además, la presente investigación permitirá a los lectores conocer los resultados de la implementación de un sistema de gestión de mantenimiento centrado en la confiabilidad en el Eléctrico. Además, la presente investigación servirá de estudio y aplicación a los demás Alimentadores de Media Tensión de la empresa Hidrandina S.A. y que se pueda a dar a conocer sobre esta técnica de mantenimiento, sus planteamientos y los buenos resultados obtenidos.

CAPITULO 1.

GENERALIDADES DE

LA INVESTIGACIÓN

1.1. Realidad problemática

Hoy a nivel mundial, las empresas de distribución y comercialización de energía eléctrica cuentan con ciertas políticas y cumplimientos legales que deben ser cumplidos para asegurar así la continuidad y calidad del suministro eléctrico a sus clientes, con cierta flexibilidad y permisibilidad de acuerdo a las normas del organismo fiscalizador de cada país.

Para Santiago García, Director Técnico de Renovatec, en España, por lo general las instalaciones eléctricas de distribución tienen un gran costo. Sus fallas más allá de evidenciar un problema en el funcionamiento del aparato en sí pueden llegar a generar pérdidas muy grandes a la empresa de Distribución Eléctrica con sus interrupciones de servicio, lo cual representa una pérdida de dinero muy importante para la empresa en cuestión. Para no llegar a esto el proceso de mantenimiento de las instalaciones eléctricas es realmente importante y nos da la posibilidad de anticiparnos a los problemas antes de que los mismos se traduzcan en cuantiosas pérdidas económicas.

De igual Manera nos comenta Julio Iturriaga, Director General de la empresa Renovatec, para los países desarrollados de Europa, la implementación de un programa de mantenimiento de instalaciones eléctricas tiene una serie de beneficios para la industria, ya que evita accidentes laborales y paros de planta inesperados, y optimiza el rendimiento de los equipos, lo que se traduce en un uso más eficiente de la energía y en un ahorro de costos. En este sentido, el mantenimiento hoy en día va más allá de la reparación o recuperación de fallas, ya que también busca prevenir su ocurrencia. Según Lorenzo Ale, Jefe de Carrera de Mantenimiento y Automatización, Instituto Profesional Santo Tomás, sede San Joaquín, “el mantenimiento involucra distintas actividades -todas igualmente importantes- que se deben hacer periódicamente de modo de asegurar el rendimiento de la planta: la inspección, el ensayo, la medición en equipos (motores fundamentalmente), la sustitución de repuestos (respetando las indicaciones de los fabricantes aun cuando a simple vista se vean buenos), la limpieza (tanto de tableros como de equipos) y una de las cosas más simples pero más relevantes: el apriete de los contactos”, remarca.

Los diferentes planes de mantenimientos, o mantenimientos correctivos, actualmente en las empresas de servicios eléctricos, buscan herramientas y métodos que permitan evaluar, diagnosticar y mejorar la confiabilidad de sus equipos y materiales, así de esta forma optimizar los recursos y sus costos para el mantenimiento, y reducir su tasa de interrupciones al servicio de sus clientes. Hidrandina S.A., es una empresa de distribución y comercialización eléctrica del grupo DISTRILUZ, cuenta con 1635 Km² de área, sus concesiones autorizadas comprenden las regiones de Ancash, La Libertad y Parte de Cajamarca, además la empresa desarrolla actividades de generación y transmisión de energía eléctrica, aunque en menor medida que las de distribución. La empresa cuenta con 5 Unidades de Negocio (UUNN) las cuales están dentro de su área de concesión: Cajamarca, Huaraz, Chimbote, La Libertad Norte, Trujillo. Hidrandina S.A. tiene como principal función la distribución y el mantenimiento correctivo o preventivo a sus equipos para asegurar el servicio continuo a sus con 829,919 clientes aproximadamente. Actualmente el área de Centro de Control de Operaciones es la encargada de autorizar y programar con las diferentes áreas (Distribución, Transmisión, Generación) que solicitan los mantenimientos preventivos y los correctivos según la siguiente tabla:

Etiquetas de fila	Cuenta de Motivo
Cajamarca	1
Distribución	1
Huaraz	11
Transmisión	11
La Libertad	183
Distribución	101
Transmisión	82
La Libertad Norte	24
Transmisión	24
La Libertad Sierra	45
Distribución	37
Transmisión	8
Total general	264

Tabla N° 1: Tabla resumida de Cortes y Mantenimientos programados.
Fuente: Centro de Control de Operaciones de Hidrandina S.A.

En el año 2017 en la UUNN Trujillo y Libertad Norte han tenido en total 264 cortes programados para mantenimiento predictivo y preventivo, teniendo en la Unidad de Negocio de Cajamarca solo 1 corte programado por el área de distribución, en Huaraz se programó 11 cortes por el área de Transmisión, en Trujillo (La Libertad) 101 mantenimientos solicitados por el área de distribución y 82 solicitados por el área de Transmisión, así mismo en la Unidad de Negocio Libertad Norte, 24 mantenimientos solicitados por el área de Transmisión y por último en la Libertad Sierra se tuvo un total de 45 cortes programados, 37 fueron del área distribución y 8 del área de Transmisión.

Estos son programados de manera empírica y por observación, y por otro lado los mantenimientos de corte mayor se generan de manera fija en el transcurso del año. Debido a la falta de un adecuado plan de mantenimiento se tienen una tasa considerable de numero de fallas, es decir falta una revisión y discusión de mejora:

Etiquetas de fila	Cuenta de Responsabilidad
Cajamarca	1
Distribución	1
Falla	1
Chimbote	3
Transmisión	3
Falla	3
Huaraz	4
Distribución	2
Falla	2
Transmisión	2
Falla	2
La Libertad	215
Distribución	190
Falla	190
Transmisión	25
Falla	25
La Libertad Norte	5
Transmisión	5
Falla	5
La Libertad Sierra	173
Distribución	161
Falla	161
Transmisión	12
Falla	12
Total general	401

Tabla N° 2: Tabla resumida de Número de Fallas.

Fuente: Centro de Control de Operaciones de Hidrandina S.A.

En el año 2017, se han tenido un total de 401 fallas en las Unidades a Nivel de empresa, En Trujillo se han tenido por parte de área de Distribución 190 fallas

con corte y por parte de Transmisión, un total de 25 fallas con corte de servicio, siendo estas la mayor cantidad en las 5 Unidades de Negocio, trayendo consigo consecuencias que pueden incomodar a los 829,919 clientes y un total de 673 horas con 10 minutos en reparación haciendo incurrir en gastos y costos de compensación a los clientes causados por la interrupción del servicio según la Norma Técnica de Calidad y Suministro Eléctrico que es por las incomodidades a los usuarios produciendo graves distorsiones tanto en el desarrollo habitual de cualquier actividad como en el confort de las personas, a continuación una tabla de compensaciones pagadas por Hidrandina en el año 2017 según la Norma Técnica de Calidad de Suministro Eléctrico:

SIMULACION

I SEMESTRE COMPENSACION NTCSE 2017 (Miles de U.S \$)

UUNN	Ene-17	Feb-17	Mar-17	Abr-17	May-17	Jun-17	Acum	%
Trujillo	9.17	42.54	42.54	59.84	97.20	12.87	12.87	13.60%
Chimbote	2.35	10.01	10.01	11.90	28.83	4.03	4.03	4.26%
Huaraz	10.01	15.94	15.94	16.48	19.38	24.58	24.58	25.98%
Cajamarca	0.01	0.29	0.29	0.43	2.42	4.35	4.35	4.60%
La Libertad Sierra	0.88	1.54	1.54	2.16	4.59	5.87	5.87	6.20%
Libertad Norte	15.78	29.30	29.30	43.78	118.55	42.91	42.91	45.35%
HDNA	38.20	99.62	99.62	134.59	270.96	94.61	94.61	100.00%

II SEMESTRE COMPENSACION NTCSE 2017 (Miles de U.S \$)

UUNN	Jul-17	Ago-17	Set-17	Oct-17	Nov-17	Dic-17	Acum	%
Trujillo	1.95	4.12	43.12	116.70	118.49	132.80	132.80	34.45%
Chimbote	0.64	21.15	37.00	42.31	47.74	64.93	64.93	16.85%
Huaraz	0.00	0.67	16.22	66.50	94.15	118.24	118.24	30.68%
Cajamarca	0.00	1.61	2.14	2.62	5.02	5.17	5.17	1.34%
La Libertad Sierra	0.00	0.56	0.78	0.98	5.28	5.22	5.22	1.36%
Libertad Norte	0.21	2.99	19.17	42.10	48.12	59.08	59.08	15.33%
HDNA	2.80	31.10	118.41	271.21	318.80	385.44	385.44	100.00%

Tabla N° 3: Cuadro de pagos de compensaciones a clientes

Fuente: Jefatura de Calidad y Fiscalización de Hidrandina.

En el año 2017 se ha pagado en el primer trimestre 94,610\$, periodo desde Enero-2017 hasta Junio-2017; en el segundo semestre se pagó 385,440,

periodo desde Julio-2017 a Diciembre-2017, sumando un total de 480,050 \$ en compensaciones a los clientes en todo el año 2017.

1.2. Formulación del Problema

¿Cuál es el impacto de la propuesta de implementación de un plan de mantenimiento basado en la confiabilidad de los alimentadores de media tensión sobre costos en la empresa distribuidora eléctrica Hidrandina S.A.?

1.3. Hipótesis

La propuesta de implementación de un Plan de Mantenimiento basado en la Confiabilidad de los alimentadores de media tensión reduce los costos en la empresa distribuidora eléctrica Hidrandina S.A.

1.4. Objetivos

1.4.1 Objetivo General

Determinar el impacto de la propuesta de implementación de un Plan de Mantenimiento Basado en la Confiabilidad de los alimentadores de media tensión sobre los costos en la empresa distribuidora eléctrica Hidrandina S.A.

1.4.2. Objetivos específicos

- Realizar el diagnóstico de la situación actual de la confiabilidad de los alimentadores de media tensión (AMT) de la empresa Hidrandina S.A.
- Elaborar una propuesta de implementación de un Plan de Mantenimiento Basado en la Confiabilidad de los alimentadores de media tensión sobre los costos en la empresa distribuidora eléctrica Hidrandina S.A..
- Determinar los beneficios económicos de implementar un Plan de Mantenimiento Basado en la Confiabilidad de los alimentadores de media tensión sobre los costos en la empresa distribuidora eléctrica Hidrandina S.A....

1.5. Justificación.

- Con la presente investigación se podrá realizar un diagnóstico actual al área de mantenimiento de distribución y realizar una propuesta de mejora en su plan de mantenimiento para la empresa aplicando un RCM, con el fin de poder reducir la tasa de fallas y aumentar la confiabilidad de sus equipos y así poder reducir los gastos y costos de la empresa.
- En el aspecto económico se justifica, debido a que la implementación de un Plan de Mantenimiento basado en la Confiabilidad”, permitirá reducir su tasa fallas y aumentar la confiabilidad de sus equipos, y de esta manera se reducen los costos por mantenimientos, se minimiza la energía que se deja de vender (Lucro Cesante) y se evita las multas generadas por el ente fiscalizador (OSINERGMIN).
- En el aspecto Académico, se justifica ya que la presente investigación al aplicar herramientas de Ingeniería, servirá como guía o instrumento de consulta para futuras investigaciones

1.6. Tipo de Investigación

1.6.1 Por la orientación

Aplicada.

1.6.2. Por el diseño

Pre experimental.

1.7. Diseño de la investigación

1.7.1 Localización de la investigación

Hidrandina S.A. Jr. San Martin 831- Centro Histórico
LA Libertad- Trujillo.

1.7.2 Alcance

Se enmarca en el ámbito de las ciencias de Ingeniería Industrial en el área de Mantenimiento.

1.7.3 Población

Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad Electronortemedio
Sociedad Anónima - Hidrandina | Hidrandina S.A.

1.7.4 Muestra:

El Alimentador AMT TSU013, de Centro de Transformación SET SUR

1.7.5 Duración del proyecto

Cronograma de trabajo.

1.8. Variables

- Variable Independiente: Plan de Mantenimiento Basado en la Confiabilidad (RCM) a los Alimentadores de Media Tensión (AMT).
- Variable dependiente: Reducción de costos de mantenimiento.

1.9. Operacionalización de variables

AREA	PROBLEMA	HIPOTESIS	VARIABLES	INDICADOR	FORMULA
MANTENIMIENTO	¿Cuál es el impacto de la propuesta de implementación de un plan de mantenimiento basado en la confiabilidad de los alimentadores de media tensión sobre costos en la empresa distribuidora eléctrica Hidrandina S.A.?	La propuesta de implementación de un Plan de Mantenimiento basado en la Confiabilidad de los alimentadores de media tensión reduce los costos en la empresa distribuidora eléctrica Hidrandina S.A.	VI: Plan de Mantenimiento Basado en la Confiabilidad (RCM) a los Alimentadores de Media Tensión (AMT).	Tasa de Fallas	$\lambda = b \cdot l$ (1/año) $b = \frac{m}{L \cdot T}$ (1/km año)
				Confiabilidad	$e^{-1/MTBF}$
			VD: Reducción de costos de mantenimiento.	Beneficio = Nuevos Soles (S./) / año	Beneficio= Costos de mantenimiento antes de la propuesta - Costos de mantenimiento después de la propuesta

Tabla N° 4: Operacionalización de variables

Fuente: Elaboración propia

CAPITULO 2. MARCO REFERENCIAL

2.1. Antecedentes de la Investigación

Internacional:

“Evaluación de Confiabilidad en Sistemas de Distribución.” Universidad Pontificia Católica de Chile, Escuela de Ingeniería. Santiago de Chile-Chile-Año 1994.

Elaborado por Aldo Garay Arriagada Mass para optar por el grado de Magister en Ciencias de la Ingeniería. Esta tesis promueve realizar una evaluación de la confiabilidad de los sistemas eléctricos de Distribución de Chile con el objetivo de calcular la Confiabilidad en un Sistema de Distribución de energía eléctrica real y aumentar la confiabilidad de los sistemas y reducir la indisponibilidad de ellos, aplicando así a 22 tramos de líneas de un Alimentador de Media Tensión, calculando su confiabilidad y reduciendo en 2.5 la indisponibilidad del servicio del tramo N°22, siendo este el último.

Nacional:

“Propuesta de un Plan de Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad (Rcm), para mejorar la productividad de la empresa Ersá Transportes Y Servicios S.R.L”. Universidad Católica Santo Toribio de Mogrovejo. Facultad de Ingeniería. Chiclayo-Perú 2017.

Elaborado por Ricardo Mejía Cueva para optar por el título de Ingeniero Industrial. Esta tesis llega a aplicar una Plan de Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad al área de producción con el objetivo de aumentar su productividad de la empresa, aplicando esto logró aumentar la disponibilidad de los equipos en un 16%, es decir anteriormente la disponibilidad de ellos era de un 81% y actualmente con el nuevo plan de mantenimiento se logró obtener una disponibilidad del 97%, de igual manera de aumento la productividad en un 7% por mes, dejando una utilidad de S/ 43,200 mensuales.

2.2. Base Teórica

A. Sistema de Distribución Eléctrico:

Carlos J. Zapata (2009). Un sistema de distribución eléctrico o planta de distribución como comúnmente es llamado, es toda la parte del sistema eléctrico de potencia comprendida entre la planta eléctrica y los clientes consumidores.

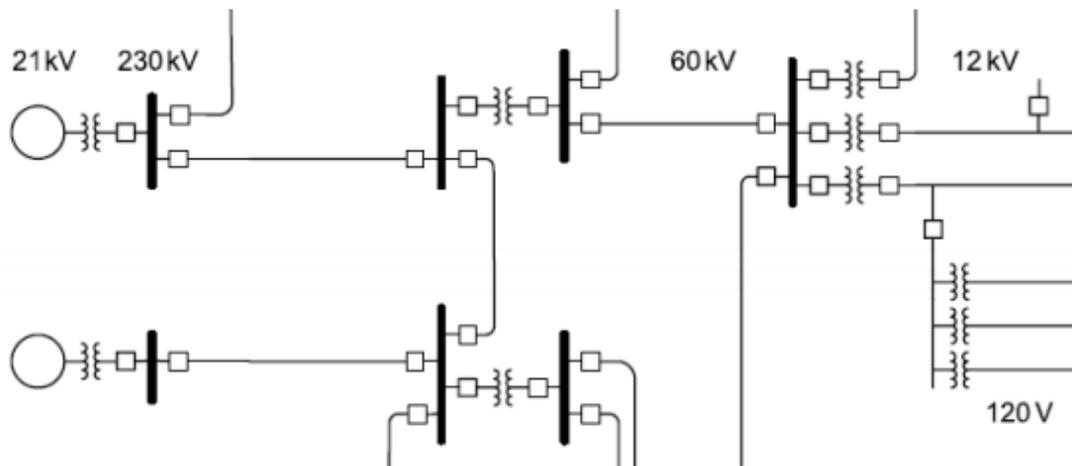


Figura N°01: Estructura básica de un Sistema de Distribución Eléctrico.

Fuente: Carlos J. Zapata (2009)

El sistema de distribución debe proveer servicio con un mínimo de variaciones de tensión y el mínimo de interrupciones, debe ser flexible para permitir expansiones en pequeños incrementos, así como para reconocer cambios en las condiciones de carga con un mínimo de modificaciones y gastos. Esta flexibilidad permite guardar la capacidad del sistema cercana a los requerimientos actuales de carga y por lo tanto permite que el sistema use de manera más efectiva la infraestructura.

Tipos de Sistemas de Distribución:

Existen 3 tipos de Sistema de Distribución:

- **Sistema Radial:**

Es aquel que cuenta con una trayectoria entre la fuente y la carga, proporcionando el servicio de energía eléctrica. Un sistema radial es aquel que tiene un simple camino sin regreso sobre el cual pasa la corriente, parte desde una subestación y se distribuye por forma de "rama".

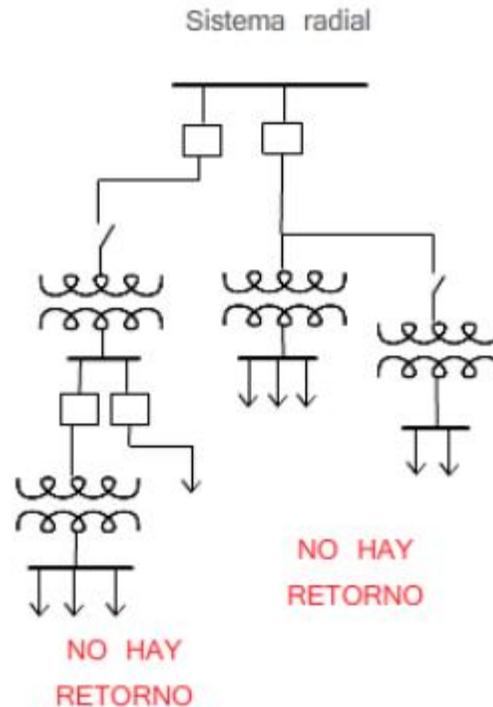


Figura N°02: Estructura básica de un Sistema de Distribución Eléctrico Radial.

Fuente: Carlos J. Zapata (2009)

Este tipo de sistema de distribución tiene como característica básica, el que está conectado a un solo juego de barras.

- **Sistema de Anillo:**

Es aquel que cuenta con más de una trayectoria entre la fuente o fuentes y la carga para proporcionar el servicio de energía eléctrica. Este sistema comienza en la estación central o subestación y hace un ciclo completo por el área a abastecer y regresa al punto de donde partió. Lo cual provoca que el área sea abastecida de ambos extremos, permitiendo aislar ciertas secciones en caso de alguna falla. Este sistema es más utilizado para abastecer grandes masas de carga, desde pequeñas plantas industriales, medianas o grandes construcciones comerciales donde es de gran importancia en el servicio.

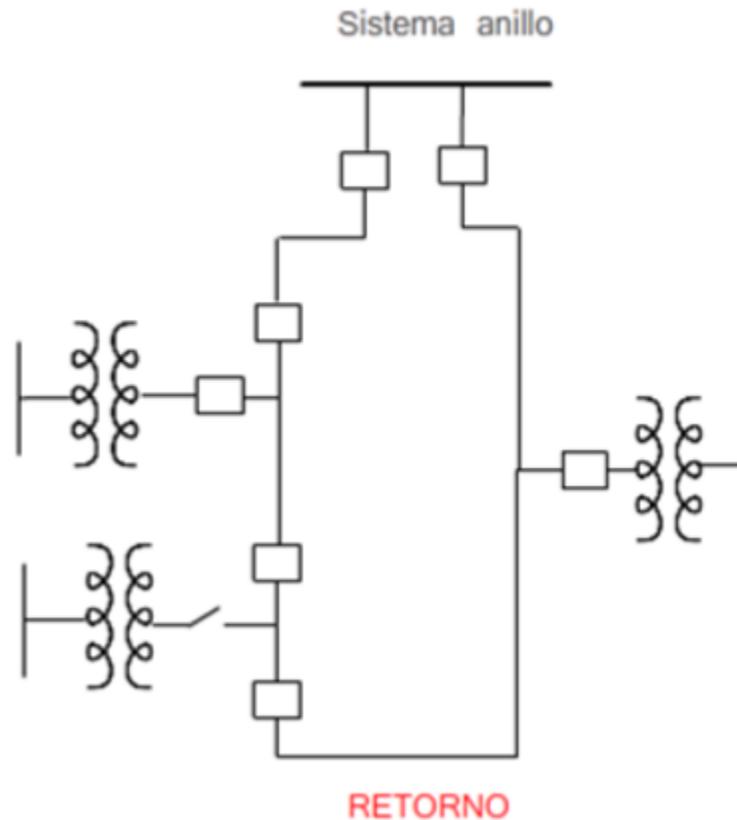


Figura N°03: Estructura básica de un Sistema de Distribución Eléctrico Anillo
Fuente: Carlos J. Zapata (2009)

- **Sistema en malla:**

Una forma de subtransmisión en red o en malla provee una mayor confiabilidad en el servicio que las formas de distribución radial o en el anillo ya que se le da alimentación al sistema desde dos plantas y le permite a la potencia alimentar de cualquier planta de poder a cualquier subestación de distribución. Este sistema es utilizado donde la energía eléctrica tiene que estar presente sin interrupciones, debido a que una falta de comunidad en un periodo de tiempo prolongado tendría grandes consecuencias.

Estructura de un Sistema de Distribución

La mayor parte de los sistemas de distribución son diseñados para funcionar con una topología radial. Los sistemas radiales de distribución tienen un grupo de componentes en serie entre una subestación y un punto de carga, incluyendo interruptores, líneas aéreas, cables subterráneos, transformadores, interruptores, fusibles y otros equipos. Una falla de cualquier componente en el

camino en serie da como resultado la interrupción de uno o varios puntos de carga. Dispositivos que dividen en regiones el sistema proveen una manera de aislar la sección donde ocurre la falla. En algunos sistemas hay fuentes alternativas de suministro pues los tramos que se desconectan de su fuente originaria después de la falla pueden ser alimentadas desde otro punto.

- **Componentes de la Red Primaria:**

La red radial (alimentador) se inicia en las subestaciones primaria (Potencia) AT/MT o MT/MT. Los Niveles de tensión son estándares adoptados por la determinada zona o región, de acuerdo a estudios técnicos/económicos, es así que en media tensión se tienen niveles de tensión de: 23-15-13.2-12-6.3 Kv.

Ahora, un Alimentador de Media Tensión está formado por tramos de línea (Troncal y derivaciones), compuestos a su vez por varios componentes, como postes, aisladores, conductores, componentes de maniobra/protección, etc.

Líneas: Los tramos pueden ser aéreos o subterráneos y desde el punto de vista de la confiabilidad, los tramos aéreos son los más vulnerables a efectos externos y climatológicos, además de representar riesgo en zonas densamente pobladas y afectar a la estética urbana; razón por la cual se construyen tramos subterráneos, a pesar de ser más costoso.

Centro de Transformación MT/BT: Son componentes importantes, cuyas características propias son su capacidad (Kva), el número de consumidores a los que suministra y la demanda. El centro MT/BT puede ser de uso general, que alimenta a consumidores de Baja Tensión (BT), mediante una red secundaria, o de uso exclusivo, destinado a un solo consumidor en media tensión (MT).

Equipos de señalización o seccionamiento: Necesarios para mejorar la confiabilidad del sistema, su función principal es permitir la apertura y cierre de las líneas o tramos de líneas. Existe una diversidad de equipos, como: seccionadores-fusibles, seccionamientos de maniobra, reconectores, interruptores, etc. La instalación y operación de estos equipos, trabajan bajo el condicionamiento del Sistema de Distribución, de modo que, los accionamientos pueden ser manuales, automáticos o tele comandados (Sistemas SCADA).

B. Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad (RCM):

¿Qué es un RCM?

Santiago García Garrido (2013) nos indica que el mantenimiento Centrado en la Confiabilidad, es una técnica para elaborar un plan de mantenimiento en una instalación ya sea industrial o eléctrica y presenta algunas ventajas importantes sobre otras técnicas. Pero en realidad, el plan de mantenimiento no es más que uno de los productos del profundo análisis que debe efectuarse en la instalación. El objetivo fundamental de la implementación de un RCM en una instalación es aumentar la fiabilidad de ellas, es decir, disminuir el tiempo de parada de planta por averías imprevistas que impidan cumplir con los planes de producción. Los objetivos secundarios, pero igualmente importantes, son aumentar la disponibilidad, es decir, la proporción del tiempo que la planta y sus equipos está a disposición de trabajo y disminuir al mismo tiempo sus costes de mantenimiento.

Arancibia Órdenes Rodrigo Eduardo (2008) nos menciona, el término RCM se identifica con el rol de enfocar actividades de mantenimiento hacia aspectos de confiabilidad. La metodología RCM provee un esquema para desarrollar y programar en forma óptima un programa de mantenimiento. La meta de RCM es optimizar la ejecución del mantenimiento (esfuerzos y acciones) en una forma sistemática. El punto central es identificar los elementos que son relevantes para la función del sistema. La meta es lograr eficiencia en los costos controlando la participación del mantenimiento, lo cual insinúa un trueque entre el mantenimiento correctivo y preventivo.

Historia del Mantenimiento Basado en la Confiabilidad:

Barreda Beltrán, Salvador (2015). El R.C.M (Reliability Centered Maintenance) tiene su inicio sobre los años 60. El desarrollador inicial fue la industria de aviación civil norteamericana. Las empresas se percataron que las políticas de mantenimiento existentes en aquel momento, además de tener unos grandes costes, eran peligrosas. El primer paso que tomaron las empresas para intentar dar solución a este problema, fue la creación de unos grupos llamados "Maintenance Steering Groups" (Grupos de dirección de mantenimiento). La tarea de estos grupos era analizar el mantenimiento que sufrían los aviones en aquel momento, y estaban compuestos por representantes de las empresas fabricantes de aviones, las aerolíneas y de la Federal Aviation Administration (F.A.A, Administración Federal de Aviación). El resultado de la investigación y experimentación con la aviación comercial de los EEUU, fue la guía "M.S.G Evaluación del Mantenimiento y Desarrollo del Programa", publicada en 1968 (las siglas M.S.G provienen de los grupos llamados "Maintenance Steering Groups"). Dos años después, se publicó una revisión llamada "M.S.G: Planeación de Programas de Mantenimiento para Fabricantes". Ambos escritos fueron patrocinados por la Air Transport Association of America (A.T.A, Asociación de Transportadores Aéreos de los EEUU). A mediados de 1970, el gobierno de los EEUU, a través de su departamento de Defensa, se interesó en la filosofía moderna en materia de mantenimiento de aeronaves. Para ello encargaron un informe a la industria de la aviación. El resultado se tituló Reliability Centred Maintenance (R.C.M, Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad), y fue escrito por los empleados de la United Airlines Stanley Nowlan y Howard Heap, libro que todavía hoy en día es uno de los más importantes en el tema. Unos años más tarde, exactamente en el 1980, fue publicado el "M.S.G 3 - Documento para la Planeación de Programas de Mantenimiento para Fabricantes / Aerolíneas", basado en el informe de Heap y Nowlan. El M.S.G 3 ha sido revisado algunas veces durante todos estos años, la última de ellas en 2009. Además, ha sido utilizado para la creación de los programas de mantenimiento en los aviones de las compañías Boeing o Airbus.

Las 7 preguntas del Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad (RCM) y sus Fases de desarrollo:

Según la norma SAE JA 1011 (1999), establece unos criterios mínimos para que un proceso de análisis de fallos pueda ser llamado “RCM” y se comprueban a través de 7 preguntas:

- ¿Cuál es la función?, Lo que el usuario desea que la máquina haga.
- ¿Cuál es la falla funcional?, Razones por las que deja de hacer lo que el usuario desea que haga.
- ¿Cuál es el modo de falla?, Que pudo causar la falla funcional.
- ¿Cuál es el efecto de la falla?, falla?, Que ocurre cuando la falla se produce.
- ¿Cuál es la consecuencia de la falla?, Razones por las que importa que falle.
- ¿Qué se puede hacer para evitar o minimizar la consecuencia de la falla?
- ¿Qué se hace si no se encuentra ninguna tarea para evitar o minimizar la consecuencia de la falla?

Fases de Desarrollo del RCM:

La metodología en la que se basa RCM supone ir completando una serie de fases para cada uno de los sistemas que componen la planta, a saber:

Fase 0: Codificación y listado de todos los subsistemas, equipos y elementos que componen el sistema que se está estudiando. Recopilación de esquemas, diagramas funcionales, diagramas lógicos, etc.

Fase 1: Estudio detallado del funcionamiento del sistema. Listado de funciones del sistema en su conjunto. Listado de funciones de cada subsistema y de cada equipo significativo integrado en cada subsistema.

Fase 2: Determinación de los fallos funcionales y fallos técnicos

Fase 3: Determinación de los modos de fallo o causas de cada uno de los fallos encontrados en la fase anterior

Fase 4: Estudio de las consecuencias de cada modo de fallo. Clasificación de los fallos en críticos, importantes o tolerables en función de esas consecuencias

Fase 5: Determinación de medidas preventivas que eviten o atenúen los efectos de los fallos.

Fase 6: Agrupación de las medidas preventivas en sus diferentes categorías. Elaboración del Plan de Mantenimiento, lista de mejoras, planes de formación y procedimientos de operación y de mantenimiento

Fase 7: Puesta en marcha de las medidas preventivas

C. Herramientas claves de la metodología RCM:

- 1. Análisis de los Modos y efectos de fallos (AMEF):** Según Parra (2012). El análisis de los modos y efectos de fallos (AMEF) es la herramienta principal del RCM para optimizar la gestión de mantenimiento en una organización determinada, ya que ayuda a responder las primeras cinco preguntas básicas del RCM. El objetivo básico del AMEF es encontrar todas las formas o modos en los que puede fallar un activo dentro de un proceso, e identificar los posibles efectos de los fallos en función de tres criterios básicos del RCM: seguridad humana, seguridad del medio ambiente e impacto a la producción. A continuación, se presenta una hoja de trabajo AMEF:

Hoja de Análisis de Modo y Efecto de Falla		AREA:			
		Elemento Eléctrico:			
1	FUNCION	FALLA FUNCIONAL		MODO DE FALLA	EFFECTOS DE FALLA
	A		1		
			2		
	B		1		
			2		

Tabla N° 5: Análisis de Modos y Efectos de Falla (AMEF)

Fuente: Parra (2012)

Definir funciones: Una función se define como el propósito o la misión de un activo en un contexto operacional específico. Es decir, es lo que el usuario desea que la máquina haga.

Definir falla funcional: Un fallo funcional se define como una ocurrencia no previsible, que no permite que el activo alcance el funcionamiento esperado en el contexto operacional en el cual se desempeña. Es decir, razones por las que deja de hacer lo que el usuario desea que haga.

Definir modos de falla: Las fallas funcionales tienen causas físicas que originan la aparición de las mismas, estas causas son lo que la metodología RCM define como modos de falla (causas físicas que provocan las fallas funcionales totales o parciales). Es decir, define las razones, causas por la cual ha fallado

Establecer los efectos de la falla: Que ocurre cuando la falla se produce, es decir cómo afecta a la seguridad humana, medio ambiente y a la producción.

2. Hoja de Decisión RCM:

Según Parra (2012). Es una herramienta diseñada por el R.C.M. que permite seleccionar de forma óptima la actividad de mantenimiento más adecuada, para evitar los posibles efectos de cada modo de falla.

La hoja de decisión R.C.M: Es utilizada para registrar las respuestas a las preguntas del diagrama de decisión R.C.M. y en la luz de estas respuestas, registrar:

- Que rutina de mantenimiento se va a realizar, con qué frecuencia y quien lo va a llevar a cabo.

A continuación, se presenta una hoja de trabajo decisión RCM.

HOJA DE DECISIONES DE RCM							ÁREA:								
Referencias de Información							ELEMENTO ELÉCTRICO:								
Evaluación de Consecuencias							H1	H2	H3	Acción a falta de			Tarea Propuesta	Intervalo Inicial	A realizarse por
							S1	S2	S3						
F	FF	FM	H	S	E	O	O1	O2	O3	H4	H5	S4			
							N1	N2	N3						

Tabla N° 6: Hoja de decisiones RCM.

Fuente: Parra (2012)

El formato de la hoja decisión RCM está dividida en 16 columnas. Las columnas encabezadas F, FF y FM (función, falla funcional, modo de falla), identifican los modos de fallo bajo consideración.

Los encabezados en las siguientes 10 columnas hacen referencia a las preguntas del diagrama de decisión de R.C.M. del siguiente modo:

- Las columnas encabezadas H, S, E, O y N se utilizan para registrar las respuestas a las preguntas referidas a las consecuencias de cada modo de falla
- Las siguientes tres columnas (encabezadas H1, H2, H3 etc.) registra si una tarea proactiva ha sido seleccionada, y de ser así, el tipo de tarea.
- Si fuera necesario responder a cualquier de las preguntas “a falta de”, se debe utilizar las columnas encabezadas H4 y H5, o S4 para registrar las respuestas.

Las últimas tres columnas registran la tarea que ha sido seleccionada (si la hubiera), la frecuencia con que se utiliza esto y quien ha sido seleccionado para hacerlo. La columna “tarea propuesta” también se utiliza para registrar los casos donde se requiere el rediseño, o en que se ha decidido que el modo de falla no necesita mantenimiento programado.

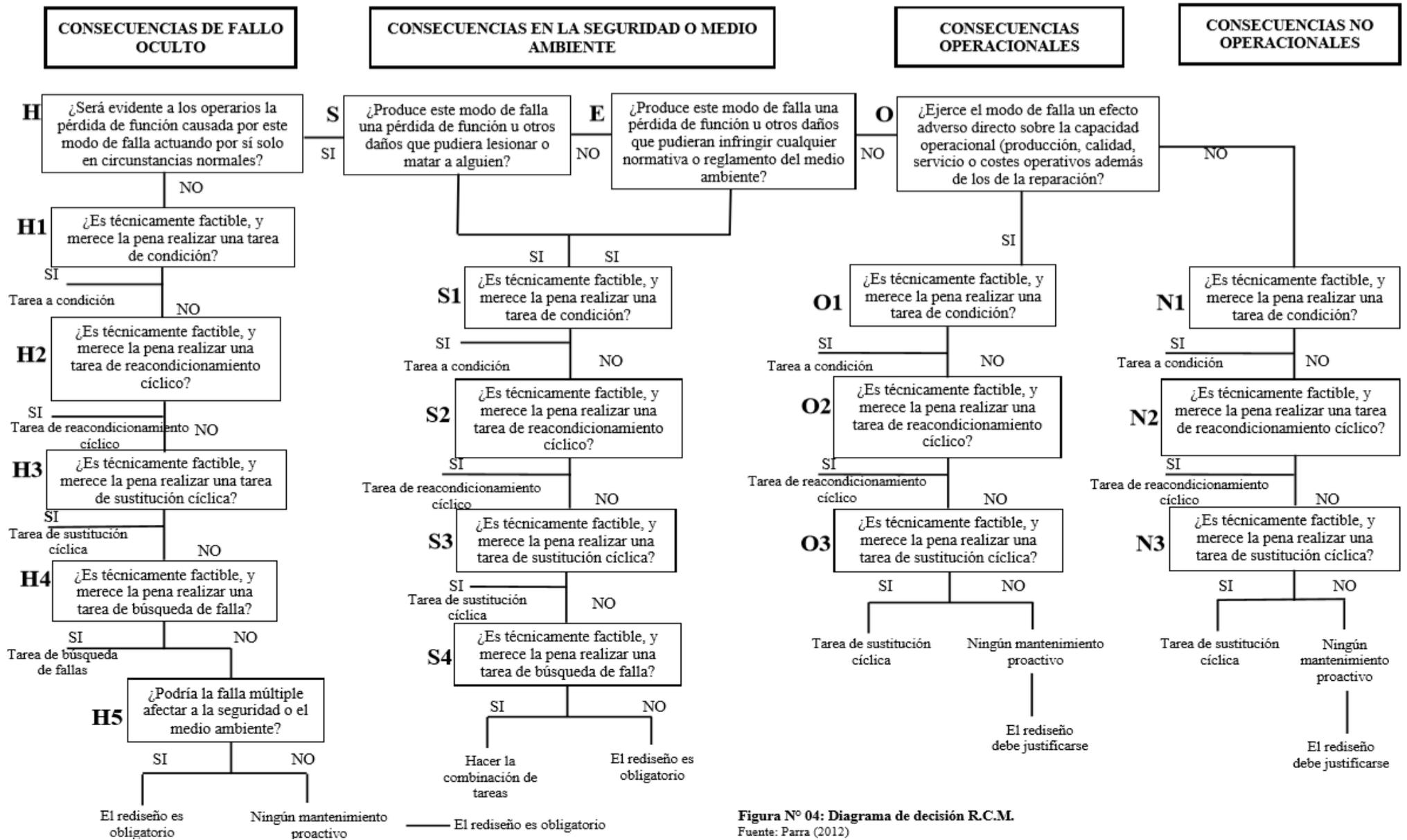


Figura N° 04: Diagrama de decisión R.C.M.
Fuente: Parra (2012)

- **Consecuencias de la Falla:** Una vez definidas las funciones, falla funcional, moda falla y los efectos, se procede a evaluar la importancia de cada falla. Estas consecuencias serán las que marcarán la decisión de si se ha de tratar de prevenir la falla o no.

El RCM divide en cuatro grupos de las consecuencias de fallas:

- **Fallas Ocultas:** Las fallas ocultas no tienen ningún impacto negativo directo, pero hacen que la instalación esté expuesta a fallas múltiples que pueden ocasionar consecuencias graves.
- **Seguridad y Medio Ambiente:** Un modo de avería tiene consecuencias medioambientales o de seguridad cuando se incumple con cualquier norma o existe la posibilidad de daños físicos sobre la persona.
- **Operacionales:** En este apartado se incluyen las consecuencias de falla que causan pérdidas económicas y reducción de la producción.
- **No Operacionales:** Las consecuencias de falla que se incluyen en esta categoría son aquellos que no afectan ni a la producción ni a la seguridad, solo se requiere la reparación o remplazo de los elementos afectados.

D. Confiabilidad y Disponibilidad de un Sistema de Distribución:

Aldo Garay Arriagada Mass (1994), los tramos de alimentadores y los elementos de protección considerados, se caracterizan por los siguientes indicadores:

1. **Tasa de falla (λ):** Para un tramo o equipo de protección, la tasa de falla indica las veces que, en promedio, dicho elemento se ve sometido a alguna condición que implica la operación de algún dispositivo de protección. Incluye fallas por cortocircuitos, sobrecargas, descargas atmosféricas, falla de aislación, accidentes, etc. En ciertos casos, puede ser deseable considerar elementos de protección 100% confiables, entonces, basta asignar a tal elemento una tasa de falla igual a cero.

Para tramos de alimentadores, la tasa de falla es un parámetro que puede determinarse de la siguiente forma:

- a través del historial de fallas, para el tramo individual,
- mediante una estimación, considerando el sistema completo:

$$\lambda = b \cdot l \text{ (1/año)}$$

$$b = \frac{m}{L \cdot T} \text{ (1/km año)}$$

donde:

- m : cantidad de fallas,
- L : longitud total de las líneas expuestas a falla, en km,
- T : periodo de estudio, años,
- b : número de fallas, por kilómetro por año,
- l : longitud de la línea de interés.

Para elementos individuales, tales como transformadores, switches, interruptores, etc., se plantea la siguiente expresión:

$$\lambda = \frac{m}{NT} \text{ (1/año)}$$

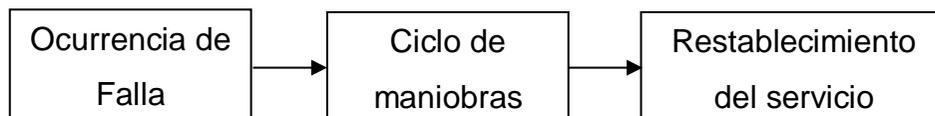
donde:

- m : cantidad de fallas observadas para cierto tipo de elemento,
- N : cantidad de elementos expuestos a falla,
- T : periodo de observación, años.

Normalmente las empresas de distribución de energía eléctrica llevan una estadística de fallas, e incluso individualizan las causas que las originan, de manera que la utilización de las 3 expresiones anteriores es una buena

aproximación, en caso de ausencia de información específica para los tramos de alimentador o elementos de protección.

2. **Tiempo de interrupción:** el tiempo total de interrupción de un tramo depende de la clase de protección asociada y del tipo de trabajo que se debe realizar para restablecer el servicio eléctrico (maniobras de transferencia, reparaciones, recambios, limpieza, etc.). Se denomina tiempo total de interrupción del servicio eléctrico, al periodo transcurrido desde la desconexión del circuito, hasta la re-energización del mismo. Gráficamente, este ciclo puede representarse como:



El tiempo que tarda el restablecimiento del servicio eléctrico depende del tipo de falla y de los equipos presentes en el sistema. En general, se tendrá, para una red de distribución cualquiera, la siguiente clasificación de tiempos:

- **Tiempo para el conocimiento de la falla (Tc):** es el intervalo entre el instante en que ocurre la falla y el momento en que los operadores del sistema eléctrico toman conocimiento de ella. La automatización juega aquí un importante papel, puesto que si existe señalización del estado de las protecciones (por ejemplo en un panel), la magnitud de este tiempo es muy pequeña, de manera que teóricamente puede considerarse cero.
- **Tiempo de preparación (Tp):** corresponde al tiempo requerido para la obtención de los recursos materiales necesarios para dar inicio a los trabajos de localización de la falla.
- **Tiempo de localización (TI):** es el tiempo que se gasta en el traslado hasta las proximidades de la falla y la ejecución de pruebas con la finalidad de localizar en forma precisa el punto de falla.

- **Tiempo de maniobra para la transferencia (Tt):** es el tiempo que toma realizar las maniobras de transferencia para restablecer el servicio a los tramos en donde ello sea posible.
- **Tiempo de reparación (Tr):** es el intervalo que demora la ejecución de las labores de reparación y/o recambio de los equipos fallados.
- **Tiempo de maniobra para restablecer la configuración normal de operación (Tv):** es el intervalo que tarda en recuperar la configuración normal de operación, una vez ejecutadas las tareas de reparación.

Sobre la cuantificación de cada uno de los tiempos mencionados, existe mayor dominio por parte de las empresas de distribución, puesto que ello constituye una práctica normal.

3. Disponibilidad:

La disponibilidad representa el porcentaje del tiempo en el que el sistema funciona correctamente.

$$D(T) = \text{MTBF} / (\text{MTBF} + \text{MTTR})$$

$$\text{MTBF} = (\text{TT} - \text{NOT}) / F$$

Donde:

MTBF :Tiempo medio entre fallas

MTTR :Tiempo medio para reparar

TT :Tiempo Total

NOT :Tiempo no operacional

4. Confiabilidad (R):

Es la probabilidad del equipo en la que se encuentre funcionando correctamente bajo un tiempo de prueba estimado (t)

$$R = e^{-t / \text{MTBF}}$$

2.3. Definición de Términos

SET: Subestación de Transformación

SED: Subestación de Distribución

AMT: Alimentador de Media Tensión

KV: kilovoltios

UUNN: Unidad de Negocio

MTTR: Tiempo medio para reparar

MTBF: Tiempo medio entre Fallas

Cut / Out: Tipos de Seccionadores de corriente sin carga (Voltaje)

CAPÍTULO 3.

DIAGNÓSTICO DE LA

REALIDAD ACTUAL

3.1. Descripción general de la empresa

Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad Electro Norte Medio Sociedad Anónima. También se utiliza la abreviatura Hidrandina S.A, ubicada en Jr. San Martín 831. Fue constituida en el marco de la Ley General de Electricidad N.º 23406 y su Reglamento D.S. N.º 031-82-EM/VM del 4 de octubre de 1982, mediante la Resolución Ministerial N.º 089-83- EM/DGE del 5 de abril de 1983, sobre la base de la empresa Energía Hidroeléctrica Andina S.A., que se constituyó el 22 de noviembre de 1946, con sede en la ciudad de Lima. Hidrandina S.A. es una empresa de servicio público de economía mixta que opera en el rubro electricidad. Pertenece al Grupo Distriluz y forma parte de las empresas que se encuentran bajo el ámbito del Fondo Nacional de Financiamiento de la Actividad Empresarial del Estado (FONAFE). Desde 1994, bajo el marco de la Ley de Concesiones Eléctricas (D.L. 25844), Hidrandina S.A. posee tres contratos marco de concesión para la distribución y comercialización de energía eléctrica en sus concesiones autorizadas, que comprenden las regiones de Áncash, La Libertad y parte de Cajamarca (las provincias de Contumazá, Cajamarca, San Pablo, Celendín, San Miguel, San Marcos y Cajabamba). Además, la empresa desarrolla actividades de generación y transmisión de energía eléctrica, aunque en menor medida que las de distribución y comercialización. Desde el año 2005 se han tramitado expedientes de ampliación de la concesión de distribución, de los cuales la poligonal Virú – El Carmelo – Puerto Morín cuenta ya con Resolución Definitiva de Concesión otorgada mediante R.S. N.º 032-2011-EM para un área de ampliación de 43,8 km². Adicionalmente, se han gestionado expedientes de concesiones rurales correspondientes a sistemas de electrificación rural, en las unidades de negocio de Trujillo, Chimbote y La Libertad Norte, los cuales cuentan con resolución directoral de concesión rural y contrato de concesión: La empresa cuenta con cinco unidades de negocio para efectos operativos y administrativos, las que están distribuidas en su ámbito de concesión y tienen los siguientes servicios menores:

- **Cajamarca:** Chilete, San Marcos, Cajabamba y Celendín
- **Huaraz:** Recuay, Chiquian, Huari, Pomabamba. Sihuas, La pampa, Caraz y Carhuaz.

- **Chimbote:** Pallasca, Casma, Nepeña y Huarney
- **La Libertad Norte:** Chepen, Pacasmayo, Valle Chicama y Cascas-Contumazá.
- **Trujillo:** Virú, Otuzco-Quiruvilca, Santiago de Chuco, Huamachuco, Tayabamba.

El área de concesión de Hidrandina S.A. se extiende a lo largo de 1 635 km². Sin embargo, la empresa también puede prestar servicios de distribución de energía eléctrica en zonas aledañas al área de concesión, previo acuerdo con los clientes (autoridades locales o empresas privadas). Estas últimas zonas se denominan “áreas de influencia”.

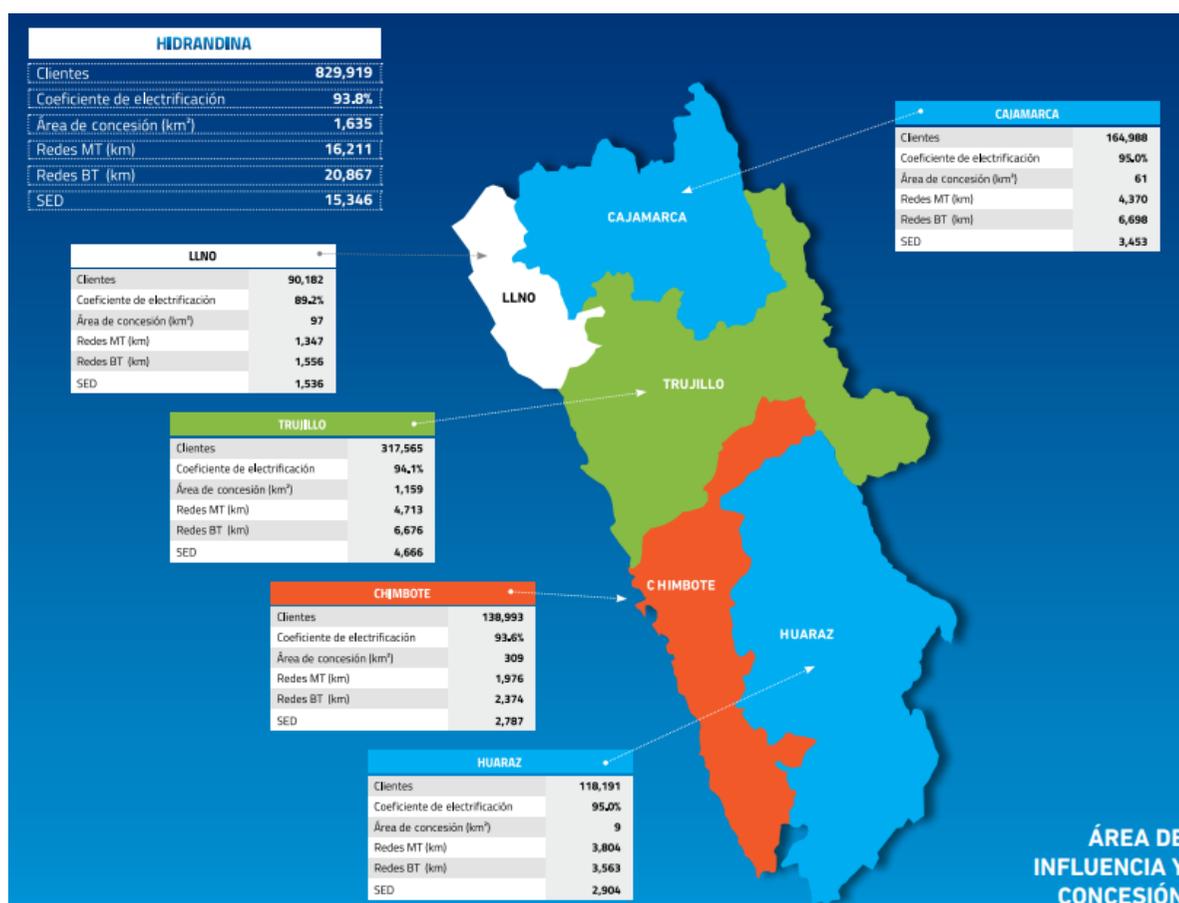


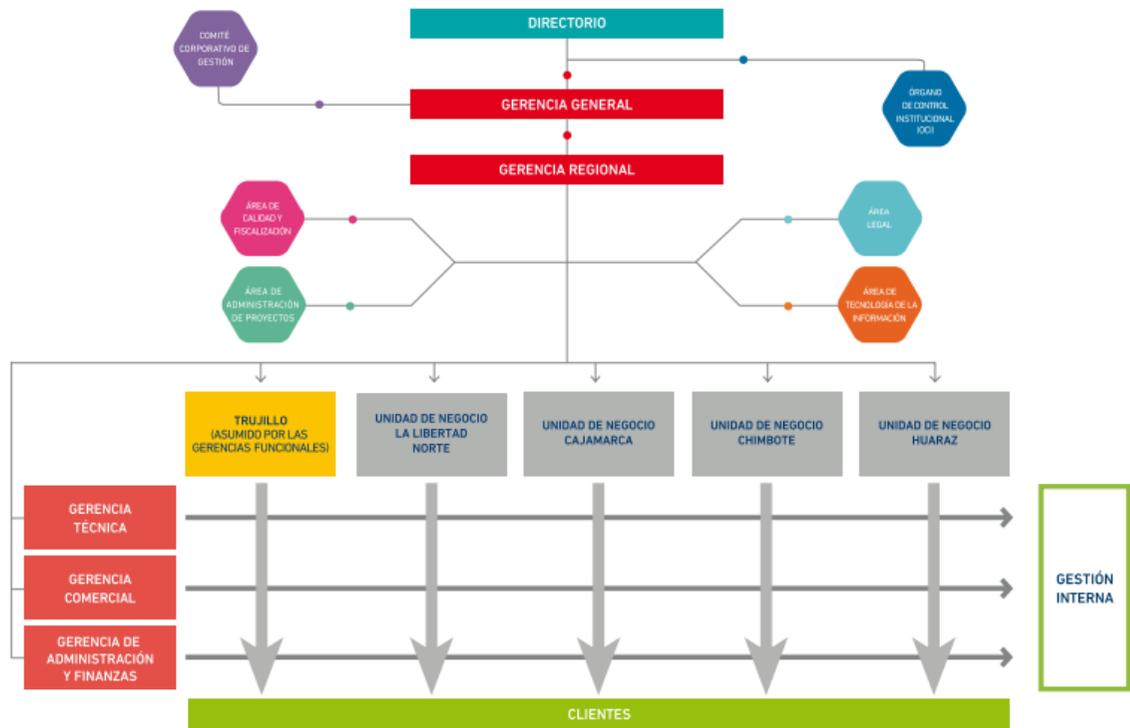
Figura 04: Área de Concesión Eléctrica de Hidrandina S.A.

Fuente: Memoria de Distriluz 2016

La demanda máxima de potencia indica el volumen de energía eléctrica más alto requerido por una empresa distribuidora durante las horas punta. La demanda máxima registrada en el año 2016 fue de 337,6 MW, y se produjo el 6 de enero a las 19:45 horas, resultando inferior en 7,9% a la registrada el año 2015 (366,6 MW). Esta disminución obedece principalmente a la migración de

clientes a empresas generadoras, que significaron 22,9 MW de potencia contratada y a la estacionalidad de los procesos productivos, principalmente en el sector pesquero de las Unidades de Negocio Chimbote y La Libertad Norte. El promedio de la demanda máxima para el año 2016 fue de 322,2 MW, inferior en 3,2% al promedio del año 2015 (332,9 MW).

Organigrama de la empresa:



Misión: Consolidarnos como una empresa modelo, eficiente, moderna y responsable.

Visión: Satisfacer las necesidades de energía con calidad, contribuyendo al desarrollo sostenible en nuestro ámbito de responsabilidad, con tecnología de vanguardia y talento humano comprometido, actuando con transparencia y aprovechando sinergias corporativas para la mejora continua y generación de valor a nuestros clientes, colaboradores y accionistas.

Política del Sistema Integrado de Gestión:

HIDRANDINA S.A. es una empresa de distribución eléctrica, que a través de nuestro Sistema Integrado de Gestión y con la participación activa de todos los trabajadores busca la mejora continua de nuestros procesos y la gestión efectiva de riesgos, para el logro de nuestros objetivos y metas, asumiendo para ello los siguientes compromisos:

1. Atender los requerimientos de energía eléctrica cumpliendo con los estándares de calidad establecidos en la normativa vigente a fin de incrementar la satisfacción de nuestros clientes.
2. Fomentar la participación activa de todos los trabajadores, implementar y mantener los controles necesarios para una adecuada gestión de la seguridad, salud en el trabajo y medio ambiente, a fin de prevenir daños, lesiones, deterioro a la salud y contaminación del medio ambiente, principalmente en las actividades que puedan generar riesgos no aceptables e impactos ambientales significativos.
3. Cumplir con la normativa aplicable y otros compromisos suscritos en materia de seguridad, salud y medio ambiente, así como de responsabilidad social empresarial con nuestros grupos de interés.
4. Implementar y mantener los controles necesarios para una adecuada gestión de los riesgos en todos los procesos y actividades que se ejecutan, para dar una seguridad razonable al cumplimiento de nuestros objetivos empresariales.
5. Maximizar de forma sostenida el valor de la empresa, cautelando los derechos, responsabilidades y trato igualitario a nuestros accionistas y colaboradores en general, promoviendo las mejores prácticas en materia de buen gobierno corporativo y control interno.

3.2. Descripción particular del área de la empresa objeto de análisis

Unidad de Mantenimiento y Distribución(UMD):

- **Centro de Transformación (SET)**

Actualmente en la UUNN de Trujillo, en el Centro de Transformación (SET), Patio de Llaves Sur, se encuentran un conjunto de equipos e

infraestructura destinada a la transformación de la tensión eléctrica, la cual tiene una llega de 138Kv (Alta Tensión) mediante las líneas y estructuras del área de **Transmisión**, y es transformada a 10Kv (Media Tensión) y repartida a los usuarios a través de Líneas de media tensión, seccionamientos y protección de circuitos media tensión.

- **Alimentadores de Media Tensión(AMT) SET Sur:**

Los alimentadores en media tensión son conjunto de componentes eléctricos en media tensión cuyos valores de voltaje varía de 1 000 a 35 000 voltios, y son destinados al transporte de la energía hasta la subestación de distribución. Actualmente en la SET Sur, se encuentra 18 AMT que se encargan de alimentar a ciertos sectores compartidos de la ciudad de Trujillo al igual que a sus clientes mayores con lo que se cuenta.

CENTRO DE TRANSFORMACIÓN	CODIGO DEL AMT	ZONAS ALIMENTADAS POR EL AMT	NIVEL DE TENSIÓN
SET SUR	TSU001	Centro Cívico C.C. Mall Plaza Tefonica del Perú	10-13 kv
	TSU002	Centro Cívico San Andrés Santa María Huerta Grande	10-13 kv
	TSU003	Chicago Zona Franca Urb.Santo Domingo Miraflores	10-13.8 kv
	TSU004	El Molino Chicago Las Quintanas La Noria	10-13 kv
	TSU005	San Andrés Buenos Aires Av. Larco California	10-13.8 kv

	TSU006	Centro Cívico Santa Maria Urb.Esmeralda	10-13 kv
	TSU007	Urb.San Vicente Urb.Torres Araujo Urb. El Recreo San Andrés Centro Cívico	10-22.9 kv
	TSU008	Centro Cívico Urb.Aranjuez Av. Mansiche	10-13 kv
	TSU009	Casuarinas El Rocio S.A. Carretera Industrial El Bosque Zona Los Sapitos	10-13 kv
	TSU010	Urb. La Perla California San Andrés Centro Cívico	10-13 kv
	TSU012	Ovalo La marina La Encalada San Fernando Larrea La Campiña de Moche	10-22.9kv
	TSU013	Huaman Urb.Jardines Del Golf Urb. Ingeniería Urb. Santa Maria Buenos Aires Urb. El Golf	10-13 kv
	TSU014	urb. san adres Vista hermosa Poder Judicial Covicorti	10-13 kv
	TSU015	Urb. El Galeno Centro Cívico Los Portales del golf California Urb. Cesar Vallejo	10-13 kv

	TSU016	Carretera a Moche	10-13 kv
	TSU017	Corporación Lindley s.a.	10-33 kv
	TSU018	Terminal Terrestre de Trujillo	10-22.9 kv

Tabla N° 7: AMT de la SET Sur.

Fuente: UMD- Hidrandina UUNN Trujillo

- **Mantenimientos Preventivos del Sistema de Distribución Eléctrico SET Sur:**

El área de Unidad de Mantenimiento y Distribución (UMD), coordina con el área de Centro de Control de Operaciones para programar y realizar los mantenimientos predictivos. En total se han programado 70 cortes en la **SET Sur** con el motivo de mantenimiento preventivo, especificando los **Sub Motivos** por cada corte programado que se ha realizado. Por lo cual se está exonerando del conteo, los cortes por ampliación y conexión por reforzamiento de líneas de Transmisión.

Interrupciones y Fallas del Sistema de Distribución Eléctrico de Hidrandina SET Sur:

La Subestación de Transformación Sur, durante el año 2017 se han presentado 60 interrupciones del servicio eléctrico como se muestra en la siguiente tabla:

Sub Motivos	Cantidad
Animales (Felinos y/o roedores)	1
Avería en equipo de protección y/o maniobra	11
Avería en instalaciones subterráneas	3
Bajo nivel de aislamiento (Elemento Eléctrico mal dimensionado)	7
Línea abierta o caída	16
Otros, por falla humanas	2
Tiempo adicional por mto. programado.	4
Transitorio	1
Falla- Apertura de Transformador de SED	15
Total general	60

Tabla N° 8: Clasificación de Interrupciones por Sub Motivo.

Fuente: Área de Centro de Control de Operaciones

Por lo cual el AMT que ha presentado el mayor porcentaje de interrupciones y fallas con un 35%, fue el AMT TSU013, teniendo este un total de 40 interrupciones en todo el año 2017. El AMT TSU013 ha presentado 10 falla en Avería en equipo de protección y/o maniobra, 5 fallas en Bajo nivel de aislamiento (Elemento Eléctrico mal dimensionado), 10 en Línea abierta o caída y 15 Fallas- Apertura de Transformador de SED, así como se muestra en la siguiente tabla.

Código de AMT / Sub Motivo	Cantidad
TSU001	1
Tiempo adicional por mtto. programado.	1
TSU002	1
Tiempo adicional por mtto. programado.	1
TSU003	1
Avería en equipo de protección y/o maniobra	1
TSU004	2
Animales (Felinos y/o roedores)	1
Línea abierta o caída	1
TSU005	2
Avería en instalaciones subterráneas	1
Línea abierta o caída	1
TSU006	1
Avería en instalaciones subterráneas	1
TSU008	1
Tiempo adicional por mtto. programado.	1
TSU009	1
Bajo nivel de aislamiento (Elemento Eléctrico mal dimensionado)	1
TSU010	1
Línea abierta o caída	1
TSU012	3
Avería en instalaciones subterráneas	1
Línea abierta o caída	1
Transitorio	1
TSU013	40
Avería en equipo de protección y/o maniobra (disyuntor e interruptor)	10
Bajo nivel de aislamiento (Elemento Eléctrico mal dimensionado)	5
Línea abierta o caída (apertura de bucle o apertura de seccionador Cut/Out o Recloser)	10

Falla- Apertura de Transformador de SED	15
TSU014	3
Línea abierta o caída	1
Otros, por falla humanas	1
Tiempo adicional por mtto. programado.	1
TSU015	2
Bajo nivel de aislamiento (Elemento Eléctrico mal dimensionado)	1
Otros, por falla humanas	1
TSU016	1
Línea abierta o caída	1
Total general	60

Tabla N° 9: Cantidad de Fallas por AMT de la SET Sur.

Fuente: Área de Centro de Control de Operaciones.

Energía Activa Total dejada de vender (Lucro Cesante):

En la siguiente tabla se puede apreciar la EAT sin vender por cada AMT de la SET Sur:

CODIGO DE AMT	EAT Sin Vender (kW/h)	Valor Monetario KW/h=0.5980
TSU013	5646.5125	S/3,376.61
TSU004	1549.8356	S/926.80
TSU012	1338.0122	S/800.13
TSU005	983.9413	S/588.40
TSU014	617.8308	S/369.46
TSU009	289.2196	S/172.95
TSU006	127.9584	S/76.52
TSU008	60.1633	S/35.98
TSU003	23.3711	S/13.98
TSU010	17.4472	S/10.43
TSU002	16.2217	S/9.70
TSU001	13.8337	S/8.27
Total general	10684.3474 Kw/h	S/6,389.23

Tabla N° 10: Tabla de Lucro Cesante

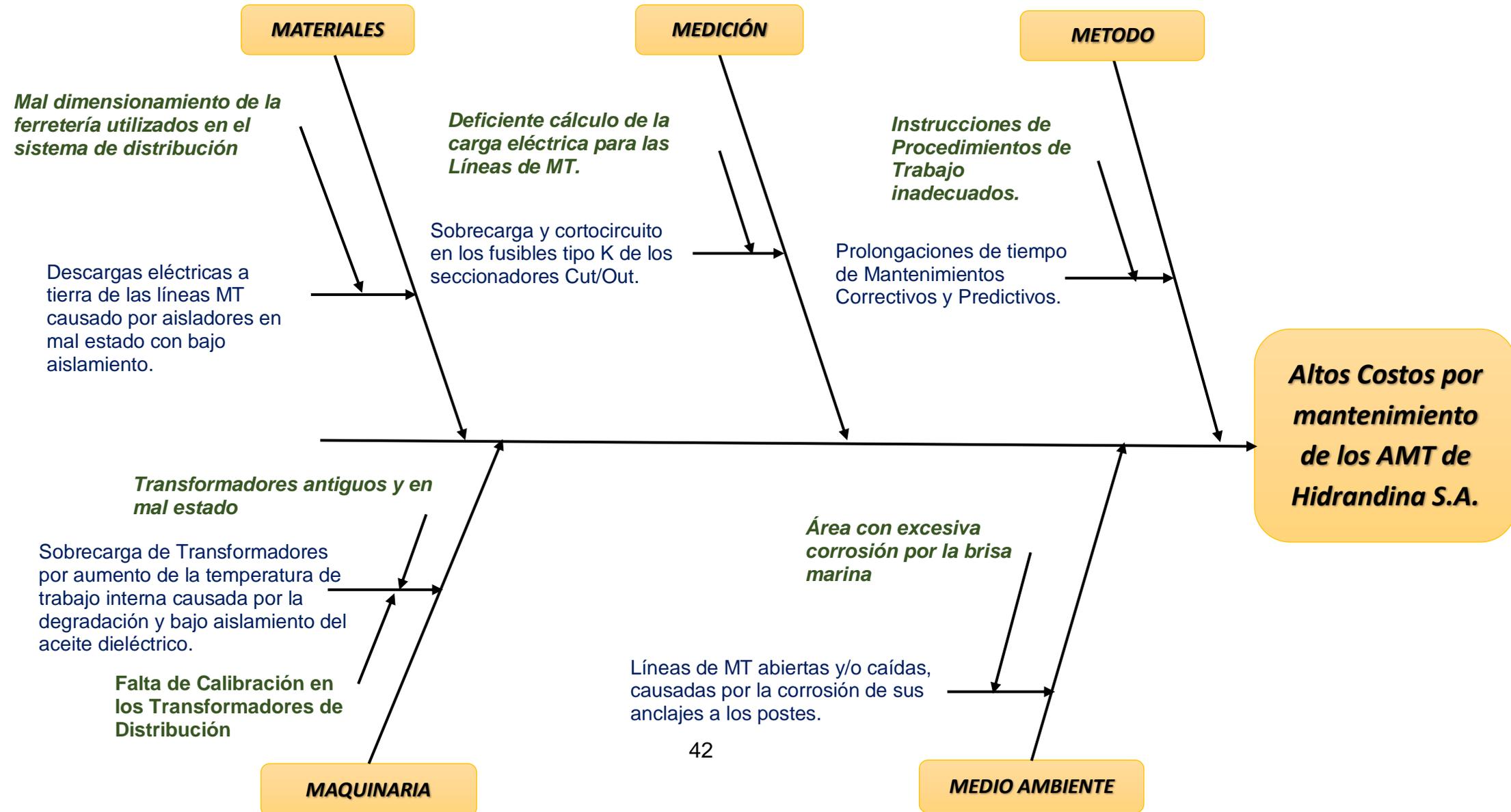
Fuente: Elaboración Propia

Como se puede observar, el AMT TSU013, es uno de los alimentadores que cuenta con el mayor número de fallas, y lucro cesante con un monto dejado de vender de S/. 3,376.61, así como el pago por compensaciones a los clientes según la NTCSE por dicho AMT TSU013 con un monto de S/. 10,608.

3.3. Identificación del problema e indicadores actuales:

- Diagrama de Ishikawa:

Figura N°05: Diagrama Ishikawa de Mantenimiento del AMT TSU013



- **Matriz de Priorización de las Causas Raíz:**

Luego de haber identificado las causas raíces que influyen en el área de desarrollo del proyecto, se realizó un estudio de impacto económico a fin de priorizar las causas raíces que se tiene, tomando en cuenta los siguientes costos como: Energía dejada de vender a los usuarios, Pago total de compensaciones según la NTCSE y el costo de Mantenimiento; sumando un total de S/. 17,870.87 y a partir de este análisis de costo total de las 6 causas raíces que se tiene, se llegó a priorizar 5.

Causa Raíz	kW/h	Pago por compensaciones	Costo de Promedio Mantenimiento Correctivo	Total Por C.R	% del Total
CR2: Transformadores antiguos y en mal estado	S/1,650.54	S/5,722.00	S/1,688.12	S/9,060.66	51%
CR1: Área con excesiva corrosión por la brisa marina	S/1,163.55	S/1,436.00	S/985.51	S/3,585.06	20%
CR3: Falta de Calibración en los Transformadores de Distribución	S/97.51	S/1,900.00	S/350.55	S/2,348.06	13%
CR4: Deficiente cálculo de la Carga para cada Sub Estación de Distribución	S/196.33	S/600.00	S/562.45	S/1,358.78	8%
CR5: Mal dimensionamiento de la equipos y ferretería utilizados en el sistema de distribución	S/268.68	S/950.00	S/196.52	S/1,415.20	8%
CR6: Instrucciones de Procedimientos de Trabajo inadecuados.	S/103.11	S/0.00	S/0.00	S/103.11	1%
TOTAL	S/3,479.72	S/10,608.00	S/3,783.15	S/17,870.87	100%

Tabla N° 11: Priorización de las Causas Raíces

Fuente: Elaboración Propia.

Se tomarán en cuenta en base a la evaluación anterior en la Tabla N°11, solo las 5 primeras Causas Raíces, ya que la **C.R 6**, su monto de costo incurrido en la empresa es mínimo, por lo cual **no** se tomará en cuenta para su evaluación.

- **Matriz de indicadores:**

Aquí se evalúan las 5 causas raíces que fueron resultados de una priorización de los problemas encontrados en las áreas de mantenimiento del Sistema de Distribución eléctrico. Estas causas raíces serán medidas mediante indicadores, y así decidir la herramienta de mejora a aplicar por cada causa raíz o grupo de ellas.

CR	Descripción	Indicador %	Formula	Actual	Meta
CR1: Área con excesiva corrosión por la brisa marina	Líneas de MT abiertas y/o caídas, causadas por la corrosión de sus anclajes a los postes.	%De líneas abiertas y/o caídas	$\frac{N^{\circ} \text{ de Líneas abiertas de la TSU013}}{N^{\circ} \text{ Total de Líneas del AMT TSU013}} * 100$	14%	5%
CR2: Transformadores antiguos y en mal estado	Sobrecarga de Transformadores por aumento de la temperatura de trabajo interna causada por la degradación y bajo aislamiento del aceite dieléctrico.	% De transformadores en mal estado en el AMT TSU013	$\frac{N^{\circ} \text{ de Transformadores en mal estado de la TSU013}}{N^{\circ} \text{ Total de Transformadores de la TSU013}} * 100$	25%	5%
CR3: Falta de Calibración en los Transformadores de Distribución				19%	5%
CR4: Deficiente cálculo de la Carga para cada Sub Estación de Distribución	Sobrecarga y cortocircuito en los fusibles tipo K de los seccionadores Cut/Out.	% De seccionadores Cut/Out cortocircuitados	$\frac{N^{\circ} \text{ de Seccionadores Cut/Out quemados de la TSU013}}{N^{\circ} \text{ Total de Seccionadores Cut/Out de la TSU013}} * 100$	33%	5%
CR5: Mal dimensionamiento de la equipos y ferretería utilizados en el sistema de distribución	Descargas eléctricas a tierra de las líneas MT causado por aisladores en mal estado con bajo aislamiento.	% De aisladores en mal estado con bajo aislamiento	$\frac{N^{\circ} \text{ de aisladores en mal estado de la TSU013}}{N^{\circ} \text{ Total de aisladores Cut/Out de la TSU013}} * 100$	4%	3%

Tabla N° 12: Tabla de Indicadores.

Fuente: Elaboración propia

Para la evaluación de las mejoras de las Causas Raíces, se utilizará como herramienta neta el Plan de Mantenimiento RCM, ya que netamente el problema de los costos en que se incurre cada Causa Raíz, es principalmente por un adecuado Plan de Mantenimiento dirigido específicamente a los equipos críticos del Sistema de Distribución del AMT TSU013.

CAPÍTULO 4.

SOLUCIÓN

PROPUESTA

- **APLICACIÓN DEL RCM EN LA EMPRESA DE SERVICIO ELÉCTRICO HIDRANDINA S.A.:**

La implementación del RCM debe llevar a los equipos a que sean más seguros y confiables, a una reducción de costos (directos e indirectos) y a una mejora en la calidad servicio eléctrico continuo a los clientes de la empresa Hidrandina S.A., cumpliendo siempre con las normativas impuestas por la entidad fiscalizadora OSINERGMIN. El Plan de Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad tiene también como objetivo la mejora en la relación entre distintas áreas de la empresa, para poder tener un mejor entendimiento y coordinación entre ellas, así como el área de mantenimiento y operaciones.

1. El primer paso para elaborar un plan de mantenimiento es saber cuáles son los equipos a los que deseamos realizar mantenimiento. Para ello se realizará y se aplicará el RCM a 4 equipos y ferretería principales en el tramo del Alimentador de Media Tensión TSU013, los cuales son: Transformadores de Distribución 22.9kv/ 1kv-220v, seccionadores Fusibles Cut/Out 10kv-22.9kv, aisladores de tipo Loza para redes de Media Tensión (10kv-22.9kv), Conectores y Anclajes de redes de Media Tensión (Cuellos y/o Bucles). Así mismo también se tendrá en cuenta las fallas funcionales y/o modos fallas registradas en el AMT TSU013 durante todo el año 2017, ya que en este registro se puede analizar la falla ocurrida, el motivo, la falla del equipo eléctrico, el tiempo de demora en reconexión y la Energía Activa Total dejada vender a los clientes. Para la creación del plan de mantenimiento, se tendrán en cuenta los equipos y ferretería ya mencionados como equipos **CRITICOS**, ya que son equipos y ferretería fundamentales para la distribución de energía eléctrica a los clientes y que son los únicos que reportan fallas en el AMT TSU013.

4.1. **Reporte de Fallas del AMT TSU013:**

En el Tabla N°13 se detallan las fallas presentadas en el AMT TSU013, en los Transformadores, en los seccionadores Cut/Out y en las Líneas abiertas o caídas, los cuales son los de mayor incidencia, posteriormente se realizará un análisis de las Fallas funcionales de cada uno de sus componentes.

Responsabilidad	Modalidad	Motivo	SubMotivo	Tiempo Total
Distribución	Más de una modalidad	Falla	Avería en equipo de protección - Cut Out	00:01:44
Distribución	Señalización del Sistema de Protección	Falla	Avería en equipo de protección - Cut Out	01:39:34
Distribución	Señalización del Sistema de Protección	Falla	Avería en equipo de protección - Cut Out	00:28:04
Distribución	Señalización del Sistema de Protección	Falla	Avería en equipo de protección - Cut Out	01:15:04
Distribución	Más de una modalidad	Falla	Avería en equipo de protección - Cut Out	01:15:36
Distribución	Señalización del Sistema de Protección	Falla	Avería en equipo de protección - Cut Out	01:25:35
Distribución	Señalización del Sistema de Protección	Falla	Avería en equipo de protección - Cut Out	01:42:04
Distribución	Señalización del Sistema de Protección	Falla	Avería en equipo de protección - Cut Out	00:51:37
Distribución	Señalización del Sistema de Protección	Falla	Avería en equipo de protección - Cut Out	01:39:18
Distribución	Señalización del Sistema de Protección	Falla	Avería en equipo de protección - Cut Out	01:39:16
Distribución	Más de una modalidad	Falla	Bajo nivel de aislamiento (Elemento Eléctrico mal dimensionado)	00:03:59
Distribución	Más de una modalidad	Falla	Bajo nivel de aislamiento (Elemento Eléctrico mal dimensionado)	00:02:30
Distribución	Señalización del Sistema de Protección	Falla	Bajo nivel de aislamiento (Elemento Eléctrico mal dimensionado)	00:21:13
Distribución	Señalización del Sistema de Protección	Falla	Bajo nivel de aislamiento (Elemento Eléctrico mal dimensionado)	01:39:34
Distribución	Señalización del Sistema de Protección	Falla	Bajo nivel de aislamiento (Elemento Eléctrico mal dimensionado)	00:50:36
Distribución	Señalización del Sistema de Protección	Falla	Falla- Apertura de Transformador de SED	02:02:14
Distribución	Señalización del Sistema de Protección	Falla	Falla- Apertura de Transformador de SED	01:29:12
Distribución	Señalización del Sistema de Protección	Falla	Falla- Apertura de Transformador de SED	01:14:04
Distribución	Señalización del Sistema de Protección	Falla	Falla- Apertura de Transformador de SED	00:37:04
Distribución	Señalización del Sistema de Protección	Falla	Falla- Apertura de Transformador de SED	00:03:59
Distribución	Señalización del Sistema de Protección	Falla	Falla- Apertura de Transformador de SED	00:55:56
Distribución	Señalización del Sistema de Protección	Falla	Falla- Apertura de Transformador de SED	01:23:48
Distribución	Señalización del Sistema de Protección	Falla	Falla- Apertura de Transformador de SED	01:03:24
Distribución	Señalización del Sistema de Protección	Falla	Falla- Apertura de Transformador de SED	00:40:20
Distribución	Señalización del Sistema de Protección	Falla	Falla- Apertura de Transformador de SED	02:37:09
Distribución	Señalización del Sistema de Protección	Falla	Falla- Apertura de Transformador de SED	01:44:31
Distribución	Señalización del Sistema de Protección	Falla	Falla- Apertura de Transformador de SED	02:06:47
Distribución	Señalización del Sistema de Protección	Falla	Falla- Apertura de Transformador de SED	01:08:00
Distribución	Señalización del Sistema de Protección	Falla	Falla- Apertura de Transformador de SED	00:58:03
Distribución	Señalización del Sistema de Protección	Falla	Falla- Apertura de Transformador de SED	01:37:21
Distribución	Señalización del Sistema de Protección	Falla	Línea abierta o caída	01:02:29

Distribución	Más de una modalidad	Falla	Línea abierta o caída	00:31:49
Distribución	Más de una modalidad	Falla	Línea abierta o caída	00:02:14
Distribución	Más de una modalidad	Falla	Línea abierta o caída	01:39:34
Distribución	Señalización del Sistema de Protección	Falla	Línea abierta o caída	00:02:14
Distribución	Más de una modalidad	Falla	Línea abierta o caída	00:29:12
Distribución	Señalización del Sistema de Protección	Falla	Línea abierta o caída	01:14:04
Distribución	Señalización del Sistema de Protección	Falla	Línea abierta o caída	00:37:04
Distribución	Señalización del Sistema de Protección	Falla	Línea abierta o caída	00:03:59
Distribución	Señalización del Sistema de Protección	Falla	Línea abierta o caída	00:55:56

**Tabla N° 13: Registro del Interrupciones del AMT TSU013.
Fuente: Máximus NGC (Área Calidad y Fiscalización)**

4.2. Análisis de la cantidad de fallas funcionales y/o Modos de Fallas:

La cantidad de fallas funcionales y/o modos de fallas se clasifico por los equipos y maquinas principales de las líneas del Sistema de Distribución. Esto se obtuvo de un registro de incidencias que presento en todo el tramo del AMT TSU013. Los datos son tomados desde 01 de enero del 2017 hasta diciembre del 2017.

A. Transformadores de Distribución:

En la tabla N°14, se detallan las fallas funcionales y/o modos de falla ocurridas con respecto a los Transformadores de SED en el año 2017.

Mes	Numero de Fallas	Tiempo de paro	Fallas funcionales y/o modos de fallas
Enero	1	02:02:14	Recalentamiento de Núcleo del Transformador
Marzo	1	01:29:12	Se registra desbalance de corriente, fase A.
Mayo	1	01:14:04	Señalizando sobre corriente a tierra, fase "C".
Junio	1	00:37:04	Se activó el Relee de Protección
Agosto	1	00:03:59	Recalentamiento de Núcleo del Transformador
Mayo	1	00:55:56	Recalentamiento de Núcleo del Transformador
Mayo	1	01:23:48	Recalentamiento de Núcleo del Transformador
Octubre	1	01:03:24	Recalentamiento de Núcleo del Transformador
Mayo	1	00:40:20	Recalentamiento de Núcleo del Transformador
Junio	1	02:37:09	Recalentamiento de Núcleo del Transformador

Agosto	1	01:44:31	Se activó el Relee de Protección
Mayo	1	02:06:47	Señalizando sobre corriente a tierra, fase "C".
Octubre	1	01:08:00	Se activó el Relee de Protección
Mayo	1	00:58:03	Se activó el Relee de Protección
Agosto	1	01:37:21	Señalizando sobre corriente a tierra, fase "C".

Tabla N° 14: Fallas funcionales y/o modos de fallas de los Transformadores de SED en el 2017.

Fuente: Elaboración Propia

B. Seccionadores Cut/Out:

En la tabla N°15, se detallan las fallas funcionales y/o modos de falla ocurridas con respecto a los Seccionadores Cut/Out en el año 2017.

Mes	Número de Fallas	Tiempo de paro	Fallas funcionales y/o modos de fallas
Enero	1	00:01:44	Descarga a tierra de equipo de protección y maniobra.
Enero	1	01:39:34	Avería en el brazo porta fusible fase C.
Marzo	1	00:28:04	Descarga a tierra de equipo de protección y maniobra.
Marzo	1	01:15:04	Avería en el brazo porta fusible fase C.
Mayo	1	01:15:36	Descarga a tierra de equipo de protección y maniobra.
Junio	1	01:25:35	Descarga a tierra de equipo de protección y maniobra.
Agosto	1	01:42:04	Descarga a tierra de equipo de protección y maniobra.
Septiembre	1	00:51:37	Descarga a tierra de equipo de protección y maniobra.
Septiembre	1	01:39:18	Avería en el brazo porta fusible fase C.
Octubre	1	01:39:16	Avería en el brazo porta fusible fase C.

Tabla N° 15: Fallas funcionales y/o modos de fallas de los Seccionadores Cut/Out en el 2017 del AMT TSU013.

Fuente: Elaboración Propia

C. Cadena de Aisladores:

En la tabla N°16, se detallan las fallas funcionales y/o modos de falla ocurridas con respecto a los Aisladores en el año 2017.

Mes	Numero de Fallas	Tiempo de paro	Fallas funcionales y/o modos de fallas
Marzo	1	00:03:59	Descarga a tierra por mal estado del aislador
Julio	1	00:02:30	Descarga a tierra por mal estado del aislador
Enero	1	00:21:13	Descarga a tierra por mal estado del aislador
Marzo	1	01:39:34	Descarga a tierra por mal estado del aislador
Mayo	1	00:50:36	Descarga a tierra por mal estado del aislador

Tabla N° 16: Fallas funcionales y/o modos de fallas de los Aisladores en el 2017.

Fuente: Elaboración Propia

D. Bucles / Cuellos (Anclajes):

En la tabla N°17, se detallan las fallas funcionales y/o modos de falla ocurridas con respecto a los Bucles o Cuellos (Anclajes) en el año 2017.

Mes	Número de Fallas	Tiempo de paro	Fallas funcionales y/o modos de fallas
Junio	1	01:02:51	Línea caída en la fase "R" por deterioro de conductor a la altura de la grampa pistola entre la estructura.
Abril	1	00:31:49	Línea caída en la fase "R" por deterioro de conductor a la altura de la grampa pistola entre la estructura.
Agosto	1	00:02:14	Línea caída en la fase "R" por deterioro de conductor a la altura de la grampa pistola entre la estructura.
Agosto	1	01:39:34	Desconexión del AMT TSU013, Línea MT caída por deterioro del conductor de AL de 50mm ² fases RT entre la 0094787 a 0094788
Marzo	1	00:02:14	Desconexión del AMT TSU013, Línea MT caída por deterioro del conductor de AL de 50mm ² fases RT entre la 0094787 a 0094788
Septiembre	1	00:29:12	Línea caída en la fase "R" por deterioro de conductor a la altura de la grampa pistola entre la estructura.
Junio	1	01:14:04	Desconexión del AMT TSU013, Línea MT caída por deterioro del conductor de AL de 50mm ² fases RT entre la 0094787 a 0094788

Enero	1	00:37:04	Desconexión del AMT TSU013, Línea MT caída por deterioro del conductor de AL de 50mm ² fases RT entre la 0094787 a 0094788
Septiembre	1	00:03:59	Línea caída en la fase "R" por deterioro de conductor a la altura de la grampa pistola entre la estructura.
Mayo	1	00:55:56	Desconexión del AMT TSU013, personal de emergencia se encontró bucle abierto en la E-0061002 fase S.

Tabla N° 17: Fallas funcionales y/o modos de fallas de los Bucles o Cuellos (Anclajes) en el 2017.

Fuente: Elaboración Propia.

Una vez analizado los equipos y elementos eléctricos, se procede a anotar las funciones, fallas funcionales, modo de falla y efectos de las fallas de cada uno de los equipos en una hoja de trabajo AMEF: **(Ver Anexo N°01)**.

4.3. Indicadores de Mantenimiento:

Los indicadores de mantenimiento asociados al área de efectividad permiten evaluar el comportamiento operacional de las instalaciones, sistemas, equipos y componentes de esta manera será posible implementar un plan de mantenimiento orientado a perfeccionar la labor de mantenimiento. A continuación, se detallan los indicadores principales de mantenimiento de los 4 elementos críticos del AMT TSU013.

- **Tiempo Total de Operación:**

Debido a que el servicio eléctrico es continuo, todos los elementos deben estar operativas y por lo tanto todas trabajan a la misma cantidad de tiempo en el servicio. Así, el tiempo total programado para cada elemento es lo mismo, es nuestro caso es 8760 horas.

Para calcular el tiempo total de reparación, se procede a sumar el tiempo total de desconexión, esta información se puede extraer de la Tabla N°18: Registro del Interrupciones del AMT TSU013.

Elemento Eléctrico	Tiempo total de servicio (horas)	Tiempo Total para Reparar (horas)	Tiempo Total de Operación (horas)
Transformador	8760	19.60	8740.40
Cut/Out	8760	11.90	8748.10
Aisladores	8760	8.91	8751.09
Cuellos o Bucles	8760	13.57	8746.43

Tabla N° 18: Tiempo total de operación del AMT TSU013 en el año 2017.

Fuente: Elaboración Propia.

- **Tiempo Medio para Reparar (MTTR):**

Este indicador mide la efectividad en restituir la unidad a condiciones óptimas de operación una vez que la unidad se encuentra fuera de servicio por un fallo, dentro de un período de tiempo determinado. Es la probabilidad de que un equipo o instalación, que después de un fallo, sea reparado en un tiempo dado. Es un indicador de mantenibilidad. En la siguiente tabla se detalla el Tiempo para Reparar y el Número de fallas totales por elemento eléctrico, obtenidos del reporte de Interrupciones del AMT TSU013 en el año 2017, los que se emplearán para hallar el Tiempo Medio para Reparar (MTTR).

Elemento Eléctrico	Mes	Número de Fallas	Tiempo de paro	MTTR (h)
Transformadores	Enero	1	2.03	1.306666667
	Marzo	1	1.48	
	Mayo	1	1.23	
	Junio	1	0.62	
	Agosto	1	0.05	
	Mayo	1	0.92	
	Mayo	1	1.38	
	Octubre	1	1.05	
	Mayo	1	0.67	
	Junio	1	2.62	
	Agosto	1	1.73	
	Mayo	1	2.10	
	Octubre	1	1.13	
	Mayo	1	0.97	
	Agosto	1	1.62	
Cut/Out	Enero	1	0.02	1.19
	Enero	1	1.65	
	Marzo	1	0.47	

	Marzo	1	1.25	
	Mayo	1	1.25	
	Junio	1	1.42	
	Agosto	1	1.70	
	Septiembre	1	0.85	
	Septiembre	1	1.65	
	Octubre	1	1.65	
Cadena de aisladores	Marzo	1	1.05	1.782
	Julio	1	3.03	
	Enero	1	2.35	
	Marzo	1	1.65	
	Mayo	1	0.83	
Bucles / Cuellos (Anclajes)	Junio	1	1.03	1.36
	Abril	1	1.52	
	Agosto	1	2.03	
	Agosto	1	1.65	
	Marzo	1	2.03	
	Septiembre	1	0.48	
	Junio	1	1.23	
	Enero	1	0.62	
	Septiembre	1	1.05	
	Mayo	1	1.92	

Tabla N° 19: Tiempo medio para reparar (MTTR) de los Elementos Eléctricos del AMT TSU013.

Fuente: Elaboración Propia

- **Tiempo Medio Entre Fallas (MTBF):**

Este indicador mide el tiempo promedio que es capaz de operar el equipo a capacidad sin interrupciones dentro del período considerado. Es un indicador de la confiabilidad. A continuación, en la siguiente tabla se detalla el Tiempo Total de Operación, obtenido anteriormente, y el Número de Fallas Totales de cada elemento los que se emplearán para hallar el Tiempo Medio hasta el Fallo.

Elemento Eléctrico	Mes	Numero de Fallas	Tiempo de paro	m (cantidad de Fallas)	MTBF(h)
Transformadores	Enero	1	2.03	15	558.36
	Marzo	1	1.48		
	Mayo	1	1.23		
	Junio	1	0.62		
	Agosto	1	0.05		

	Mayo	1	0.92		
	Mayo	1	1.38		
	Octubre	1	1.05		
	Mayo	1	0.67		
	Junio	1	2.62		
	Agosto	1	1.73		
	Mayo	1	2.10		
	Octubre	1	1.13		
	Mayo	1	0.97		
	Agosto	1	1.62		
Cut/Out	Enero	1	0.02	10	838.31
	Enero	1	1.65		
	Marzo	1	0.47		
	Marzo	1	1.25		
	Mayo	1	1.25		
	Junio	1	1.42		
	Agosto	1	1.70		
	Septiembre	1	0.85		
	Septiembre	1	1.65		
	Octubre	1	1.65		
Cadena de aisladores	Marzo	1	1.05	5	1677.218
	Julio	1	3.03		
	Enero	1	2.35		
	Marzo	1	1.65		
	Mayo	1	0.83		
Bucles / Cuellos (Anclajes)	Junio	1	1.03	10	838.1433333
	Abril	1	1.52		
	Agosto	1	2.03		
	Agosto	1	1.65		
	Marzo	1	2.03		
	Septiembre	1	0.48		
	Junio	1	1.23		
	Enero	1	0.62		
	Septiembre	1	1.05		
	Mayo	1	1.92		

Tabla N° 20: Tiempo Medio entre Fallas de los Elementos Eléctricos del AMT

TSU013.

Fuente: Elaboración Propia

- **Tasa de Fallas (λ):**

Para un tramo o equipo de protección, la tasa de falla indica las veces que, en promedio, dicho elemento se ve sometido a alguna condición que implica la operación de algún dispositivo de protección. Incluye fallas por cortocircuitos, sobrecargas, descargas atmosféricas, falla de aislación, accidentes, etc. En la siguiente tabla se expone la tasa de fallas para los elementos eléctricos en estudio, este sirve como un indicador de mantenimiento.

Elemento Eléctrico	Mes	Tiempo de paro	m	N	T	λ (1/año)
Transformadores	Enero	2.03	15	60	1	0.25
	Marzo	1.48				
	Mayo	1.23				
	Junio	0.62				
	Agosto	0.05				
	Mayo	0.92				
	Mayo	1.38				
	Octubre	1.05				
	Mayo	0.67				
	Junio	2.62				
	Agosto	1.73				
	Mayo	2.10				
	Octubre	1.13				
	Mayo	0.97				
Agosto	1.62					
Cut/Out	Enero	0.02	10	30	1	0.33
	Enero	1.65				
	Marzo	0.47				
	Marzo	1.25				
	Mayo	1.25				
	Junio	1.42				
	Agosto	1.70				
	Septiembre	0.85				
	Septiembre	1.65				
	Octubre	1.65				
	Cadena de aisladores	Marzo				
Julio		3.03				
Enero		2.35				
Marzo		1.65				
Mayo		0.83				
	Junio	1.03	10	74	1	0.14

Bucles / Cuellos (Anclajes)	Abril	1.52				
	Agosto	2.03				
	Agosto	1.65				
	Marzo	2.03				
	Septiembre	0.48				
	Junio	1.23				
	Enero	0.62				
	Septiembre	1.05				
	Mayo	1.92				

Tabla N° 21: Tasa de Fallas de los Elementos Eléctricos del AMT TSU013.

Fuente: Elaboración Propia

- **Disponibilidad Operativa:**

Es la probabilidad de un equipo o instalación, de estar en estado de funcionamiento en un periodo de tiempo determinado. En la siguiente tabla se muestra el cálculo de la disponibilidad de cada uno de los elementos eléctricos en estudio.

Elemento Eléctrico	Tiempo de paro	m	N	MTTR (h)	MTBF(h)	Disponibilidad
Transformadores	2.03	15	60	1.306666667	558.36	92.7665%
	1.48					
	1.23					
	0.62					
	0.05					
	0.92					
	1.38					
	1.05					
	0.67					
	2.62					
	1.73					
	2.10					
	1.13					
	0.97					
1.62						
Cut/Out	0.02	10	30	1.19	838.31	95.3582%
	1.65					
	0.47					
	1.25					
	1.25					

	1.42					
	1.70					
	0.85					
	1.65					
	1.65					
Cadena de aisladores	1.05	5	114	1.782	1677.218	99.8939%
	3.03					
	2.35					
	1.65					
	0.83					
Bucles / Cuellos (Anclajes)	1.03	10	74	1.36	838.1433333	95.8384%
	1.52					
	2.03					
	1.65					
	2.03					
	0.48					
	1.23					
	0.62					
	1.05					
	1.92					

Tabla N° 22: Disponibilidad de los Elementos Eléctricos del AMT TSU013.

Fuente: Elaboración Propia

A continuación, una vez completada ya la hoja de trabajo AMEF se aplica a cada modo de falla, el diagrama de decisión RCM (**Ver página N°27**).

Para finalizar, el resultado de aplicar el diagrama de decisión RCM se registra en la hoja de decisión RCM (**Ver anexo XX**).

Plan de Mantenimiento:

El diseño de un plan de mantenimiento, es netamente pensado para aumentar el porcentaje de disponibilidad de los equipos y elementos eléctricos, así como la confiabilidad, el tiempo medio entre fallas (MTBF), y por otro lado lograr reducir la tasa de fallas, el tiempo medio de reparación. Todo esto acompañado de una reducción de pérdida económica que se generan por la interrupción de servicio eléctrico.

En el siguiente plan de mantenimiento, se describirán las actividades a realizar, el intervalo de tiempo en que se debe realizar dichas actividades, quién estará a cargo de realizarlas, y el tiempo que se demoraran en realizar las actividades de mantenimiento propuestas.

- **Para las actividades:** Se tomará en cuenta la hoja de decisión RCM, donde se describe las tareas que contrarrestan las fallas ocurridas en el análisis AMEF, además se ha tomado en cuenta las opiniones de técnicos y supervisores por lo que ellos están más relacionados con los equipos y saben sus fallas.
- **Para el periodo:** Para este punto, se tomará como referencia el tiempo calculado entre fallas de cada elemento eléctrico, para saber en cuanto tiempo se presentará alguna falla en él, además de esto también se agregó a este punto para su cálculo, la experiencia de los ingenieros supervisores del área de UMD y también la del estudiante.
- **Personal responsable de la actividad de mantenimiento:** Aquí se tomará como responsable al personal técnico electricista de cada área, así como personal contratista tercero, de cada área.
- **Para las horas de ejecución:** Se ha tomado en cuenta el intervalo de tiempo promedio para reparar (MTTR), así como la experiencia del personal supervisor del área.

Cronograma de Mantenimiento:

El cronograma de mantenimiento nos permite realizar de una manera planificada las labores de revisión y corrección de los equipos, estandarizando así los tiempos y recursos para cada mantenimiento, minimizando la presencia de daños en la maquinaria que afecten a la producción o servicio y que pudieran ser evitados si se realizaran las debidas prevenciones.

Equipo	Actividad	Trabajo a realizar	Materiales	Herramientas	Periodo	Personal	Tiempo Aprox. De Trabajo (h)	Observaciones
Transformadores	Revisar y medir de forma periódica para determinar que el voltaje del transformador se encuentre dentro de los parámetros	Revisar	Waype, guantes dieléctricos de MT	Escalera telescópica, megometros, pinzas amperimétricas, bastón pértiga, EPP's	2 Semanas	Técnico Electricista del área de UMD	0.7	
	Medir periódicamente el Voltaje que alimenta a las SubEstaciones de Distribución desde las AMT de Patio	Medir	Guantes dieléctricos de MT y AT	Escalera telescópica, megometros, pinzas amperimétricas, bastón pértiga, EPP's	2 Semanas	Técnico Electricista del área de UMD	0.95	
	Limpiar del transformador, lo implica realizar un limpieza de Hidrolavado con agua tratada	Limpiar	Agua tratada	Grúa de Hidrolavado	6 Meses	Técnico Electricista tercero (GALCAS S.A.)	0.85	Este tipo de trabajo se hacen en Caliente (Elementos eléctricos energizados)
	Limpiar del transformador, lo implica realizar un limpieza de Hidrolavado con agua tratada	Limpiar	Agua tratada	Grúa de Hidrolavado	6 Meses	Técnico Electricista tercero	0.85	Este tipo de trabajo se hacen en Caliente (Elementos eléctricos energizados)
Seccionadores Cut/Out	Revisar, medir y/o cambiar el seccionador Cut/Out en caso de un mal estado	Revisar	Guantes dieléctricos, Casco de MT y AT, Puestas a tierra, Pack seccionador Cut/Out, empalmes dieléctricos	Escalera telescópica, bastón pértiga, tecla, alicate, destornillador, EPP's	2 Semanas	Técnico Electricista del área de UMD	0.7	Las herramientas, materiales y tiempos apuntados para esta actividad, es dirigida si es que se realiza el trabajo de desmontaje y cambio de Seccionador Cut/Out en el caso que se encuentre en mal estado.
	Regular de forma periódica del TAP del transformador, lo que permite la regular el voltaje	Regular	Guantes dieléctricos de MT, Cinta aisladora	Escalera telescópica, bastón pértiga, Equipo de medición Microhmímetro digital para pruebas de interruptores (MOM2), EPP's	2 Semanas	Técnico Electricista del área Calidad y Medición	0.5	
	Revisarla temperatura en los seccionadores con el equipo TERMOVISION para ubicar y los posibles punto calientes	Revisar	-	Equipo de medición térmica: TERMOVISION	1 Mes	Técnico Electricista del área de UMD	0.15	Esta actividad se debe realizar de noche, para evitar la temperatura del sol y distinguir netamente las lecturas térmicas del punto caliente en las líneas.
Cadena de aisladores	Revisión periódica de aisladores y/o cambio inmediato de el si se encuentra en mal estado	Inspeccionar	Cadena de Aisladores tipo Loza de MT 10kv-22.9kv, silicona, waype.	Escalera telescópica, tecla, alicate, destornillador, EPP's, Comprobadores de tierra tipo pinza (DET14C y DET24C), Comprobadores de resistencia de aislamiento de 5 & 10 kV CC (MIT/S1)	2 Meses	Técnico Electricista del área de UMD	0.95	Las herramientas, materiales y tiempos apuntados para esta actividad, es dirigida si es que se realiza el trabajo de desmontaje y cambio de los aisladores en el caso que se encuentre en mal estado.
	Limpiar y Siliconar los aisladores, lo implica realizar un limpieza de Hidrolavado con agua tratada	Limpiar	Agua tratada	Grúa de Hidrolavado	3 Meses	Técnico Electricista tercero (GALCAS S.A.)	0.95	Este tipo de trabajo se hacen en Caliente (Elementos eléctricos energizados)
Anclajes	Inspección periódica de anclajes y/o cambio de ellas si se encuentra en mal estado para las zonas aleñadas al mal o con elevada brisa marina.	Inspeccionar	Anclaje portacables aéreo de MT.	Escalera telescópica, tecla, EPP's, Comprobadores de resistencia de aislamiento de 5 & 10 kV CC (MIT/S1)	1 Meses	Técnico Electricista del área de UMD	1.5	Las herramientas, materiales y tiempos apuntados para esta actividad, es dirigida si es que se realiza el trabajo de desmontaje y cambio de los anclajes en el caso que se encuentre en mal estado.

Tabla N°23: Plan de Mantenimiento RCM, para el AMT TSU013.

Fuente: Elaboración Propia.

CAPÍTULO 5. EVALUACION ECONOMICA

5.1. Inversión:

A. Costos del Plan de Mantenimiento RCM a Implementar:

Se cuantificarán los costos de inversión que implican el desarrollo del plan de mantenimiento preventivo RCM, para los Elementos Eléctricos del Sistema de Distribución de la empresa Hidrandina S.A., en el cual se está proponiendo en este proyecto. Esto también los costos de la compra de materiales, horas hombre de trabajo de los encargados de las actividades de mantenimiento propuestas, los equipos de medición.

- **Costo anual de Ejecución del Plan de Mantenimiento RCM:**

En la tabla N°25: Se muestra el costo anual de la ejecución del plan de mantenimiento RCM, los rubros que se incluyen son: Archivadores para el registro de mantenimiento, materiales de oficina, papel bond para las impresiones de los formatos.

Costo anual de la Ejecución del Plan de Mantenimiento RCM				
Material	Precio (S/.)	Unidad	Cantidad	Subtotal (S/.)
Archivador para registro de mantenimiento	S/7.00	Unidad	10	S/70.00
Materiales varios de oficina (lapiceros, borradores, cartucho para impresora etc.)				S/250.00
Papel bond para la impresión de formatos a ser utilizados (formatos de ejecución)				S/400.00
TOTAL				S/720.00

Tabla N° 25: Costo anual de la Ejecución del Plan de Mantenimiento RCM para el ATM TSU013

Fuente: Elaboración Propia.

- **Costos Anual de Mano de Obra del Plan de Mantenimiento RCM:**

En la tabla N°26. Se muestra el costo anual de los materiales y equipos necesarios para el plan de mantenimiento RCM. La cantidad y los materiales se obtuvieron del plan de mantenimiento descrito anteriormente.

Costo anual de Materiales y Equipos de Medición del Plan de Mantenimiento RCM				
Materiales	Precio (S/.)	Unidad	Cantidad	Subtotal (S/.)
Aisladores tipo Loza 10kv-22.9kv	S/95.00	Unidad	11	S/1,045.00
Seccionadores Cut/Out - Cortacircuitos uso exterior 15-38Kv con fusible interno tipo K	S/350.00	Unidad	15	S/5,250.00
Materiales para instalación de los Cut/Out y Aisladores y Calibración de Transformadores así como su limpieza de ellas				S/750.00
Equipo de medición Microhmímetro digital para pruebas de interruptores (MOM2)	S/9,685.45	Unidad	1	S/9,685.45
Equipo de medición Térmica: TERMOVISION	S/3,500.00	Unidad	1	S/3,500.00
Comprobadores de tierra tipo pinza (DET14C y DET24C)	S/5,500.00	Unidad	1	S/5,500.00
Contratación de Grúas de Hidrolavado	S/4,500.00	Unidad	1	S/4,500.00
TOTAL				S/30,230.45

Tabla N° 26: Costo anual de la Ejecución del Plan de Mantenimiento RCM para el AMT TSU013

Fuente: Elaboración Propia

- **Costos Anual de Mano de Obra del Plan de Mantenimiento RCM:**

En la tabla N°27. Se muestra el costo anual de la mano de obra para el plan de mantenimiento RCM. La cantidad de horas de trabajo y el personal encargado de las actividades de mantenimiento, se obtuvo del plan de mantenimiento descrito anteriormente.

Costo anual de Mano de Obra del Plan de Mantenimiento RCM					
Equipo	Personal	Tarea	Cantidad	Precio Unit.	Subtotal
Transformador	Técnico Electricista del área de UMD	Revisar y medir de forma periódica para determinar que el voltaje del trafo se encuentre dentro de los parámetros	3	S/5.05	S/15.14
	Técnico Electricista del área de UMD	Medir periódicamente el Voltaje que alimenta a las SubEstaciones de Distribución desde las AMT de Patio	3	S/6.85	S/20.55
	Técnico Electricista tercero (GALCAS S.A.)	Limpiar del transformador, lo implica realizar un limpieza de Hidrolavado con agua tratada	-	-	-
	Técnico Electricista tercero	Limpiar del transformador, lo implica realizar un limpieza de Hidrolavado con agua tratada	-	-	-
Seccionador Cut/Out	Técnico Electricista del área de UMD	Revisar, medir y/o cambiar el seccionador Cut/Out en caso de un mal estado	4	S/5.05	S/20.19
	Técnico Electricista del área Calidad y Medición	Regular de forma periódica del TAP del transformador, lo que permite la regular el voltaje	4	S/3.61	S/14.42
	Técnico Electricista del área de UMD	Revisarla temperatura en los seccionadores con el equipo TERMOVISION para ubicar y los posibles punto calientes	2	S/1.08	S/2.16
	Técnico Electricista del área de UMD	Revisión periódica de aisladores y/o cambio inmediato de el si se encuentra en mal estado	4	S/6.85	S/27.40
Anclajes	Técnico Electricista tercero (GALCAS S.A.)	Limpiar y Siliconar los aisladores, lo implica realizar un limpieza de Hidrolavado con agua tratada	-	-	-
	Técnico Electricista del área de UMD	Inspección periódica de anclajes y/o cambio de ellas si se encuentra en mal estado para las zonas aleñadas al mal o con elevada brisa marina.	4	S/10.82	S/43.26
TOTAL					S/143.12

Tabla N° 27: Costos Anual de Mano de Obra del Plan de Mantenimiento RCM para el AMT TSU013.

Fuente: Elaboración Propia

- **Costo Total de Implementación del Plan de Mantenimiento RCM:**

En la siguiente tabla N°28, se muestra el costo total de implementación del Plan de Mantenimiento TSU013, el cual el monto total asciende a una cantidad de **S/31,093.57** de inversión, donde se incluye los costos para la ejecución de él, el de Materiales, Equipos de Medición y el de la Mano de Obra.

Costo Total de Implementación del Plan de Mantenimiento RCM	
Costo anual de la Ejecución del Plan de Mantenimiento RCM	S/720.00
Costo anual de Materiales y Equipos de Medición del Plan de Mantenimiento RCM	S/30,230.45
Costo anual de Mano de Obra del Plan de Mantenimiento RCM	S/143.12
TOTAL	S/31,093.57

Tabla N° 28: Costo Total de Implementación del Plan de Mantenimiento RCM para el AMT TSU013.

Fuente: Elaboración Propia.

5.2. Análisis de Costo Beneficio:

A continuación, se analiza el costo de la mejora de la propuesta de mejora.

Causa Raíz	Costo Actual	Costo Presupuesto	Beneficio
CR2: Transformadores antiguos y en mal estado	S/9,060.66	S/2,245.02	S/6,815.64
CR1: Área con excesiva corrosión por la brisa marina	S/3,585.06	S/1,666.43	S/1,918.63
CR3: Falta de Calibración en los Transformadores de Distribución	S/2,348.06	S/723.80	S/1,624.26
CR4: Deficiente cálculo de la Carga para cada Sub Estación de Distribución	S/1,358.78	S/733.05	S/625.73
CR5: Mal dimensionamiento de la equipos y ferretería utilizados en el sistema de distribución	S/1,415.20	S/664.41	S/750.79
CR6: Instrucciones de Procedimientos de Trabajo inadecuados.	S/103.11	S/0.00	S/103.11
TOTAL	S/17,870.87	S/6,032.71	S/11,838.16

Tabla N° 29: Análisis Costo Beneficio de la Propuesta de Mejora del AMT TSU013.

Fuente: Elaboración Propia

Mediante la propuesta de mejora del Plan de Mantenimiento RCM, se ha logrado reducir un 66.24% los costos totales incurridos en las Causas Raíces lo cual significa que se tiene como Beneficio total S/. 11,838.16 en el AMT TSU013.

5.3. Evaluación Económica:

Para el cálculo del VAN, el TIR y el Periodo de Retorno, se ha tomado en cuenta la cantidad de años en la que un equipo se pueda depreciar, el cual es un periodo de 10 años, con una tasa del 25%. Este estudio económico se realizó una inversión total de S/ 2,425,298.34 y con un Costo de Oportunidad (COK) 20%

ESTADO DE RESULTADOS											
AÑO	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Ingresos		S/ 37,500,000.00	S/ 38,300,000.00	S/ 37,980,000.00	S/ 38,108,000.00	S/ 38,056,800.00	S/ 38,077,280.00	S/ 38,069,088.00	S/ 38,072,364.80	S/ 38,071,054.08	S/ 38,071,578.37
Costos Operativos		S/ 12,500,000.00									
Depreciación de Equipos		S/ 570,000.00									
GAV		S/ 1,200,000.00									
Utilidad antes de Impuestos (30%)		S/ 23,230,000.00	S/ 24,030,000.00	S/ 23,710,000.00	S/ 23,838,000.00	S/ 23,786,800.00	S/ 23,807,280.00	S/ 23,799,088.00	S/ 23,802,364.80	S/ 23,801,054.08	S/ 23,801,578.37
Impuestos		S/ 6,969,000.00	S/ 7,209,000.00	S/ 7,113,000.00	S/ 7,151,400.00	S/ 7,136,040.00	S/ 7,142,184.00	S/ 7,139,726.40	S/ 7,140,709.44	S/ 7,140,316.22	S/ 7,140,473.51
Utilidad después de Impuestos		S/ 16,261,000.00	S/ 16,821,000.00	S/ 16,597,000.00	S/ 16,686,600.00	S/ 16,650,760.00	S/ 16,665,096.00	S/ 16,659,361.60	S/ 16,661,655.36	S/ 16,660,737.86	S/ 16,661,104.86

AÑO	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Utilidad después de Impuestos		S/ 16,261,000.00	S/ 16,821,000.00	S/ 16,597,000.00	S/ 16,686,600.00	S/ 16,650,760.00	S/ 16,665,096.00	S/ 16,659,361.60	S/ 16,661,655.36	S/ 16,660,737.86	S/ 16,661,104.86
Depreciación		S/ 570,000.00									
Inversión	-S/ 2,425,298.34										
	-S/ 2,425,298.34	S/ 16,831,000.00	S/ 17,391,000.00	S/ 17,167,000.00	S/ 17,256,600.00	S/ 17,220,760.00	S/ 17,235,096.00	S/ 17,229,361.60	S/ 17,231,655.36	S/ 17,230,737.86	S/ 17,231,104.86

Flujo Neto Efectivo	-S/ 2,425,298.34	S/ 16,831,000.00	S/ 17,391,000.00	S/ 17,167,000.00	S/ 17,256,600.00	S/ 17,220,760.00	S/ 17,235,096.00	S/ 17,229,361.60	S/ 17,231,655.36	S/ 17,230,737.86	S/ 17,231,104.86
---------------------	---------------------	---------------------	---------------------	---------------------	---------------------	---------------------	---------------------	---------------------	---------------------	---------------------	---------------------

VAN	S/58,855,622.00
TIR	697%
PRI	0.17

La tabla anterior nos explica que se obtiene una ganancia al día de hoy con valor neto actual de S/. 58,855,622.00 y una tasa interna de retorno de 697% (ampliamente superior a la de 20%), así mismo el periodo de recuperación de la inversión es de aproximadamente 0.17 años, lo cual entre menos sea el tiempo de recuperación, menor es el riesgo de la inversión.

CAPÍTULO 6.

RESULTADOS Y

DISCUSIÓN

6.1. Resultados:

- **Resultados de mejora en las Causas Raíces:**

Se concluye, que el área de mantenimiento tiene un costo perdido actual y a la vez se detalla el costo perdido meta de la propuesta, véase en la siguiente figura N°06, anexo a continuación. Del mismo modo se puede apreciar el beneficio obtenido por el desarrollo de la propuesta para dar solución a las causas raíces causantes de costos para la empresa Hidrandina S.A.

RESUMEN DE COSTOS ACTUALES Y PROPUESTO CON EL RCM						
Resumen de costos perdidos actuales y beneficio de las propuestas				Participación de costos perdidos actuales y beneficio de las propuestas		
Área	Costo perdido actual	Costo perdido con RCM	Beneficio	Área	Costo perdido actual	Costo perdido con RCM
Mantenimiento	S/17,870.87	S/6,032.71	S/11,838.16	Mantenimiento	75%	25%

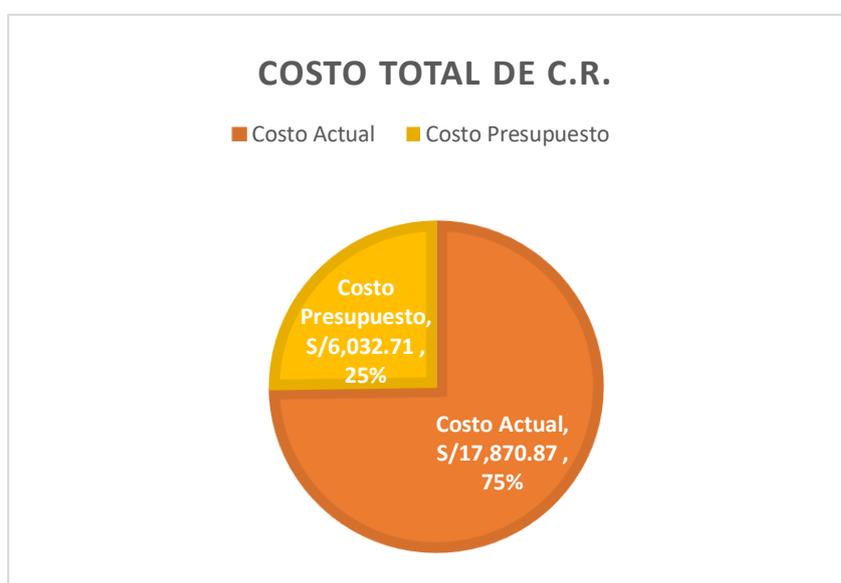


Figura N°06: Resultado del costo perdido actual y costo propuesto con el RCM.

Fuente: Elaboración Propia

- **Resultados por Indicadores de Mantenimiento:**

Se concluye que al implantar el plan de mantenimiento RCM se logró mejorar la disponibilidad de los equipos críticos: Transformador se logró mejorar en un 7.19%, en los Seccionadores Cut/Out se logró mejorar en un 4.62%, en los Aisladores en un 0.08%, y en los anclajes se logró mejorar en un 4.10%. Así mismo se detalla los demás indicadores en las siguientes tablas de comparación.

Disponibilidad		
Elemento Eléctrico	Valor Actual	Valor con Implementación de RCM
Transformador	92.77%	99.96%
Seccionador Cut/Out	95.36%	99.98%
Aisladores	99.89%	99.97%
Anclajes	95.84%	99.94%

Tabla N° 30: Comparación de Disponibilidad de los Elementos Eléctricos Críticos

Fuente: Elaboración Propia

Λ		
Elemento Eléctrico	Valor Actual	Valor con Implementación de RCM
Transformador	0.25	0.05
Seccionador Cut/Out	0.33	0.07
Aisladores	0.04	0.03
Anclajes	0.14	0.05

Tabla N° 31: Comparación de Tasa de Fallas de los Elementos Eléctricos Críticos.

Fuente: Elaboración Propia

Se logró reducir la tasa de fallas **anual** de los elementos eléctricos críticos con la aplicación del RCM.

MTBF		
Elemento Eléctrico	Valor Actual	Valor con Implementación de RCM
Transformador	558.36	2797.416
Seccionador Cut/Out	838.31	4196.66
Aisladores	1677.218	2797.523
Anclajes	838.143	2097.691

Tabla N° 32: Comparación de MTBF de los Elementos Eléctricos Críticos

Fuente: Elaboración Propia

Para el caso del Tiempo Medio Entre Fallas, se pudo incrementar el tiempo entre ellas, aumentando así la disponibilidad como se había mencionado.

MTTR		
Elemento Eléctrico	Valor Actual	Valor con Implementación de RCM
Transformador	1.31	0.9166
Seccionador Cut/Out	1.19	0.833
Aisladores	1.782	0.81
Anclajes	1.36	1.06

Tabla N° 33: Comparación de MTTR de los Elementos Eléctricos Críticos

Fuente: Elaboración Propia

Como se aprecia en la tabla anterior, se logró reducir mediante el RCM el Tiempo Medio Para Reparar de cada elemento eléctrico, lo cual significaría menos tiempo de duración en las interrupciones del servicio eléctrico y de esa forma se reduciría el lucro cesante (Energía Activa Total dejada de vender).

Confiabilidad		
Elemento Eléctrico	Valor Actual	Valor con Implementación de RCM
Transformador	92.82%	99.96%
Seccionador Cut/Out	95.39%	99.97%
Aisladores	99.94%	99.96%
Anclajes	95.88%	99.95%

Tabla N° 34: Comparación de Disponibilidad de los Elementos Eléctricos Críticos

Fuente: Elaboración Propia

6.2. Discusión

Como se muestra en cada una de las tablas anteriores, los resultados son totalmente considerables luego de haber concluido con el desarrollo de la propuesta con la **herramienta RCM** que se ha considerado para dar solución a los problemas de cada una de las causas raíces. De manera resumida se puede apreciar al inicio de las figuras estadísticas el beneficio de S/. 11, 838.16 nuevos soles, una cantidad aceptable para la empresa, considerando que se está tomando en cuenta esta cantidad solamente para **un Alimentador de Media Tensión** de los 78 que cuenta la empresa en la Unidad de Negocio Trujillo. Esta mejora se realizará con una inversión de S/. 31, 093.57 para el AMT TSU013, y una inversión total para la aplicación del RCM a todos los AMT UUNN Trujillo de S/. 2,425,298.34.

De igual manera se pueden observar los resultados obtenidos por Ricardo Mejia Cueva en su: “Propuesta de un Plan de Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad (Rcm), para mejorar la productividad de la empresa Ersa Transportes Y Servicios S.R.L., en donde aplicando el plan de Mantenimiento RCM, logró aumentar la disponibilidad de los equipos a un 97%, siendo antes un 81%, de igual manera se pudo observar en el presenta trabajo al aplicar un Plan de Mantenimiento RCM para los AMT de Hidrandina aumentado la disponibilidad de los Equipos críticos en un 8%, de igual manera se aumentó la confiabilidad de ellos en un 8%, por lo es una herramienta totalmente viable para la aplicación y mejora en el mantenimiento.

CAPÍTULO 7.

CONCLUSIONES Y

RECOMENDACIONES

7.1. Conclusiones:

- Se obtuvo un Impacto totalmente positivo para la empresa Hidrandina S.A.. con la aplicación del rediseño con el Plan de Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad, con un monto total entre Costo de Mantenimiento, Energía Activa Total dejada de vender (Lucro Cesante) y el pago por Compensaciones a Osinergmin, de S/ 11,316.16, siendo esta mejora con la implementación del RCM para un solo AMT.
- Se realizó un diagnóstico general del área de Mantenimiento en el AMT TSU013 de la Unidad de Negocio de la empresa Hidrandina S.A. Con el apoyo del personal, esto permitió tener una visión más amplia de la empresa y del proceso, el trabajo en equipo con los Ingenieros Supervisores y personal Técnico, fue indispensable para poder desarrollar cada fase de la metodología del RCM.
- En la fase de definición, se identificó los problemas presentes de mantenimiento, así como los costos en se incurre en el sistema actual, lo cual permitió priorizar el problema principal para el estudio, asimismo se definió la situación actual de la empresa para ello se requirió de datos de fallas históricos de la empresa. En esta etapa se utilizaron las herramientas como Diagrama de ISHIKAWA.
- En la fase de medición se utilizó las herramientas RCM, dentro del estudio se dieron resultados favorables, lo cual permitió identificar las funciones primarias, secundarias, modos de fallas, efectos de fallas, severidad, impacto en diferentes factores, medioambiente, seguridad, impacto al en la empresa y también el impacto al cliente según estos resultados se dio prioridad a modos fallas identificados como críticos, esto se pudo realizar aplicando una herramienta dentro del RCM llamada, hoja de decisión RCM.
- En vista a las causas principales que generan un costo adicional en Mantenimiento, se concluye en tomar acciones correctivas para la reducirlas o eliminar las Causas Raíces.
- En la fase de aplicación de la Mejora, se propone aplicar un Plan de Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad (RCM), ya que esta

herramienta se toma como la más viable para su desarrollo en la empresa Hidrandina S.A.

- Finalmente, se obtuvo que, mediante la propuesta de mejora ya mencionada, se obtuvo una reducción de los costos actuales, así como una mejora total de los indicadores de Mantenimiento, como: Tasa de Fallas, Disponibilidad, Confiabilidad, Tiempo Medio Entre Fallas, Tiempo Medio Para Reparar.

7.2. Recomendaciones:

- Se recomienda a la empresa aplicar el plan de mantenimiento ya que se obtendría una reducción de costos, este se sabe ya que se aplicó el RCM en el AMT TSU013, sirviendo este como referencia y/o ejemplo de aplicación a los AMT en general de la empresa Hidrandina S.A. Además, se recomienda que la empresa se comprometa a seguir cada uno de los pasos para así poder mejorar su disponibilidad de sus equipos.
- Se recomienda a futuros estudiantes que tengan interés en el proyecto, la complementación del área de mantenimiento con las diferentes áreas como logística producción, y si es posible hacer una gestión de mantenimiento etc., con el objetivo que haya una mejora continua del mismo.
- Se recomiendo a cada uno de los trabajadores encargados de las áreas de mantenimiento, ya se de Transmisión, Distribución, Generación, o del área comercial para clientes Mayores o Menores, conocer y seguir cada paso de los Procedimientos Escrito de Trabajo que cuenta como documentación Interna la empresa.
- También se recomienda implementar un sistema de recolección de información, el cual sirve para inspeccionar el plan anualmente y realizar la mejora continua o retroalimentación en caso de ser necesario un ajuste, ya que no basta con quedarse con el análisis en sí, a medida que vayan sucediendo fallas no consideradas, éstas deben ser incluidas en el análisis junto con su tarea asociada. Además, este sistema influirá positivamente sobre la toma de

decisiones revisando que las frecuencias de ejecución sean convenientes para el plan de mantenimiento.

BIBLIOGRAFÍA

Libros, Revistas:

- Arriagada Mass, Aldo Gary. 1994. "Evaluación de Confiabilidad en Sistema Eléctricos de Distribución. Santiago de Chile, Chile.
- García Garrido, Santiago. 2013. "Ingeniería del Mantenimiento, Manual práctico para la gestión eficaz del mantenimiento industrial". Fuenlabrada- Madrid, España.
- Carlos J. Zapata. 2009. Mundo Eléctrico: "Índices de Confiabilidad de Transformadores de Distribución". Lima, Perú.
- Barreda Beltrán, Salvador. 2015. "PLAN DE MANTENIMIENTO CENTRADO EN LA CONFIABILIDAD (R.C.M.) EN LA EDAR DE NULES-VILAVELLA". Castellón. España.
- Empresa Eléctrica de Transmisión REP. 2005. "Confiabilidad del Sistema Eléctrico Interconectado Peruano". Santiago de Chile, Chile.
- Parra Márquez, Carlos Alberto y Crespo Márquez, Adolfo. 2012. "Ingeniería de Mantenimiento y Fiabilidad Aplicada en la Gestión de Activos". España.
- Sociedad de Ingenieros Automovilísticos (SAE), 1999, "La Norma SAE JA 1011", Fuenlabrada- Madrid, España.
- Realibilityweb 2016. "Indicadores de Confiabilidad Propulsores en la Gestión del Mantenimiento".
- Campos Barrientos, José. 2011. "Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad". Colegio de Ingenieros del Perú, Perú.

Tesis:

- Arancibia Órdenes, Rodrigo E. 2008. "Plan de Mantenimiento Basado en Criterios de Confiabilidad para una empresa de Distribución Eléctrica.". Ingeniería Civil Eléctrico, Universidad de Chile, Santiago de Chile, Chile.

- Mejía Cueva, Ricardo. 2017. "Propuesta de una Plan de Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad (RCM), para mejorar la productividad de la empresa ERSA Transportes y Servicios S.R.L.". Ingeniería Industrial, Universidad Católica Santo Toribio de Mogrovejo, Chiclayo, Perú.

- Da Costa Burga, Martin, 2010. "Aplicación de Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad a motores a gas de dos tiempos en pozos de alta producción". Ingeniería Mecánica, Pontificia Universidad Católica del Perú. Lima, Perú.

- Yengle Medina, Edwin F. 2016. "Propuesta de un Plan de Mantenimiento basado en RCM para incrementar la rentabilidad en la operación Cerro Corona de la empresa San Martin Contratistas Generales S.A." Ingeniería Industrial, Universidad Privada del Norte. Trujillo. Perú.

ANEXOS

**ANEXO 01: HOJA DE
TRABAJO AMEF
APLICADO A LOS
EQUIPOS CRÍTICOS DEL
AMT TSU013.**

Hoja de Análisis de Modo y Efecto de Falla		AREA: Mantenimiento					
		Elemento Eléctrico: Transformador					
FUNCION		FALLA FUNCIONAL		MODO DE FALLA		EFECTOS DE FALLA	
1	Aumentar o disminuir la tensión (Voltaje) que será distribuida a los clientes que trabajan con distintos tipos de tensiones (22.9Kv-10Kv-380v-220v)	A	Sobrecorriente del Transformador de SED	1	Uniones de fases de cables internos o externos en mal estado	Cuando los cables interno o externo se pegan por deterioro o por mal aislamiento de ellos haciendo así un cruce fases, lo ocurre posteriormente que se aperture los seccionadores de protección y se interrumpa el servicio eléctrico	
				2	Sobrecarga de demanda de potencia por parte de los clientes	Si el transformador sobrepasa su capacidad de tensión, procede a aperturas los interruptores de seguridad internos, por lo que se interrumpe el servicio eléctrico	
		B	Descargas a tierra del Transformador de SED	1	Suciedad y contaminación del Transformador	Pérdida de potencia y/o desconexión del transformador	
				2	Pérdida de aislamiento de aceite dieléctrico	Recalentamiento del Núcleo del transformador y desgaste del aceite dieléctrico	

Hoja de Análisis de Modo y Efecto de Falla		AREA: Mantenimiento					
		Elemento Eléctrico: Cut/Out					
FUNCION		FALLA FUNCIONAL		MODO DE FALLA		EFECTOS DE FALLA	
1	Aperturar y Cerrar las conexiones de las Líneas de Media Tensión, así como actuar de mecanismo de protección eléctrico	A	Sobrecorriente del Seccionador Tipo Cut/Out	1	Mal estado y deterioro de los Seccionadores Cut/Out	Apertura de los Seccionadores por mecanismo de seguridad causando así la interrupción parcial del servicio eléctrico	
				2	Aumento de la temperatura interna	Fundición del fusible interno tipo k	
		B	Punto Caliente en los empalmes del Cut/Out	1	Mal empalme o desgaste entre el Seccionador y la Línea de Media Tensión	Deterioro del cable de Media Tensión y el seccionador Cut/Out	

Hoja de Análisis de Modo y Efecto de Falla		AREA: Mantenimiento					
		Elemento Eléctrico: Aisladores					
FUNCION		FALLA FUNCIONAL		MODO DE FALLA		EFECTOS DE FALLA	
1	Crear un aislamiento entre la Línea de Media Tensión energizada y la estructura (Poste o ferretería adicional)	A	Descargas a tierra	1	Aisladores rajados o quiñados	Apertura de interruptores de Seguridad, desconexión parcial del servicio eléctrico	
				2	Aisladores con suciedad o contaminación	La contaminación y suciedad provocan que el aislador pierda su nivel de aislamiento.	

Hoja de Análisis de Modo y Efecto de Falla		AREA: Mantenimiento					
		Elemento Eléctrico: Anclajes de Suspensión					
FUNCION		FALLA FUNCIONAL		MODO DE FALLA		EFECTOS DE FALLA	
1	Sostener y conectar a las Líneas de Media Tensión de tipo aéreas	A	Línea caída y/o Cuello o Bucle abierto.	1	Corrosión y óxido en los anclajes de las Líneas de Media Tensión	Accidentes transeúntes o terceros, desconexión parcial del Servicio Eléctrico	

**ANEXO 02: HOJA DE
DECISIÓN R.C.M. APLICADO A
LOS EQUIPOS CRÍTICOS DE
LA EMPRESA HIDRANDINA
S.A.**

HOJA DE DECISIONES DE RCM										ÁREA: Mantenimiento					
HOJA DE DECISIONES DE RCM										ELEMENTO ELÉCTRICO: Transformador					
Referencias de Información			Evaluación de Consecuencias				H1	H2	H3	Acción a falta de			Tarea Propuesta	Intervalo Inicial	A realizarse por
F	FF	FM	H	S	E	O	S1	S2	S3	Acción a falta de					
							O1	O2	O3	H4	H5	S4			
			N1	N2	N3										
1	A	1	S	N	N	S	N	S	N	N	N	N	Revisar y medir de forma periódica para determinar que el voltaje del trafo se encuentre dentro de los parámetros	2 Semanas	Técnico Electricista del área de UMD
1	A	2	S	N	N	S	N	S	N	N	N	N	Medir periódicamente el Voltaje que alimenta a las SubEstaciones de Distribución desde las AMT de Patio	2 Semanas	Técnico Electricista del área de UMD
1	B	1	S	N	N	S	N	S	N	N	N	N	Limpiar del transformador, lo implica realizar un limpieza de Hidrolavado con agua tratada	6 Meses	Técnico Electricista tercero (GALCAS S.A.)
1	B	2	S	N	N	S	N	S	N	N	N	N	Limpiar del transformador, lo implica realizar un limpieza de Hidrolavado con agua tratada	6 Meses	Técnico Electricista tercero

HOJA DE DECISIONES DE RCM										ÁREA: Mantenimiento					
HOJA DE DECISIONES DE RCM										ELEMENTO ELÉCTRICO: Cut / Out					
Referencias de Información			Evaluación de Consecuencias				H1	H2	H3	Acción a falta de			Tarea Propuesta	Intervalo Inicial	A realizarse por
F	FF	FM	H	S	E	O	S1	S2	S3	Acción a falta de					
							O1	O2	O3	H4	H5	S4			
			N1	N2	N3										
1	A	1	S	N	N	S	N	S	N	N	N	N	Revisar, medir y/o cambiar el seccionador Cut/Out en caso de un mal estado	2 Semanas	Técnico Electricista del área de UMD
1	A	2	S	N	N	S	N	S	N	N	N	N	Regular de forma periódica del TAP del transformador, lo que permite la regular el voltaje	2 Semanas	Técnico Electricista del área Calidad y Medición
1	B	1	S	N	N	S	N	S	N	N	N	N	Revisarla temperatura en los seccionadores con el equipo TERMOVISION para ubicar y los posibles punto calientes	1 Mes	Técnico Electricista del área de UMD

HOJA DE DECISIONES DE RCM										ÁREA: Mantenimiento					
HOJA DE DECISIONES DE RCM										ELEMENTO ELÉCTRICO: Aisladores					
Referencias de Información			Evaluación de Consecuencias				H1	H2	H3	Acción a falta de			Tarea Propuesta	Intervalo Inicial	A realizarse por
F	FF	FM	H	S	E	O	S1	S2	S3	Acción a falta de					
							O1	O2	O3	H4	H5	S4			
			N1	N2	N3										
1	A	1	S	N	N	S	N	S	N	N	N	N	Revisión periódica de aisladores y/o cambio inmediato de ellos si se encuentra en mal estado	2 Meses	Técnico Electricista del área de UMD
1	A	2	S	N	N	S	N	S	N	N	N	N	Limpiar y Siliconar los aisladores, lo implica realizar un limpieza de Hidrolavado con agua tratada	3 Meses	Técnico Electricista tercero (GALCAS S.A.)

HOJA DE DECISIONES DE RCM										ÁREA: Mantenimiento					
										ELEMENTO ELÉCTRICO: Anclajes					
Referencias de Información			Evaluación de Consecuencias				H1	H2	H3	Acción a falta de			Tarea Propuesta	Intervalo Inicial	A realizarse por
F	FF	FM	H	S	E	O	S1	S2	S3	H4	H5	S4			
							O1	O2	O3						
							N1	N2	N3						
1	A	1	S	S	N	S	N	S	N3	N	N	N	Inspección periódica de anclajes y/o cambio de ellas si se encuentra en mal estado para las zonas aleñadas al mal o con elevada brisa marina.	1 Meses	Técnico Electricista del área de UMD

**ANEXO 03: INSTRUCTIVO DE
MANTENIMIENTO
PREVENTIVO.**

	INSTRUCCIÓN	Código:	I12-01-02
	MANTENIMIENTO PREVENTIVO	Versión:	01/05-02-13
		Página:	1 de 8

1. OBJETIVO

Establecer el procedimiento para el desarrollo del mantenimiento preventivo de la infraestructura eléctrica de distribución, a fin de garantizar la performance de un sistema eléctrico que permita brindar un servicio confiable, de calidad, con seguridad y cuidando el medio ambiente.

2. ALCANCE

Infraestructura eléctrica de Distribución, en Sede Regional y Unidades de Negocio de HIDRANDINA S.A.

3. DEFINICIONES

a. **Mantenimiento Preventivo:** Actividades que se ejecutan sobre la infraestructura eléctrica tales como limpieza, ajustes, reemplazos, reforzamientos, coberturados de partes con tensión, reubicaciones, etc., bajo un programa de trabajo establecido, con la finalidad de garantizar la continuidad y calidad del servicio eléctrico, la seguridad pública, así como atender las solicitudes y reclamos de los clientes y, dar cumplimiento a las disposiciones del OSINERGMIN. Según sea el caso, estas actividades pueden ejecutarse con o sin restricción del servicio eléctrico.

Las actividades de mantenimiento preventivo pueden clasificarse en:

- (1) Nivel 1: Actividades rutinarias que no involucran gran despliegue de recursos y/o afectación a gran número de clientes coordinados y autorizados por el UCO Hidrandina S.A.
 - (2) Nivel 2: Actividades relevantes que implican el despliegue de gran cantidad de recursos y/o la afectación a gran número de clientes; cortes de energía programados y autorizado por el COES-SEIN y/o por UCO Hidrandina.
- b. **Plan de Trabajo:** Documento en el cual se consigna el detalle de las actividades de mantenimiento, ubicación técnica, recursos y demás información necesaria para la correcta ejecución de los trabajos.
- c. **Programa de mantenimiento preventivo:** Documento de planeamiento de las actividades de mantenimiento preventivo a desarrollarse en un período; planificado considerando los programas de mantenimiento predictivo y la data de las instalaciones eléctricas.
- d. **Orden de Mantenimiento:** Registro informático (SISTEMA SAP), mediante el cual se autoriza el uso de los recursos para la atención de las actividades de mantenimiento.
- e. **Permiso de Trabajo:** Documento físico mediante el cual el responsable de maniobras permite al supervisor y personal de mantenimiento iniciar y terminar los trabajos programados en las instalaciones eléctricas.
- f. **Informe de Trabajo de las actividades de mantenimiento:** Es el documento que debe presentar el responsable del mantenimiento al Jefe de la Unidad de Mantenimiento.
- g. **Alimentadores de Media Tensión:** Conjunto de componentes eléctricos en media tensión destinados a la distribución de la energía eléctrica hasta las subestaciones de distribución.
- h. **Redes de Baja Tensión:** Conjunto de componentes eléctricos destinados a la distribución de energía eléctrica desde las subestaciones de distribución hasta los consumidores finales en baja tensión.

Elaborado por: Manuel Campos Acevedo 01 de febrero 2013	Revisado por : Luis Navarro Pantac 04 de febrero 2013	Aprobado por: Enrique Fuentes Vertiz 05 de febrero 2013
--	--	--

	INSTRUCCIÓN	Código:	I12-01-02
	MANTENIMIENTO PREVENTIVO	Versión:	01/05-02-13
		Página:	2 de 8

- i. Subestación de Distribución (SED): Es el conjunto de equipos electromecánicos conectados a los alimentadores de Media Tensión, que recibe y transforma el nivel de tensión.
- j. Charla de 5 minutos: Reunión de seguridad que se desarrolla en un grupo de trabajo antes de iniciar las labores programadas por cada evento.
- k. Plano de ubicación: Documento físico, que es extraído del sistema informático Geo-Referencial Máximus-Gis, de las instalaciones eléctricas que se selecciona para ser intervenidas.
- l. Diagrama unifilar: Documento físico de los AMT para la identificación de instalaciones eléctricas.
- m. Solicitud de maniobras: Documento físico y/o electrónico mediante el cual se solicita al CCO/COR la autorización para intervenir en el sistema eléctrico para ejecutar una actividad de mantenimiento programada.
- n. Autorización de maniobras: Documento físico y/o electrónico mediante el cual el CCO/COR autoriza la solicitud de maniobra al área solicitante.
- o. Permiso de trabajo: Documento físico mediante el cual el responsable de maniobras del Centro de Transformación permite al responsable de la actividad iniciar y terminar los trabajos en las instalaciones eléctricas.
- p. Baja tensión: Término genérico para especificar voltajes inferiores a los 1,000 voltios.
- q. Sistema de distribución: Es el conjunto de instalaciones eléctricas que comprende a las líneas, redes y las subestaciones cuya tensión nominal sea inferior a 30,000 voltios.
- r. Informe final de mantenimiento: Es el informe que debe presentar el supervisor de mantenimiento dirigido al Jefe de la Unidad de Mantenimiento de Distribución y al Jefe Técnico en las Unidades de Negocio después de la ejecución de los trabajos de mantenimiento, donde debe indicarse:
 - (1) Objetivo Alcance de trabajos.
 - (2) Cumplimiento de Plan de Trabajo.
 - (3) Recursos empleados.
 - (4) Conclusiones y recomendaciones
- s. Informe de Actividades ejecutadas por la contratista: Documento en el cual se consigna el detalle de las actividades de mantenimiento, ubicación técnica, recursos y demás información necesaria realizadas por la empresa prestadora de servicios, donde debe indicarse lo mencionado en el inciso "r" de la definiciones de este instructivo.

4. RESPONSABILIDADES

La Unidad de Mantenimiento de Distribución y, las Áreas Técnicas en las Unidades de Negocio, son las responsables del mantenimiento preventivo en la infraestructura eléctrica de distribución.

5. REFERENCIAS

- a. Decreto Ley N° 25844 Ley de Concesiones Eléctricas y el Decreto Supremo N° 009-93-EM Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas.
- b. Decreto Supremo N° 020-97-EM Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE) y su correspondiente Base Metodológica.

Elaborado por: Manuel Campos Acevedo 01 de febrero 2013	Revisado por : Luis Navarro Pantac 04 de febrero 2013	Aprobado por: Enrique Fuentes Vertiz 05 de febrero 2013
--	--	--

	INSTRUCCIÓN	Código:	I12-01-02
	MANTENIMIENTO PREVENTIVO	Versión:	01/05-02-13
		Página:	3 de 8

- c. Resolución Directorial N° 016-2008-EM/DGE Norma Técnica de los Servicios Eléctricos Rurales (NTCSER).
- d. R.M. 0214-2011-MEM/DM Código Nacional de Electricidad (Suministro 2011).
- e. R.M. N° 161-2007-MEM/DM Reglamento de Seguridad y Salud en el Trabajo de las Actividades Eléctricas.
- f. Manual de Operación de los Sistemas Eléctricos.
- g. Resolución Osinergmin 078-2007-OS/CD – Procedimiento de Supervisión de la Operatividad del Servicio de Alumbrado Público.
- h. Resolución N° 228-2009-OS/CD – Procedimiento para la Supervisión de las Instalaciones de Distribución Eléctrica por Seguridad Pública.

6. DESARROLLO

- a. Mantenimiento Preventivo Nivel 1.

Act	Responsable	Descripción
01	Jefe de U. Mantenimiento de Distribución/Jefe Técnico	Recepción de información y/o Reclamo La información puede llegar desde Serviluz, X modulo de atención al cliente, identificado por el propio personal, informe de mantenimiento predictivo. El Jefe de la unidad de mantenimiento coordina con su personal supervisor para la atención respectiva.
02	Supervisor de Mantenimiento de Distribución	Coordina Aplicación de la Instrucción I12-01 Coordina iniciar la aplicación de la instrucción I12-01 para la gestión de servicios y materiales para la actividad de mantenimiento
03	Supervisor de Mantenimiento de Distribución	Registra y consolida datos El supervisor de mantenimiento registra la actividad en el control de actividades de mantenimiento. Se prepara para la atención de las actividades con los formatos respectivos de la OM.
04	Supervisor de Mantenimiento de Distribución	¿Trabajos en MT? Se pregunta si las actividades a realizar pertenecen a Media tensión. - Si: va a la actividad 05 - No: Va a la actividad 07
05	Supervisor de Mantenimiento de Distribución	Gestión de Solicitud de maniobra Si la actividad se realizará en MT será necesario elaborar una solicitud de maniobra dirigida a la UCO/COR para la intervención de nuestras instalaciones eléctricas.
06	Jefe de la Unidad de Control de Operaciones	¿Autoriza maniobra? El CCO/COR realizará la autorización respectiva según solicitud de maniobra. - Sí: se va a ala actividad 07 - No: regresa a la actividad 05.
07	Supervisor de Mantenimiento de Distribución / Supervisor Servicio Eléctrico	Ejecución en campo Se ejecutan las actividades en campo por personal técnico de Distribución de acuerdo a los AST y cumpliendo con el Estándar de Trabajo E23-01, en coordinación con del Tec. Supervisor de cuadrilla.
08	Supervisor de Mantenimiento de Distribución /	¿Servicio Conforme? El supervisor, en coordinación con el Tec. Supervisor de cuadrilla, verifica que el trabajo quedo conforme y verifica la puesta en servicio

Elaborado por: Manuel Campos Acevedo 01 de febrero 2013	Revisado por : Luis Navarro Pantac 04 de febrero 2013	Aprobado por: Enrique Fuentes Vertiz 05 de febrero 2013
--	--	--

	INSTRUCCIÓN		Código:	I12-01-02
	MANTENIMIENTO PREVENTIVO		Versión:	01/05-02-13
			Página:	4 de 8

Act	Responsable	Descripción
	Supervisor Servicio Electrico	de la instalación afectada. - Sí : se va a la actividad 09 - No: se va a la actividad 07
09	Supervisor de mantenimiento de Distribución / Supervisor Servicio Electrico	Culminación de los Trabajos y Liquidación de OM Una vez confirmado que el servicio está conforme, se procede a retirar de la zona de trabajo, posteriormente la liquidación de la OM y registro de archivos y remite la liquidación de la OM al supervisor GIS para su actualización.
10	Supervisor GIS/Maximus	Actualiza data en el Sistema Maximus Ejecuta actualización en el sistema Maximus-GIS de los trabajos que se han ejecutado.

b. Mantenimiento Preventivo Nivel 2.

Act	Responsable	Descripción
01	Jefe Unidad Mantenimiento Distribución/ Jefe Técnico	Coordina iniciar aplicación del Programa de Mantenimiento Preventivo Anual Coordina iniciar trabajos con la aplicación del Programa Preventivo Anual de las actividades a frecuencia fija con y sin restricción de energía eléctrica de las instalaciones de MT.
02	Jefe U. Mantenimiento Distribución/ Jefe Técnico	Remite Programa de Mantenimiento Preventivo Mensual a la UCO Adecuación y remisión en formato Excel del Programa de Mantenimiento Preventivo mensual a frecuencia Fija, de las instalaciones MT con y sin restricción de energía eléctrica a la UCO.
03	Jefe Unidad Control de Operaciones	Consolida Programas de Mantenimiento Preventivo Consolida la información del mantenimiento preventivo mensual de las unidades de negocio. Evalúa y concilia la programación de las actividades mantenimiento de las unidades de negocio en los sistemas de Generación, Transmisión, Distribución. - Carga programa a la intranet y remite comunicación de cumplimiento.
04	Gerente de Distribución/ Jefe UN/ Jefe Unidad Mantenimiento Distribución/ Jefe Técnico	Recepción del Programa de Mantenimiento Preventivo mensual Consolidado Recibe vía correo electrónico el Programa de Mantenimiento Preventivo consolidado.
05	Supervisor de Mantenimiento de Distribución	Registra e Inicia Gestión del Mantenimiento El supervisor de mantenimiento inicia la gestión del mantenimiento. Deberá revisar los informes de los mantenimientos anteriores, así como los resultados de mantenimientos predictivos, considerándolos en el plan de mantenimiento.
06	Supervisor de Mantenimiento de Distribución	Coordina Aplicación Instrucción I12-01 Coordina iniciar la aplicación de la instrucción I12-01 para la gestión de servicios y materiales para la actividad de mantenimiento.
07	Jefe Mantenimiento Distribución/ Jefe Técnico/ Supervisor de Mantenimiento de Distribución	Coordina y Genera Solicitud de Maniobra Prepara y coordina la ejecución de las actividades de mantenimiento preventivo programado. Debe realizar las siguientes actividades: - Elaborar Plan de Trabajo - Coordinar con las contratistas y solicitar su plan de trabajo donde aplique. - Generar la Solicitud de maniobra y presentar al UCO/COR.

Elaborado por: Manuel Campos Acevedo 01 de febrero 2013	Revisado por : Luis Navarro Pantac 04 de febrero 2013	Aprobado por: Enrique Fuentes Vertiz 05 de febrero 2013
--	--	--

	INSTRUCCIÓN	Código:	I12-01-02
	MANTENIMIENTO PREVENTIVO	Versión:	01/05-02-13
		Página:	5 de 8

Act	Responsable	Descripción
08	Jefe Unidad Control de Operaciones/ Supervisor de Operaciones	¿Autoriza Maniobras? Generar autorización de maniobra del mantenimiento preventivo programado. - Sí; va a la actividad 09. - No; regresa a la actividad 07
09	Supervisor de Mantenimiento de Distribución/ Supervisor Servicio Electrico	Coordina el inicio del Mantenimiento Se dirige al Centro de transformación a donde pertenece el AMT a intervenir para firmar permiso de trabajo y comunica a los supervisores de mantenimiento para su intervención.
10	Supervisor de Mantenimiento de Distribución / Supervisor Servicio Electrico	Ejecución y Supervisión de Mantenimiento Ejecuta y Supervisa el cumplimiento, previa coordinación con el Tec. Supervisor de cuadrilla, de las actividades programadas con los estándares técnicos (E23-01) y de seguridad establecidos.
11	Supervisor de Mantenimiento de Distribución/ Supervisor Servicio Electrico	Cancelación de permiso de trabajo Después de comprobar, previa coordinación con el Tec. Supervisor de cuadrilla, que todas las actividades de mantenimiento programadas han sido ejecutadas y el personal se encuentra fuera de línea (instalaciones eléctricas intervenidas) se procede a la cancelación del permiso de trabajo al CCO.
12	Jefe de Unidad Control Operaciones/ Supervisor de Operaciones	¿Servicio Conforme? CCO Verifica que el sistema ingresó con normalidad después del mantenimiento ejecutado. Sí; va a la actividad 13. No; regresa a la actividad 10.
13	Supervisor de Mantenimiento de Distribución/ Técnico Electricista	Culmina y Liquidada OM El personal procede a retirarse de la zona del mantenimiento hacia los almacenes a descargar herramientas y/o equipos usados en el mantenimiento. Realiza la liquidación de la OM vía sistema informático SAP y prepara Informe Final de mantenimiento con la acumulación de los registros, y remite la liquidación de la OM al supervisor GIS para su actualización.
14	Supervisor GIS	Actualiza data en el Sistema Maximus Ejecuta actualización en el sistema Maximus-GIS de los trabajos que se han ejecutado.
15	Supervisor de Mantenimiento de Distribución	Elabora y remite informe de trabajo Se consolida la información recibida, se decarga en el REGMAN y se remite a la Jefatura de la Unidad de Mantenimiento distribución o al Jefe Técnico (proceso de Gestión Técnica - P05).

7. REGISTROS

a. Registros de Mantenimiento Preventivo Nivel 1.

- (1) Orden de mantenimiento.
- (2) Nota de salida de materiales.
- (3) Solicitud de despacho de materiales de 2° uso.
- (4) Nota de ingreso de materiales.
- (5) Acta de devolución de materiales.
- (6) Plano de ubicación (MAXIMUS) y/o diagrama unifilar.
- (7) Charla de 5 minutos.
- (8) Control de actividades de mantenimiento.

Elaborado por: Manuel Campos Acevedo 01 de febrero 2013	Revisado por : Luis Navarro Pantac 04 de febrero 2013	Aprobado por: Enrique Fuentes Vertiz 05 de febrero 2013
--	--	--

	INSTRUCCIÓN	Código:	I12-01-02
	MANTENIMIENTO PREVENTIVO	Versión:	01/05-02-13
		Página:	6 de 8

- (9) Solicitud de maniobras (solo para actividades que involucren contacto con la infraestructura eléctrica de media tensión)*.
- (10) Autorización de maniobras (solo para actividades que involucren contacto con la infraestructura eléctrica de media tensión)*.
- (11) Permiso de trabajo (Archivo físico en la UCO).
- (12) Reporte de orden de mantenimiento ejecutada.
- (13) Control de actividades de mantenimiento diario*.
- (14) Plan de trabajo de mantenimiento preventivo*.
- (15) Programa anual de mantenimiento preventivo*.

b. Registros de Mantenimiento Preventivo Nivel 2.

- (1) Orden de mantenimiento.
- (2) Nota de salida de materiales.
- (3) Solicitud de despacho de materiales de 2° uso.
- (4) Nota de ingreso de materiales.
- (5) Acta de devolución de materiales.
- (6) Plano de ubicación (MAXIMUS) y/o diagrama unifilar.
- (7) Charla de 5 minutos.
- (8) Control de actividades de mantenimiento.
- (9) Solicitud de maniobras*.
- (10) Autorización de maniobras*.
- (11) Permiso de trabajo (Archivo físico en la UCO).
- (12) Reporte de orden de mantenimiento ejecutada.
- (13) Control de actividades de mantenimiento diario*.
- (14) Plan de trabajo de mantenimiento preventivo*.
- (15) Programa anual de mantenimiento preventivo*.
- (16) Informe final de mantenimiento.

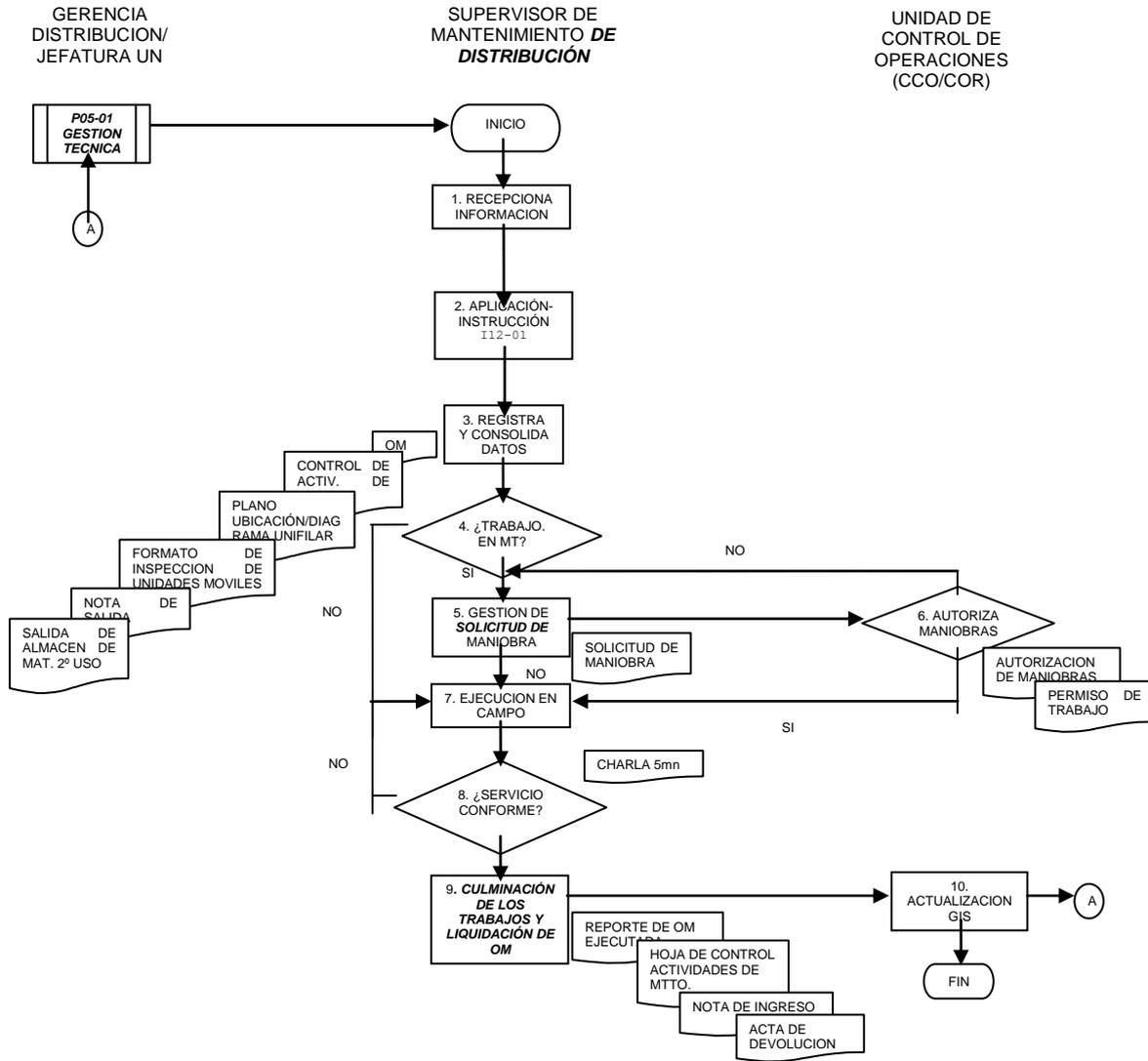
* Registro Informático

8. ANEXOS

- a. ANEXO A: Diagrama de Flujo de Mantenimiento Preventivo Nivel 1.
- b. ANEXO B: Diagrama de Flujo de Mantenimiento Preventivo Nivel 2.

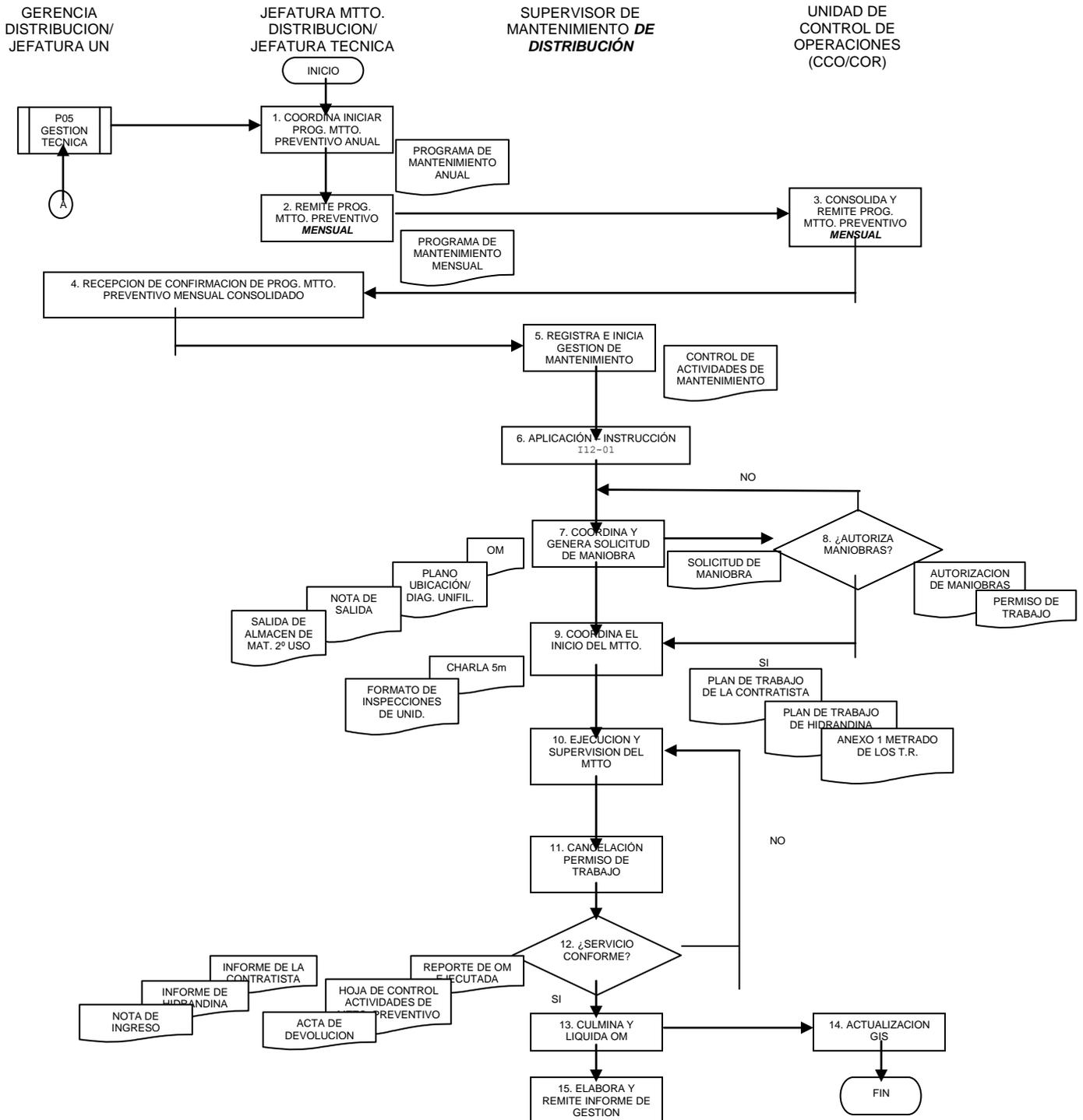
Elaborado por: Manuel Campos Acevedo 01 de febrero 2013	Revisado por : Luis Navarro Pantac 04 de febrero 2013	Aprobado por: Enrique Fuentes Vertiz 05 de febrero 2013
--	--	--

**ANEXO A
DIAGRAMA DE FLUJO
MANTENIMIENTO PREVENTIVO NIVEL 1**



Elaborado por: Manuel Campos Acevedo 01 de febrero 2013	Revisado por : Luis Navarro Pantac 04 de febrero 2013	Aprobado por: Enrique Fuentes Vertiz 05 de febrero 2013
--	--	--

**ANEXO B
DIAGRAMA DE FLUJO
MANTENIMIENTO PREVENTIVO NIVEL 2**



Elaborado por: Manuel Campos Acevedo 01 de febrero 2013	Revisado por : Luis Navarro Pantac 04 de febrero 2013	Aprobado por: Enrique Fuentes Vertiz 05 de febrero 2013
--	--	--