

TEC | Tecnológico de Costa Rica

Instituto Tecnológico de Costa Rica
Escuela de Ingeniería Electromecánica
Carrera de Ingeniería en Mantenimiento Industrial



“Diseño de un Modelo de Gestión de Mantenimiento basado en un Cuadro de Mando Integral (CMI) que alinee los objetivos del área de Dirección de Energía con los de la compañía COOPESANTOS R.L.”

Informe de Práctica de Especialidad para Optar por el Título de Ingeniero en Mantenimiento Industrial, Grado de Licenciatura.

Realizado por:
Helberth Núñez Mora.
200832348.
Cartago, Junio 2018.



CARTA DE ENTENDIMIENTO

Fecha: 6 de Junio del 2018


Señores
Instituto Tecnológico de Costa Rica
Sistema de Bibliotecas del Tecnológico

Yo Helberth Núñez Mora

carne No. 200832348, si autorizo no autorizo, al Sistema de Bibliotecas del Tecnológico (SIBITEC), disponer del Trabajo Final de graduación, del cual soy autor, para optar por el grado de Licenciatura, en la carrera de Ingeniería en Mantenimiento Industrial, presentado en la fecha 6 de junio del 2018, con el título Diseño de un Modelo de Gestión de Mantenimiento basado en un Cuadro de Mando Integral (CMI) que alinee los objetivos del área de Dirección de Energía con los de la compañía Coopesantos R.L

para ser ubicado en el Repositorio Institucional y Catálogo SIBITEC, con el objetivo de ser visualizado a través de la red Internet.

Firma de estudiante:



Correo electrónico:

kghnunez@gmail.com

Cédula No.:

1 1383 0799

Profesor Asesor:
Ing. Joshua Guzmán Conejo.

Asesor Industrial:
Ing. Ronald Castillo Cruz.

Tribunal Examinador:
Ing. Rodolfo Elizondo.
Ing. Manuel Centeno.

Información del Estudiante, Proyecto y la empresa.

Información del estudiante:

- Nombre completo: Herberth Núñez Mora.
- Número de cédula: 1-1383-0799
- Carné TEC: 200832348
- Residencia permanente: 500 m Sur del salón comunal La Cuesta, barrio La Cuesta, distrito San Antonio, cantón León Cortés, San José, Costa Rica.
- Números de teléfono: 87405783
- Correos electrónicos: kghnunez@gmail.com

Información del Proyecto:

Nombre del proyecto: “Diseño de un Modelo de Gestión de Mantenimiento basado en un Cuadro de Mando Integral (CMI) que alinee los objetivos del área de Dirección de Energía con los de la compañía Coopesantos, R.L.”

- .Profesor Asesor: Ing. Joshua Guzmán Conejo.
- Horario de trabajo del estudiante: Lunes, Martes, Jueves y Viernes de 7:00 am a 5:00 pm.

Información de la empresa:

- Nombre: Coopesantos, R.L.
- Zona: Los Santos
- Dirección: Oficinas centrales ubicadas en San Marcos de Tarrazú, San José, Costa Rica.
- Teléfono: 2546-2525.
- Fax: 2546-6173.
- Actividad principal: Distribución de energía eléctrica.

Dedicatoria.

Dedico este trabajo primero a Dios, el cual me ha dado la sabiduría, la salud y el entendimiento para lograr alcanzar esta importante meta en mi vida, después de tantos años de esfuerzo y dedicación.

A mi esposa por estar a mi lado, apoyarme y caminar a mi lado durante estos últimos cinco años. A mis padres por su apoyo desde el primer momento en que inicié mis estudios, a mis hermanos por impulsarme a salir adelante. A todos mis sobrinos y ahijados, por ser una inspiración en mi vida. A todos ellos agradezco y dedico este primer logro académico.

Agradecimiento.

Agradezco muy especialmente al Ing. Ronald Castillo Cruz (Asesor industrial), por todo su apoyo y colaboración en todo el periodo de práctica, fue una de las experiencias más enriquecedoras de mi vida trabajar a su lado.

A los ingenieros Ing. Gustavo Jara, Ing. Claudio Ureña, Ing. Carlos Abarca y a la señora Susana Fallas, pues sus aportes y colaboración fueron valiosos en la ejecución de esta práctica profesional.

Agradezco además al Ing. Joshua Guzmán Conejo, como profesor tutor, pues, sus consejos y el tiempo dedicado fueron fundamentales en la elaboración de cada una de las etapas de este trabajo.

Indice General.

Capítulo 1. Reseña de la Cooperativa.....	1
1.1. Modelo de Gestión.....	1
1.2. Marco de Referencia.....	2
1.2.1. Historia.....	2
1.2.2. Actividad Productiva.	3
1.2.3. Estructura Organizacional.....	4
1.2.4. Marco Estratégico	6
1.2.4.1. Misión	6
1.2.4.2. Visión	7
1.2.4.3. Valores.....	7
1.2.4.4. Objetivos Estratégicos	7
1.3. Situación Actual.	8
1.4. Planteamiento del Problema.....	14
1.5. Justificación del Proyecto.	14
1.6. Objetivos.....	16
1.6.1. Objetivo General.....	16
1.6.2. Objetivos Específicos.....	16
1.7. Alcances y Limitaciones.....	17
1.7.1. Alcances.	17
1.7.2. Limitaciones.....	17
Capítulo 2. Mantenimiento de Clase Mundial y Diagnóstico del Departamento de Dirección de la Energía.	18
2.1. Mantenimiento De Clase Mundial.	18
2.2. Selección de Herramienta para Análisis y Diagnóstico.....	21
2.2.1. Herramienta de Diagnóstico Utilizada.....	22
2.2.2. Definición de Variables a Utilizar en la Auditoría AMORMS.	23
2.2.3. Escala de Medición de la Auditoría.....	24
2.2.4. Método de Recolección de Datos de la Auditoría.	25
2.2.5. Evaluación de resultados de la Auditoría.....	25

2.3.	Evaluación del Área de Dirección de Energía.....	27
2.3.1.	Análisis de Resultados Metodología AMORMS	28
2.3.2.	Análisis de Resultados Metodología MWC.....	31
2.3.3.	Áreas a Impactar con las Propuestas del Modelo de Gestión. .	33
Capítulo 3. Determinación de Equipos y Procesos Críticos del		
Mantenimiento la red de distribución a cargo de la Dirección de Energía.		
37		
3.1.	Proceso para Determinar Criticidad.....	37
3.1.1.	Pareto.	38
3.1.2.	Determinación de criticidad según Pareto.	39
3.2.	Análisis de Interrupciones.....	40
3.2.1.	Total de Horas de Interrupción.	42
3.2.2.	Horas Indisponibilidad por Circuito.	44
3.2.3.	Cantidad de Afectaciones por Nivel.	49
3.2.4.	Causas de Interrupciones.	54
3.3.	Resultados Análisis de Interrupciones.	61
Capítulo 4. Acciones de Mantenimiento a Redes de Distribución de		
Energía, Mediante el Uso de Procedimientos de Inspección para los		
Diferentes Elementos de la Red.....		
63		
4.1.	El Mantenimiento y las Redes de Distribución Eléctrica.	63
4.1.1.	¿Mantenimiento una inversión o un costo?	63
4.1.2.	Clasificación del mantenimiento	65
4.1.3.	Mantenimiento a Redes de Distribución eléctrica.	66
4.2.	Mantenimiento Actual de Redes de Distribución a Cargo de Dirección de Energía.	67
4.2.1.	Registro de Elementos que Componen la Red de Distribución de Energía.	68
4.2.2.	Tipos de Trabajos Realizados en Redes de Distribución.....	69
4.2.3.	Clasificación de las Perturbaciones a la Red de Distribución. ..	72
4.2.4.	Análisis de Criticidad para los Equipos de la Red de Distribución.	73

4.3.	Acciones Propuestas de Mantenimiento Predeterminado a Redes de Distribución de Energía, Mediante el Uso de Procedimientos de Inspección.....	77
4.3.1.	Formato de la hoja de inspección.....	77
4.3.2.	Procedimientos de Inspección Propuestos.....	80
4.3.2.1.	Procedimientos de Inspección, Regulador de Tensión. ...	80
4.3.2.2.	Procedimientos de inspección, Reconectador.....	82
4.4.	Ejecución de las labores propuestas.....	83
Capítulo 5. Propuesta Hoja de Trabajo RCM por Medio de Herramienta AMEF. 84		
5.1.	Mantenimiento y el RCM.....	85
5.1.1.	Funciones y Parámetros de Funcionamiento.....	86
5.1.2.	Fallas Funcionales.....	87
5.1.3.	Modo de Falla.....	87
5.1.4.	Efectos de Falla.....	87
5.1.5.	Consecuencias de las Fallas.....	88
5.1.6.	Tareas Proactivas.....	88
5.1.7.	Acciones a “Falta De”.....	89
5.2.	Aplicando el Proceso de RCM.....	89
5.2.1.	Planeamiento.....	90
5.2.2.	Grupos de Revisión.....	90
5.2.3.	Facilitadores.....	91
5.2.4.	Resultados de un análisis RCM.....	92
5.2.5.	Auditoría e implementación.....	92
5.3.	Propuesta de RCM para la Red de Distribución de Energía según AMEF.....	92
5.3.1.	Revisión del Registro de Planta.....	93
5.3.2.	Definición de Activos para Aplicar RCM.....	94
5.3.3.	Propuesta de Grupo de Revisión.....	94
5.3.4.	Elaboración de Hoja RCM.....	95
5.3.4.1.	Función.....	95
5.3.4.2.	Falla Funcional.....	97

5.3.4.3.	Modo de Falla	98
5.3.4.4.	Efectos de la falla.....	99
5.3.4.5.	Tarea Propuesta.	100
5.3.5.	Propuesta de manual de mantenimiento.	100
5.3.5.1.	Modelo Estadístico para Periodicidad del Mantenimiento. 101	
5.3.5.2.	Costos del mantenimiento.....	104
Capítulo 6.	Propuesta de Gestión de Mantenimiento Basado en Cuadro de Mando Integral, “CMI”	107
6.1.	Modelos de Gestión de Mantenimiento.....	107
6.2.	La Estrategia como Medio para Crear Valor en una Organización..	109
6.2.1.	Barrera de la Visión	111
6.2.2.	Barrera de las Personas.	112
6.2.3.	Barrera de Administrativa.	112
6.2.4.	Barrera de los Recursos.	113
6.3.	Cuadro de Mando Integral.	113
6.3.1.	Orígenes del Cuadro de Mando Integral.....	114
6.3.2.	Necesidad de un Cuadro de Mando Integral para Evaluar y Medir Resultados de Desempeño en las Organizaciones.	115
6.3.3.	Perspectivas del Cuadro de Mando Integral.	118
6.3.3.1.	Perspectiva Financiera.	119
6.3.3.2.	Perspectiva del Cliente.	120
6.3.3.3.	Perspectiva del Proceso Interno.	120
6.3.3.4.	Perspectiva de Formación y Crecimiento.....	121
6.3.4.	Pasos para la Elaboración de un Cuadro de Mando Integral..	122
6.3.4.1.	Proceso de Dirección Estratégica.	124
6.3.4.2.	Pasos para la Elaboración del CMI en el Proceso de Dirección Estratégico.....	126
6.4.	Diseño de Cuadro de Mando Integral para el Mantenimiento de las Redes de Distribución a Cargo del Área de Dirección de Energía.....	128
6.4.1.	Misión.	129
6.4.2.	Visión.	130

6.4.3.	Perspectivas.	130
6.4.4.	Objetivos Estratégicos.	130
6.4.4.1.	Objetivos Estratégicos Perspectiva Financiera.....	132
6.4.4.2.	Objetivos Estratégicos Perspectiva Clientes.....	132
6.4.4.3.	Objetivos Estratégicos Perspectiva de Procesos Internos. 133	
6.4.4.4.	Objetivos Estratégicos Aprendizaje y Crecimiento.....	134
6.4.5.	Mapas Estratégicos.	135
6.4.6.	Indicadores.	137
6.4.6.1.	Indicador, Perspectiva Financiera.....	138
6.4.6.2.	Indicadores, Perspectiva Clientes.....	139
6.4.6.3.	Indicadores, Perspectiva Procesos Internos.....	142
6.4.6.4.	Indicador Perspectiva Aprendizaje y Crecimiento.....	145
6.4.7.	Metas.	148
6.5.	Propuesta de un Modelo de Gestión Basado en el CMI y el Mejoramiento Continuo.....	153
6.6.	Análisis Económico.....	156
Capítulo 7.	Conclusiones y Recomendaciones.....	159
7.1.	Conclusiones.	159
7.2.	Recomendaciones.	160
Capítulo 8.	Bibliografía.....	161
Capítulo 9.	Anexos.....	163
9.1.	Auditoría de Mantenimiento, Asset Management Operational, Reliability and Maintenance Survey (AMORMS).....	163
9.2.	Ejemplo de Orden de Trabajo Generadas con MP.....	177
9.2.1.	Actividades Rutinarias.	177
9.2.2.	Actividades no Rutinarias.	179
9.3.	Procedimientos de Inspección.	181
9.3.1.	Procedimiento Regulador de Tensión.....	181
9.3.2.	Procedimiento Re-conector.....	188
9.4.	Hoja RCM Para Transformadores de potencia.	192

9.5.	Cálculo de Confiabilidad.	197
9.6.	Manual de Mantenimiento Según Hoja RCM.....	200
9.7.	Datos Financieros Relevantes para Distribución de Energía.	203
9.7.1.	Datos Consumo de Energía por Circuitos.....	203
9.7.2.	Datos de Consumo de Energía por Sectores.	203
9.7.3.	Gastos del Departamento de Distribución de Energía.	204
9.7.4.	Gastos de Mantenimiento.	204

Indice de Figuras

Figura 1.1	Organigrama Coopesantos.....	4
Figura 1.2.	Organigrama del área de Dirección de Energía.....	5
Figura 1.3.	Flujograma Procesos de Mantenimiento.....	11
Figura 1.4.	Clasificación del Mantenimiento.	12
Figura 1.5.	Diagrama Causa-Efecto Mantenimiento de Dirección de Energía. ...	15
Figura 2.1.	Pilares del Mantenimiento de Clase Mundial.	20
Figura 2.2.	Polígono de Productividad del Mantenimiento.....	21
Figura 4.1.	Clasificación del Mantenimiento.	66
Figura 4.2	Orden de Trabajo según MP.....	78
Figura 5.1.	Evolución del Mantenimiento.	84
Figura 5.2	Grupo típico de revisión RCM.....	91
Figura 6.1	Modelos de Gestión.....	109
Figura 6.2	Barrera en la implementación de las estrategias.	111
Figura 6.3	Vinculación de la misión y la Visión en la compañía según CMI. ...	116
Figura 6.4	Marco estratégico para la puesta en marcha de una CMI.	117
Figura 6.5.	Esquema de Integración de las Perspectivas a las Actividades de la Organización.	123
Figura 6.6	Proceso Estratégico de Elaboración de un CMI.	125
Figura 6.7	El CMI Dentro del Proceso de Dirección Estratégica.....	126
Figura 6.8	Mapa Estratégico Distribución de Energía según Perspectiva.	136
Figura 6.9	Señalización del CMI.	148

Figura 6.10 Modelo de Gestión de Mantenimiento Propuesto.	155
--	-----

Índice de Tablas

Tabla 2.1 Puntuaciones Máximas y Mínimas por Áreas Según Metodología AMORMS.	26
Tabla 2.2. Puntuaciones Máximas y Mínimas por Áreas según metodología MWC.	27
Tabla 2.3. Calificación Auditoría AMORMS.	27
Tabla 2.4. Resultados de Auditoría Según AMORMS.	29
Tabla 2.5 Resultados de Auditoría Según MWC.....	32
Tabla 3.1 Nombre y Ubicación de los Circuitos.	41
Tabla 3.2 Niveles Donde se Pueden Presentar una Falla.	42
Tabla 3.3 Horas Indisponibilidad por Circuito, 2016.....	45
Tabla 3.4 Horas Indisponibilidad por Circuito, 2017.....	47
Tabla 3.5 Afectaciones por nivel, 2016.	50
Tabla 3.6 Afectaciones por Nivel, 2017.	52
Tabla 3.7 Causas de Interrupciones, 2016.	55
Tabla 3.8 Causas de interrupciones, 2017.	58
Tabla 4.1 Cantidad de Cuadrillas y Funciones.	70
Tabla 4.2 Clasificación Trabajo de Cuadrillas.....	71
Tabla 4.3 Clasificación de interrupciones.	72
Tabla 4.4 Puntaje Según Impacto.....	74
Tabla 4.5 Jerarquización de equipos.	75
Tabla 4.6. Manual de Procedimientos para Regulador de Tensión.	81
Tabla 4.7 Manual de Procedimientos para Reconectador.	82
Tabla 5.1 Propuesta Grupo de Trabajo RCM	95
Tabla 5.2 Función y Falla Funcional.	97
Tabla 5.3 Modos de Falla.	99
Tabla 5.5 Efectos de Fallas.	100
Tabla 5.6 Mantenimientos con Paro de Equipo. Transformador la Lucha.	102

Tabla 5.7 Datos Actuales de Mantenimiento	102
Tabla 5.9. Costos de Implementación del RCM.....	104
Tabla 5.10 Costo del RCM con Averías Detectadas.....	105
Tabla 6.1 Objetivos Perspectiva Financiera.....	132
Tabla 6.2 Objetivos Perspectiva Clientes.	132
Tabla 6.3 Perspectiva de Procesos Internos.	133
Tabla 6.4 Perspectiva de Aprendizaje y Crecimiento.....	134
Tabla 6.5 Indicador, Perspectiva Financiera.	138
Tabla 6.6 Indicadores, Perspectiva Clientes.	140
Tabla 6.7 Indicadores Perspectiva Procesos Internos.	143
Tabla 6.8 Indicadores, Perspectiva de aprendizaje y crecimiento.	146
Tabla 6.9. Hoja de Evaluación CMI Propuesto	150
Tabla 6.11 Presupuesto de Mantenimiento.	157

Índice de Gráficos

Gráfico 2.1. Resultados de Auditoría según AMORMS.	30
Gráfico 2.2 Área Análisis de Problemas.	34
Gráfico 2.3 Área Procesos de Programación, Planificación y Optimización de los planes de mantenimiento, inspección y operaciones.	35
Gráfico 2.4 Área Procesos de Asignación de Recursos, Soporte Informático y Soporte Logístico a los Procesos de Mantenimiento y Confiabilidad.	36
Gráfico 3.1 Total de Horas Interrupción por Año.....	43
Gráfico 3.2 Porcentajes Indisponibilidad por Circuito, 2016.....	46
Gráfico 3.3 Porcentajes Indisponibilidad por Circuito, 2017.....	48
Gráfico 3.4 Porcentaje Afectaciones por Nivel, 2106.....	51
Gráfico 3.5 Porcentaje Afectaciones por Nivel, 2017.....	53
Gráfico 3.6 Causas de Interrupciones, 2016.....	56
Gráfico 3.7 Causas de Interrupciones 2017.....	59

Resumen Ejecutivo

La Cooperativa de Electrificación Rural los Santos Responsabilidad Limitada (COOPESANTOS, R.L.), se funda el domingo 17 de enero de 1965, por la necesidad de suministrar fluido eléctrico a los habitantes de esta región, con esto en primera instancia, aportar al crecimiento económico de una región que basa su economía en la producción del café.

El proyecto nace por la necesidad que existe actualmente en la Dirección de Energía en cuanto a la gestión del mantenimiento de las líneas de distribución, donde se encuentran deficiencias en la forma cómo se ejecutan los trabajos, en cómo se miden los resultados obtenidos y proponen acciones de mejora.

La propuesta consiste en el diseño de un Modelo de Gestión de Mantenimiento basado en un Cuadro de Mando Integral, el cual ofrece una estructura integra, que va más allá del factor financiero, incluyendo además satisfacción del cliente, ejecución de los procesos internos, aprendizaje y crecimiento del personal; todo esto adaptado a las necesidades reales del departamento de Distribución de Energía de la Coopesantos, R.L., el cual ofrezca las herramientas necesarias para diagnosticar, jerarquizar, planificar, programar, ejecutar y evaluar, el mantenimiento de las redes de distribución.

Según la metodología empleada, inicialmente se procede con una reseña de la Cooperativa, la cual incluye su historia, actividad productiva, misión, visión, valores y objetivos estratégicos, además, se definen los objetivos planteados para remediar la situación actual.

Seguidamente, se procede a diagnosticar el nivel en el que se encuentra actualmente el mantenimiento de las redes de distribución, por medio de la herramienta “Asset Management, Operational, Reability and Maintenance, Survey”, apoyado en la metodología de evaluación “Maintenance Word Class”

ambas propuestas por los ingenieros Parra y Crespo (2017), con las cuales se logró determinar el nivel de madures en el que se encuentra el departamento en la actualidad. Además, esta funcionará como un punto de partida para el desarrollo del resto de la propuesta.

A continuación, haciendo uso de los Diagramas de Pareto, se procede a verificar cuáles son los ramales, niveles y causas críticas dentro de la Cooperativa, que generan una mayor cantidad de perturbaciones a la red de distribución de energía, con el objetivo de centrar esfuerzos de mantenimiento en los puntos críticos.

Como cuarto punto, se proponen acciones de mantenimiento rutinario para los equipos de bajo impacto, a los cuales se les podría aplicar un plan de mantenimiento basado en procedimientos de inspección, pues actualmente la Cooperativa no cuenta con ningún procedimiento debidamente establecido.

El quinto punto, propone el diseño de hojas de trabajo de Mantenimiento Centrado en Confiabilidad (RCM), por medio de la herramienta de Análisis de Modos y Efectos de Fallas (AMEF), para los equipos de alto impacto a cargo del Departamento de Distribución de Energía.

Finamente se propone un Modelo de Gestión de Mantenimiento basado en un Cuadro de Mando Integral, el cual alinee los objetivos, misión, visión y la estrategia corporativa con los del Departamento de Distribución de Energía, que además, provea de las etapas y herramientas necesarias para el diagnóstico, planificación, ejecución, control y retroalimentación de las actividades ejecutadas, para que de este modo, el modelo funcione como herramienta para la mejora continua de los procesos de mantenimiento a las redes de distribución.

Palabras claves: MGM, CMI, RCM, Manuales de mantenimiento rutinarios, Criticidad de equipos y procesos.

Abstract

The Rural Electrification Cooperative Los Santos Limitada (COOPESANTOS, RL), was founded on Sunday, January 17, 1965, due to the need to supply electricity to the inhabitants of this region, thereby contributing to the economic growth of a region that bases its economy on the production of coffee.

The project was born due to the need that currently exists in the Energy Direction regarding the maintenance management of the distribution lines, where deficiencies are found in the way work is executed, in how the results obtained are measured and actions of improvement are proposed.

The proposal consists in the design of a Maintenance Management Model based Balanced Integral Scorecard, which offers an integrated structure that goes beyond the financial factor, including customer satisfaction, execution of internal processes, learning and staff growth; All of this adapted to the real needs of the Department of Energy Distribution of Coopesantos, R.L., which offers the necessary tools to diagnose, prioritize, plan, program, execute and evaluate the maintenance of distribution networks.

According to the methodology used, initially we proceed with a review of the Cooperative, which includes its history, productive activity, mission, vision, values and strategic objectives, in addition, defining the objectives set to remedy the current situation.

Next, we proceed to diagnose the level at which the maintenance of distribution networks is currently found, by means of the tool "Asset Management, Operational, Reability and Maintenance, Survey", supported by the evaluation methodology "Maintenance Word Class". Both proposals designed by the engineers Parra and Crespo (2017), with which it was possible to determine the level of maturity in

which the department is currently in. In addition, this will work as a starting point for the development of the rest of the proposal.

Then, using the Pareto Diagrams, we proceed to verify which are the branches, levels and critical causes within the Cooperative, which generate a great amount of disturbances to the power distribution network, with the objective of focusing efforts of maintenance at critical points.

As a fourth point, routine maintenance actions are proposed for low impact equipment, to which a maintenance plan based on inspection procedures could be applied, since currently the Cooperative does not have any proper established procedure.

The fifth point, proposes the design of Reliability Centered Maintenance (RCM) worksheets, by means of the Failures Modes and Effects Analysis (FMEA) tool, for the high impact teams in charge of the Distribution Department. Energy.

Finally, a Maintenance Management Model based on an Integral Scorecard is proposed, which aligns the objectives, mission, vision and corporate strategy with those of the Energy Distribution Department, which also provides the necessary steps and tools to the diagnosis, planning, execution, control and feedback of the activities carried out, so that in this way, the model functions as a tool for the continuous improvement of the maintenance processes to the distribution networks.

Keywords: MGM, CMI, RCM, Routine maintenance manuals, Criticality of equipment and processes.

Capítulo 1. Reseña de la Cooperativa.

1.1. Modelo de Gestión.

Un modelo de gestión integral del mantenimiento pretende alinear los objetivos del departamento de mantenimiento con los objetivos de toda la organización; de este modo lograr la correcta integración y gestión de la unidad, con el fin de colaborar en el logro de los objetivos y metas de la compañía. La moderna gestión del mantenimiento incluye actividades que se destinan a determinar objetivos y prioridades del mantenimiento, para facilitar la planificación, programación y ejecución del mismo, de esta forma lograr objetivos económicos importantes para la organización (Viveros, Stegmaier, Kristjanpoller, Barbera, Crespo, 2013).

Según Parra y Crespo (2015), el proceso de gestión del mantenimiento posee dos partes principales, las cuales son:

- Definición de la estrategia: la cual se deriva directamente del plan de negocios de la organización, diseñando estrategias que estén alineadas con los planes del negocio, para facilitar a la gerencia la obtención de sus objetivos.
- Implementación de las estrategias: este tiene que ver con la adecuada formación del personal, organización del mantenimiento, uso de herramientas adecuadas para la realización de las tareas y el correcto diseño y ejecución de los programas de mantenimiento.

El gestionar el mantenimiento es de suma importancia para la organización pues permite evaluar, controlar y mejorar los procesos del mantenimiento tanto en las labores programadas como las no programadas, orientando continuamente hacia la obtención de los resultados.

Por tal motivo se plantea el presente proyecto, el cual vendrá a ser una guía en la labor administrativa de Dirección de la Energía de Coopesantos R.L. en cuanto a la definición he implementación de estrategias, que faciliten a la compañía en la obtención de sus metas.

El proyecto propone un modelo de gestión de mantenimiento para el área de mantenimiento de la Dirección de Energía, mediante el uso de la metodología de un Cuadro de Mando Integral (CMI), también conocido como Balance Scorecard (BSC). El cual vendrá a ofrecer una libreta de calificaciones balanceada, que permitirá medir el desempeño del departamento, pues lo que no se puede medir no se puede gestionar.

1.2. Marco de Referencia.

A partir de la información recolectada en la Cooperativa, tanto del personal de Dirección de Energía, así como de la página web, se presenta el siguiente apartado, el cual expone una reseña histórica, el perfil de la empresa, su organización y un detalle del área de la Dirección de Energía.

1.2.1. Historia.

La historia de la Cooperativa de Electrificación Rural Los Santos R.L. (Coopesantos R.L.) ha estado enmarcada por brindar el servicio eléctrico a toda la zona de los Santos y Caraigres, propiciando el desarrollo social y económico de sus asociados y clientes.

Coopesantos R.L. fue fundada el 17 de enero de 1965, manteniéndose a la vanguardia en el desarrollo de la distribución de energía eléctrica, a través de la innovación constante, servicio eficiente y un sólido crecimiento. Además, incursionando recientemente en otros campos como lo son la generación eólica y las telecomunicaciones.

En la actualidad la Cooperativa está conformada por más de 38.000 asociados, logrando extender líneas primarias hasta los pueblos más alejados dentro de los 1500 kilómetros cuadrados de área de concesión, asegurando al 99,8% de los habitantes que viven dentro de esta zona, el servicio eléctrico en igualdad de condiciones.

1.2.2. Actividad Productiva.

Coopesantos R.L. es una cooperativa que nació por la necesidad de electrificar la zona rural de Los Santos y con esto buscar su desarrollo económico, por tanto, su actividad principal es precisamente la distribución de energía eléctrica. Hoy la Cooperativa centra esfuerzos en automatizar los procesos de distribución, mejorar la disponibilidad, además actualizar y ampliar las líneas de distribución .

Todos estos esfuerzos permiten a la compañía electrificar los cantones de Dota, Tarrazú, León Cortés y Acosta, además de la parte Sur y Oeste de los cantones de Aserri, Mora, Desamparados, así como el sur de los cantones del Guarco y El Cantón Central estos dos últimos de la provincia de Cartago, los restantes ubicados en la provincia de San José.

Recientemente, la Cooperativa incursionó en la generación eléctrica con fuentes renovables, como lo son la generación eólica y solar, las cuales proveen electricidad aproximadamente a 11.000 hogares, sustituyendo más de un 30% de la compra de energía por energía propia.

La Cooperativa además ofrece servicio de televisión por cable e Internet a una gran parte de sus asociados, lo que fortalece su compromiso de desarrollo económico para la zona concesionada.

1.2.3. Estructura Organizacional.

A continuación, se presenta la estructura organizacional de la empresa, así como detalle de la Dirección de Energía la cual es la involucrada directamente en el proyecto.

El organigrama presentado en la Figura 1.1 muestra la distribución de las distintas áreas y departamentos que conforman a Coopesantos R.L. el círculo rojo encierra a la Dirección de Energía, la cual contiene la mayor parte de procesos de mantenimiento dentro de la Cooperativa.



Figura 1.1 Organigrama Coopesantos.

Fuente: Coopesantos, 2018

La Figura 1.2 muestra en detalle la organización interna de la Dirección de Energía, el cual se encarga de liderar la planificación, distribución y generación de energía. Así mismo, el presente proyecto se centra en proponer un modelo de gestión de mantenimiento para los departamentos de Distribución de Energía y Planificación; dejando de lado el departamento de Generación, donde la razón fundamental de que este departamento posee cierta autonomía y el mantenimiento está mejor organizado que en el resto de la Cooperativa.

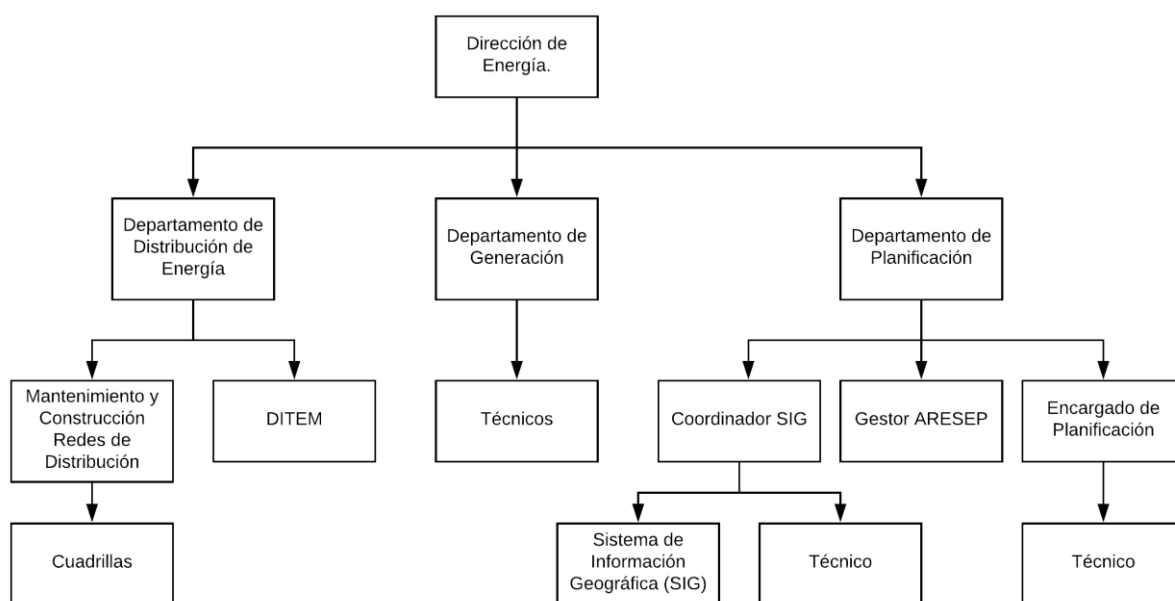


Figura 1.2. Organigrama del área de Dirección de Energía.

Fuente: Elaboración Propia en Lucidchart.com

La Dirección de Energía lleva a cabo las labores de mantenimiento de la red de distribución, a través de dos departamentos, compuestos de la siguiente manera:

- Departamento de Distribución de Energía: este departamento es el que cuenta con la mayor cantidad de procesos de mantenimiento en la Cooperativa, pues

las cuadrillas se encargan de atender las averías en las líneas de distribución y equipos de medición, además la División de Transformadores y Equipos de Media Tensión (DITEM), pertenece a este departamento y se encarga del mantenimiento y reparación de equipos de media tensión.

- Departamento de Planificación: este departamento posee una división de mantenimiento que recae sobre el coordinador SIG (Sistemas de Información Geográfica), la cual se da a equipos que posean comunicación con el sistema de recolección de datos de forma remota (SCADA).

Es importante rescatar que la división del mantenimiento referido al mantenimiento de la flota vehicular, edificios y áreas comunes de la empresa, así como las bodegas de materiales no poseen relación directa con la Dirección de Energía.

1.2.4. Marco Estratégico

A continuación se presentan la misión, visión y valores corporativos, además se muestran los objetivos estratégicos en los que está involucrada el área de Dirección de Energía.

1.2.4.1. Misión

Somos una empresa Cooperativa que brinda a nuestros asociados y usuarios, servicios de energía, infocomunicaciones y otros, en forma personalizada, conformados por un equipo de trabajo innovador, que se orienta en los valores de integridad, responsabilidad y solidaridad, impulsando el bienestar social en armonía con la naturaleza.

1.2.4.2. Visión

Ser líderes en servicios eficientes y personalizados de energía, infocomunicaciones y otros, para contribuir con el bienestar y desarrollo de nuestros asociados, usuarios y región de influencia.

1.2.4.3. Valores

- Integridad
- Responsabilidad
- Solidaridad.

1.2.4.4. Objetivos Estratégicos

Los objetivos estratégicos de la Dirección de Energía para el período de 2018 son:

- Diversificación de ingresos.
- Fortalecimiento del modelo de gestión de redes inteligentes.
- Mantener la calidad, confiabilidad y estabilidad en los servicios brindados.
- Sostener y mejorar la generación propia.
- Aumentar la energía eléctrica de generación propia.

Donde los últimos dos se refieren específicamente, al departamento de generación de energía, el cual queda fuera del alcance de este proyecto.

1.3.Situación Actual.

En la actualidad la COOPESANTOS R.L. tiene como prioridad el mejoramiento del servicio eléctrico brindado a sus asociados, tanto en calidad, confiabilidad y disponibilidad del servicio, para favorecer el desarrollo de la zona; tal como se refleja en sus objetivos estratégicos mencionados anteriormente. Así mismo, la reducción de costos de operación es un factor determinante para continuar ofreciendo tarifas competitivas dentro de la zona concesionada, pues los principales consumidores de energía eléctrica son los que menores márgenes de utilidad dejan a la Cooperativa; que son los servicios residenciales, representando aproximadamente, el 60% de total de energía consumida mensualmente, además de que el crecimiento comercial es muy reducido, debido a la ubicación geográfica de la zona, por tanto mejorar el rendimiento en los procesos es crítico para Coopesantos R.L.

Sin embargo, la Dirección de energía no ha logrado implementar un modelo o esquema de administración que ayude a mejorar el servicio de forma cuantitativa, pues aunque cuentan con un listado de indicadores regulados por ARESEP, no poseen un sistema de análisis de estos, que permitan evaluar el estado actual de la Cooperativa, el desempeño del mantenimiento y promuevan el mejoramiento continuo.

Al dar inicio a la práctica profesional, la primera acción realizada fue conocer y analizar los procesos productivos en los cuales se ve involucrado el mantenimiento en la Dirección de Energía (excluyendo el departamento de generación), tarea la cual incluyó entre otras cosas identificar el modelo de gestión utilizado para la administración de las tareas del mantenimiento, los procesos de recolección de datos, los formatos utilizados, el análisis que se dan a los datos y los procesos de mejora que efectúa la Cooperativa; actividad fundamental para identificar oportunidades de mejora.

En el proceso de reconocimiento se encuentra que el departamento solo cuenta con OT's para los trabajos de construcción, referidas a crecimiento de la red, y mejoras

constructivas en la misma, en tanto, los trabajos relacionados con averías proceden de la siguiente forma: el control del tiempo de desplazamiento de cuadrillas y kilometraje recorrido es registrado por medio de una aplicación web manejada desde una tableta, por cada cuadrilla, adicional a esto, se corrobora la información por radio para evitar anomalías. Cuando la falla fue reparada, la cuadrilla se comunica por radio con centro de control el cual registra las causas que provocaron la interrupción; En cuanto a materiales, estos se verifican contra bodega al finalizar el día, por lo que el trabajo de mantenimiento correctivo no queda registrado bajo ninguna OT y todos los materiales utilizados en averías se cargan a una sola cuenta común de reparaciones diarias, esto con el objetivo de registrar los movimientos de materiales de bodega y para el control financiero, por tanto la información se dispersa y una importante cantidad de información se pierde.

Referente a trabajos por contrato, los más comunes son “derecho de paso” que se refieren a la corta de ramas cercanas a las líneas de distribución. Estos contratos no estipulan ningún tipo de revisión a las líneas y cuando se encuentran daños mayores, estos se comunican al jefe de cuadrillas por “buena fe”, pero no como un procedimiento estandarizado. Por tanto, se desaprovecha un importante recurso puesto que es difícil tener una persona que se dedique a recorrer todo el tendido eléctrico revisando la infraestructura.

El mantenimiento predictivo que se realiza dentro de la Cooperativa también es subcontratado a CONELECTRICAS, quién efectúa labores de termografía infrarroja y ultrasonido a lo largo de los principales circuitos de la red de distribución de media tensión, también en los sistemas de generación fotovoltaica, sistema que pertenece al Departamento de Distribución de Energía.

Además, se analizó la relación que existe entre la Dirección de Energía y las demás dependencias de la Cooperativa; este proceso identificó que existen lazos que unen a

esta Dirección junto con la Dirección Comercial y la Dirección Financiera, vínculos que se definen a continuación en los siguientes casos:

En el primer caso, la Dirección Comercial es la encargada de instalar medidores nuevos de tipo residencial. En el proceso las boletas de nuevos servicios pasan a la Dirección de Energía para que sus inspectores visiten y presupuesten el costo del nuevo servicio, luego de esta actividad el inspector devuelve la boleta a Dirección Comercial y ellos se encargan de finalizar el proceso de instalación. Pero cuando el nuevo servicio se refiere a un medidor tipo industrial, el área de Dirección Comercial pasa la boleta a Dirección de Energía y este se encarga del trabajo de inspección e instalación del mismo.

En el segundo caso, la Dirección Financiera está a cargo de los servicios generales y suministros de bodega, por tanto, los trabajos de mejora y mantenimiento diferenciados que utilizan OT no pueden verificar existencia de materiales al programar un trabajo y debe además generarse un duplicado de requerimientos de bodega, para que una boleta quede en Dirección de Energía y otra quede en Dirección Financiera. Por otra parte, si un vehículo se avería servicios generales es el encargado de repararlo.

En cuanto a software de gestión de mantenimiento, este se utiliza solo para programar los trabajos de mantenimiento correctivo diferenciado y los trabajos de mejora, pero no se comunica con la bodega ni la Dirección Financiera, por tanto la información tiende a no quedar registrada de forma correcta para tomar decisiones de mantenimiento.

Existen otros softwares como el SIG o SCADA los cuales son utilizados para referencia geográfica y monitoreo de equipos en línea los cuales son administrados por el departamento de Planificación el cual pertenece a Dirección de Energía. En cuanto a los equipos monitoreados por el sistema SCADA presentan la particularidad de que su

mantenimiento corresponde al Coordinador SIG y la comunicación de este con Distribución de Energía es escasa.

El siguiente diagrama de flujo esquematiza los procesos de mantenimiento en los que se ve involucrado la Dirección de Energía dejando de lado los trabajos por contrata.

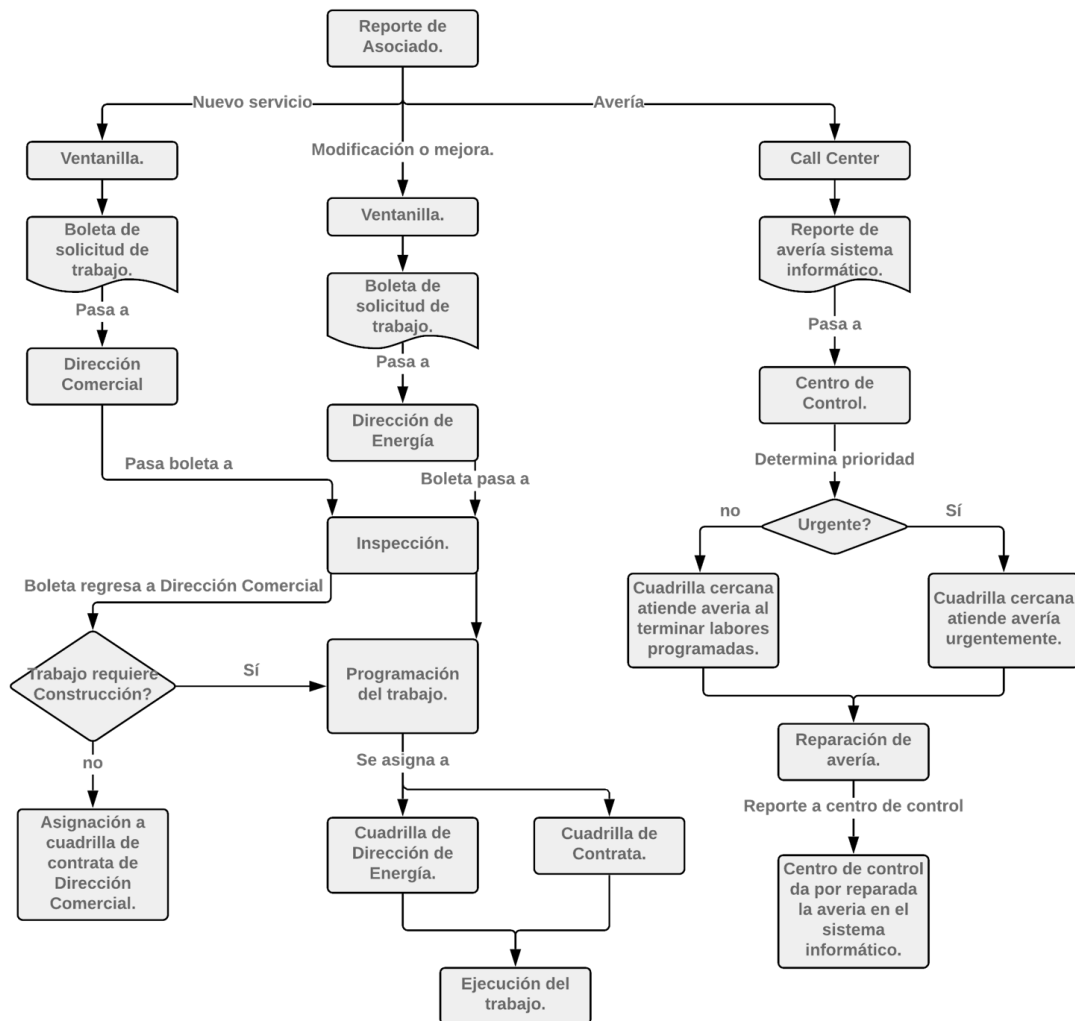


Figura 1.3. Flujograma Procesos de Mantenimiento.

Fuente: Elaboración Propia en Lucidchart.com

En términos generales hasta el día de hoy la mayor cantidad de mantenimiento (al rededor del 70-80%) que se realiza es correctivo inmediato y correctivo diferido y mejorativo; en menor medida se ejecuta mantenimiento preventivo predeterminado y por condición, además, una importante cantidad de mano de obra de mantenimiento se emplea en construcción de nuevas líneas. Las clasificaciones anteriores fueron asignadas según estándar del Comité Europeo de Normalización en Mantenimiento CEN/TC 319 Maintenance, además emitido por la Norma Europea EN 13306 en su actualización del año 2017 como estándar de adopción obligatoria para los 28 países que conforma la Unión Europea según se detalla en la Figura 5.1. Aunque para el presente proyecto estas son de acatamiento voluntario.

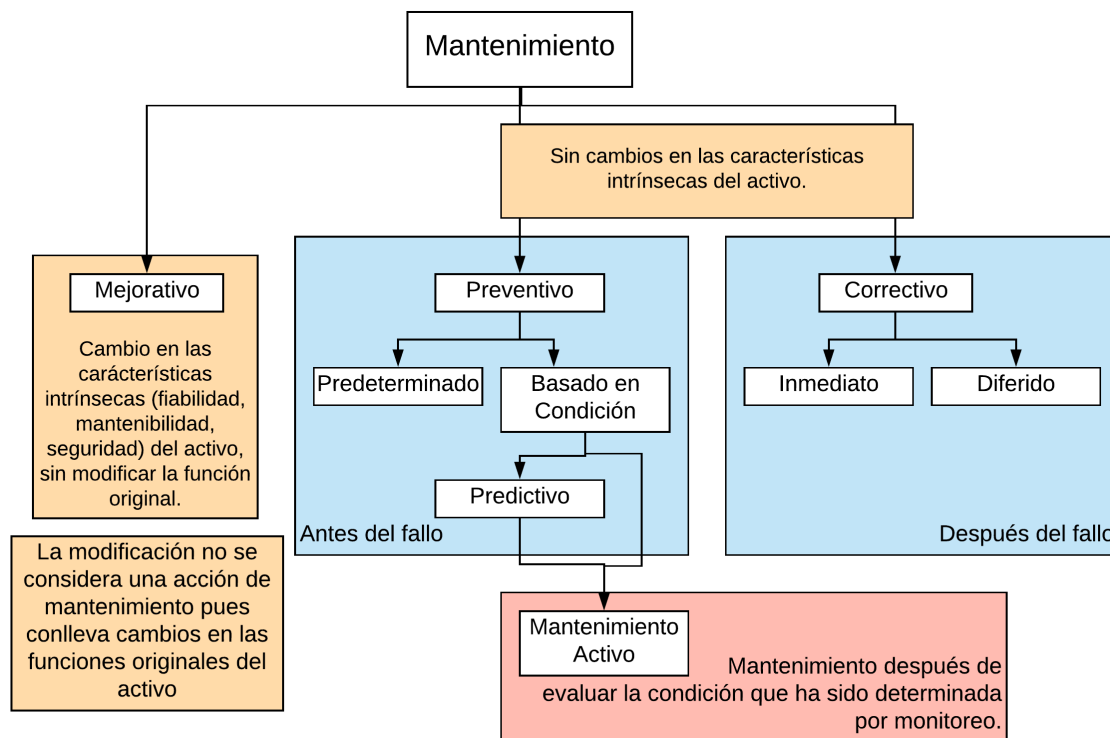


Figura 1.4. Clasificación del Mantenimiento.

Fuente: Sexto, L.(2017).

Una de las mayores esfuerzos que debe hacer la Dirección de Energía (encargada a la distribución de corriente eléctrica), referido específicamente a la gestión del mantenimiento, para optimizar sus procesos es definir un equipo de trabajo que se encargue de esta labor, por este motivo es que actividades tales como revisión de indicadores, elaboración de planes de mantenimiento preventivo, procedimientos para la ejecución de los trabajos preventivos, centralización de los procesos de mantenimiento, registro y análisis de información, entre otros, no se realizan posiblemente por falta de recursos, lo que hace que el personal enfoque la mayoría de sus esfuerzos en el mantenimiento correctivo. Haciendo que muchas regiones tengan disconformidades por frecuentes interrupciones al suministro de energía, aunque se desconoce un dato exacto sobre esta disconformidad de los asociados y como se relaciona con mantenimiento, las jefaturas son conscientes de este tema.

Ahora bien, la situación actual que aqueja la Cooperativa es una situación por resolver, pues existe la necesidad latente del monitoreo que ARESEP realiza sobre la Cooperativa para verificar la calidad de energía brindada a los asociados. Este monitoreo se basa en indicadores tales como disponibilidad, calidad de la energía, servicio, entre otras y aunque Coopesantos R.L. se prepara con un nuevo Software para la recolección de datos que no se registran actualmente, de este modo recopilar más información, lo cierto es que no existe una idea clara sobre cómo mejorar rendimientos en los indicadores que eventualmente superen el máximo de ley según los requerimientos de ARESEP, pues de incumplirlos se incurriría en sanciones económicas para la Cooperativa, las cuales no son deseables cuando se trabaja con pequeños márgenes de utilidad.

1.4.Planteamiento del Problema.

La Dirección de Energía, específicamente referido a la distribución eléctrica, no cuenta con un modelo de gestión integral del mantenimiento .

1.5.Justificación del Proyecto.

Para toda empresa es importante contar con un sistema indicadores que le permita medir de forma cuantitativa su rendimiento como lo dijo el físico y matemático británico Lord Kelvin alguna vez “lo que no se puede medir no se puede controlar; lo que no se puede controlar no se puede administrar; lo que no se puede administrar no se puede mejorar” y para el área de distribución eléctrica de la compañía electrificadora Coopesantos R.L., no es la excepción; por eso la necesidad de medir la efectividad de sus procesos productivos y administrar eficientemente el mantenimiento.

La realización del proyecto es de suma importancia para el área de Distribución de la Energía, pues actualmente no poseen ningún tipo de modelo de gestión mantenimiento basado en indicadores, ciclo de mejoramiento continuo, indicadores de desempeño, planes de mantenimiento, estandarización de actividades por escrito, control y ejecución de procesos de mantenimiento, además que la documentación existente es escasa. Por tal motivo que se justifica dicha propuesta, la cual vendrá a solventar no solamente estos criterios anteriormente descritos, sino que el modelo propone alinear las actividades del área de Distribución Eléctrica con las metas, objetivos, misión, visión y estrategias del área, en un modelo de mando integral.

Además, según los objetivos estratégicos de la Dirección de Energía para el periodo 2018, se destaca el mantener la calidad, confiabilidad y estabilidad en los servicios brindados, aunque este rubro es de suma importancia para la Cooperativa no se tiene un camino definidas acciones concretas y bien documentado, desde el punto de vista

de la gestión del mantenimiento, que le permita alcanzar los objetivos planteados, esto con la finalidad de mejorar la calidad del servicio a mediano plazo.

La Figura 1.4 presentada a continuación, muestra un diagrama de Causa-Efecto generada a partir de los problemas de disponibilidad con los que se cuentan actualmente.

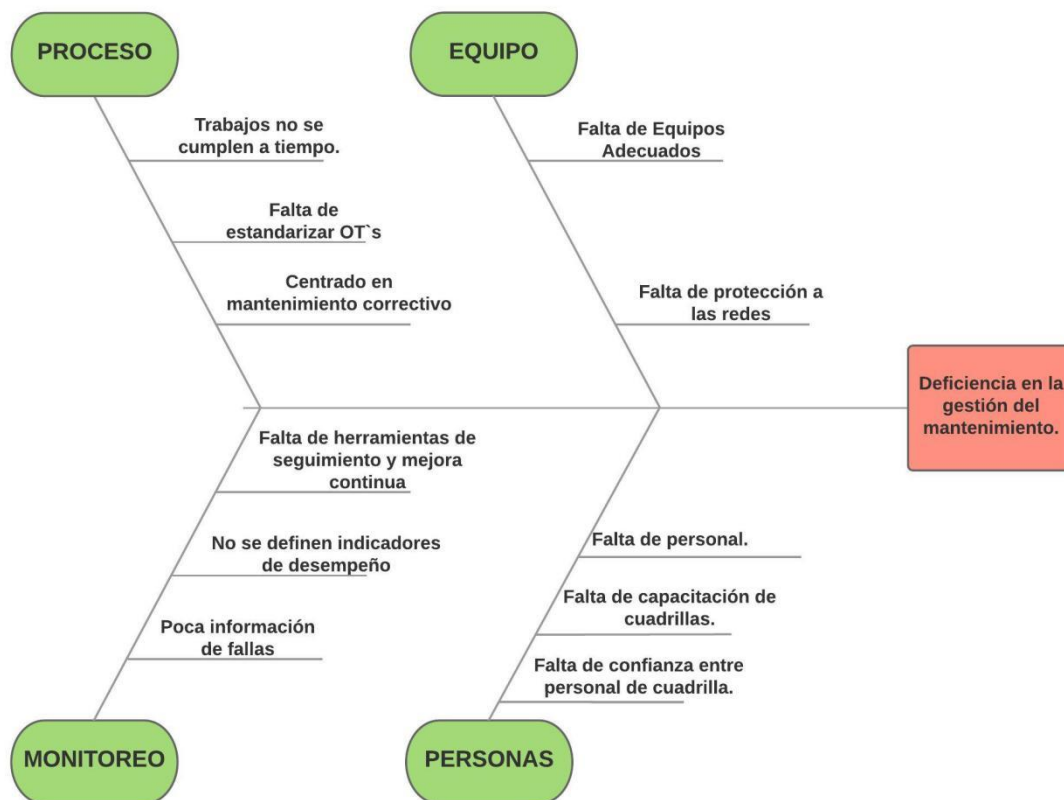


Figura 1.5. Diagrama Causa-Efecto Mantenimiento de Dirección de Energía.

Fuente: Elaboración propia, Lucidchart.com

El presente proyecto pretende analizar las oportunidades de mejora que tiene la Cooperativa en el área de mantenimiento de la red de distribución de energía, mediante la solución de los objetivos que se exponen en el siguiente apartado.

1.6.Objetivos

1.6.1. Objetivo General

Diseñar un modelo de gestión de mantenimiento basado en un cuadro de mando integral (Balance Scorecard) que alinee los objetivos del área de distribución eléctrica de la compañía Coopesantos, con los objetivos de la empresa.

1.6.2. Objetivos Específicos

- Evaluar el grado de madurez del mantenimiento existente, mediante la auditoría Integral de Gestión de Activos, Confiabilidad y Mantenimiento (AMORMS), como guía para el diagnóstico de la gestión actual.
- Realizar un análisis de criticidad en equipos y procesos mediante diagramas de Pareto para la definición de prioridades del mantenimiento.
- Proponer acciones de mantenimiento a las redes de distribución de Dirección de Energía, utilizando procedimientos de inspección para los diferentes elementos de la red.
- Elaborar hoja de trabajo RCM por medio de AMEF, según la jerarquización de los equipos.
- Diseñar un Modelo de Gestión de Mantenimiento basado en el Cuadro de Mando Integral, que permita alinearse con la misión, visión, objetivos y estrategias de la empresa.

1.7.Alcances y Limitaciones

A continuación, se presentan los alcances y limitaciones del presente proyecto.

1.7.1. Alcances.

El proyecto abarca el desarrollo y diseño de un modelo de gestión de mantenimiento basado en un cuadro de mando integral para el área de mantenimiento de Dirección de Energía de Coopesantos R.L., no considera la implementación del modelo.

Por directriz, la Cooperativa debe suministrar a la ARESEP periódicamente resultados de indicadores de mantenimiento, por tal motivo la disposición del área en recibir recomendaciones para mejorar el modelo de gestión actual.

1.7.2. Limitaciones.

Una limitación podría deberse a la falta de información histórica de trabajos realizados de mantenimiento del área de Dirección de Energía.

Capítulo 2. Mantenimiento de Clase Mundial y Diagnóstico del Departamento de Dirección de la Energía.

2.1.Mantenimiento De Clase Mundial.

“Lo bueno es enemigo de lo excelente y lo excelente es enemigo del desarrollo” (Sexto, 2018).

Toda organización que aspire a alcanzar la excelencia temporal en mantenimiento se enfoca en lograr lo que se denomina como “Mantenimiento de Clase Mundial”, este se refiere a optimizar procesos, eliminar desperdicios y en general ser excelente en función de los criterios temporalmente determinados. En este caso se dice alcanzar la excelencia temporal pues lo excelente de hace treinta años no lo es hoy y lo excelente de hoy no lo será en el futuro (Sexto, 2018).

La verdadera dificultad se encuentra en los procedimientos para alcanzar esta excelencia, pues no es sensato imitar resultados derivados de realidades distintas, porque todas las empresas son diferentes en cuanto a actividad, ubicación, personal, administración, entre otros. Por lo tanto, el mantenimiento de clase mundial se enfoca en la satisfacción, superación de expectativas y necesidades del mantenimiento, referenciado en el contexto social y el mercado actual (Sexto, 2018).

Como lo dijo el gran filósofo y científico griego Aristóteles alguna vez al afirmar que “La excelencia no es un acto, sino un hábito”, esto quiere decir que las acciones bien desarrolladas, junto a un programa de mejoramiento continuo y un plan que asegure el hábito institucional de las buenas prácticas, ayudarán sin lugar a dudas a conseguir la excelencia de cualquier empresa.

La gran limitante de la frase que se expuso en el párrafo anterior reside en que las personas por su naturaleza se resisten al cambio; pues evolutivamente los seres

humanos buscan estabilidad y conseguir su zona de confort, lo que dejan a las acciones de mejoramiento continuo en un plano de lucha constante, de ahí la importancia de fomentar los hábitos al cambio entre los colaboradores de la empresa.

Otra frase muy interesante de analizar es la del gran físico alemán Alberth Einstein al afirmar que “No esperes resultados diferentes si haces siempre lo mismo”. Apoyados en esta expresión se asegura que para conseguir el mantenimiento de clase mundial se debe necesariamente modificar los pensamientos, paradigmas y acciones, buscando la optimización de los procesos, mejorando la disponibilidad y confiabilidad, consumiendo la menor cantidad de recursos y a la vez cumpliendo con todas las normas de calidad, seguridad y medio ambiente, lo que en esencia es el mantenimiento sin desperdicio, que diferencia la manera en cómo se realizan las acciones de mantenimiento en la actualidad en búsqueda de la excelencia temporal (Mora, 2009).

El mantenimiento de clase mundial fue desarrollado desde la década de los 80's para aumentar la productividad de las compañías, es un conjunto de ideas fuerzas dirigidas a reorientar la estrategia, hacia un enfoque de mantenimiento proactivo y disciplinado en prácticas estandarizadas, competitivo y con índices de mantenimiento de clase mundial (Gómez, apuntes de clase, segundo semestre 2017).

El lograr mantenimiento de clase mundial conlleva una serie de acciones entre las cuales se pueden citar el mejoramiento continuo, planificar un sistema de indicadores basados en normativas internacionales, compararse con las mejores organizaciones a nivel mundial que desarrollen el mismo tipo de actividad (Benchmarking), entre otros. (Mora, 2009).

El Benchmarking está estrechamente relacionado con el mantenimiento clase mundial, pues según Duffuaa, Raouf, Dixon (2000) “El Benchmarking es un proceso sistémico continuo para evaluar productos, servicios y los procesos de trabajo de las

organizaciones de las que se reconocen que presentan las mejores prácticas con fines de mejora de la organización”.

Los objetivos iniciales de lograr ser clase mundial son:

- Reducción de tiempos de respuesta.
- Productos y servicios de gran calidad.
- Costos competitivos.

Los pilares del mantenimiento de clase mundial son la base estratégica sobre la cual se cimienta la filosofía del mejoramiento continuo.

Templo estructural de WCM

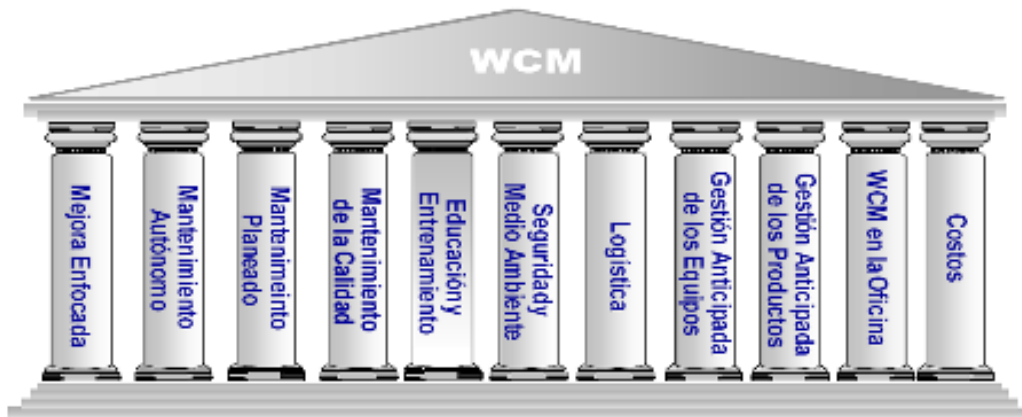


Figura 2.1. Pilares del Mantenimiento de Clase Mundial.

Fuente: Gómez, apuntes de clase, (segundo semestre, 2017).

2.2. Selección de Herramienta para Análisis y Diagnóstico.

La primera etapa para la implantación de un modelo de gestión de mantenimiento constituye una evaluación del estado actual del departamento de mantenimiento y de las necesidades del usuario, así como criterios claros para la recolección de datos en función de la información que se desea obtener (Tavares, 2000). Además, un completo e integral análisis de la situación actual de cualquier departamento incluye además la correcta evaluación y definición de los objetivos, estrategias y responsabilidades de mantenimiento (Viveros et al., 2013).

El análisis y diagnóstico originalmente fue estudiado mediante un “Polígono de Productividad del Mantenimiento” o también conocido como “Radar Mantenimiento”, este diagrama permite observar rápidamente el nivel del mantenimiento actual del departamento por áreas y compararlo con el nivel óptimo al que se desea llegar. Su representación gráfica se muestra en la Figura 2.2 (Tavares, 2000).

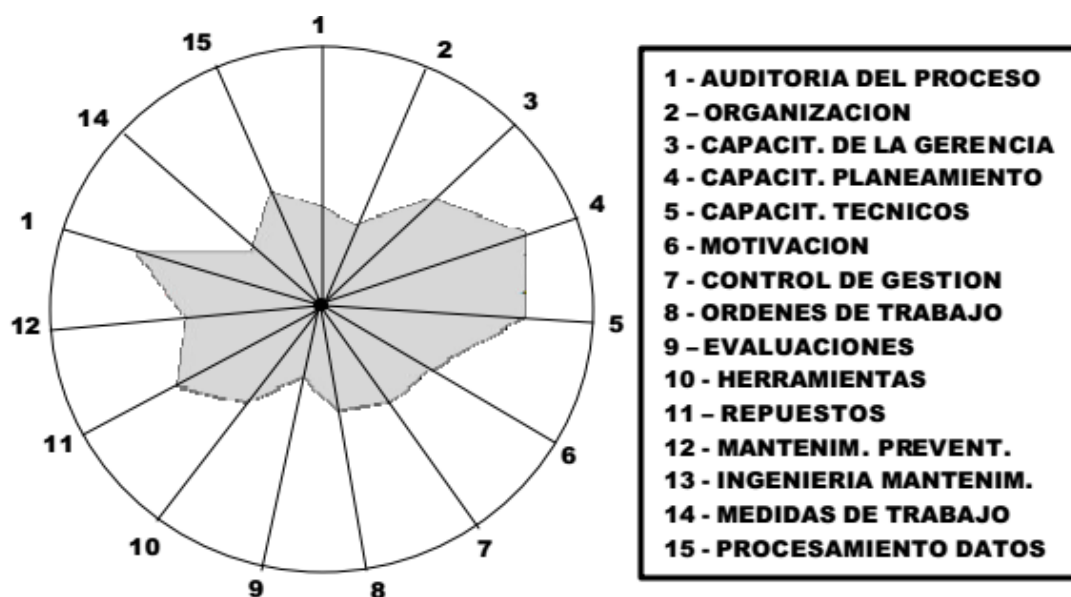


Figura 2.2. Polígono de Productividad del Mantenimiento.

Fuente: Tavares, (2000).

2.2.1. Herramienta de Diagnóstico Utilizada.

Para el caso específico del área de mantenimiento de la Dirección de Energía de Coopesantos R.L. la herramienta seleccionada para evaluar el desempeño del área fue el modelo de “Asset Management, Operational, Reability and Maintenance, Survey” denominada “Auditoría AMORMS” por sus siglas en inglés, la elección de dicha auditoría se basa en que esta se ajusta muy bien a la realidad de la Cooperativa, pues analiza el mantenimiento correctivo, preventivo, predictivo y tercerización a profundidad, además el modelo de análisis de datos se apoya de la auditoría “Maintenance World Class” denominada MWC, ambos correspondientes al artículo “Técnicas de Auditoría aplicadas en los Procesos de Gestión del Mantenimiento y de la Confiabilidad”, elaborada en el año 2015 por los ingenieros Carlos Parra y Adolfo Crespo, dicho artículo se tomó de la página IngeCon, la cual pertenece al Ing. Carlos Parra.

El motivo principal de tomar un modelo de auditoría apoyado en un sistema de análisis de datos distinto, se da principalmente porque el modelo de auditoría AMORMS no ubica en términos generales el área de mantenimiento en una categoría específica y aunque facilita la visualización de los resultados en un diagrama de radar, mostrando la situación actual y el nivel máximo al que se puede aspirar, dificulta la labor de definir hasta donde se quiere mejorar los procesos de mantenimiento. Por esta razón apoyar el análisis de resultados de la encuesta AMORMS en la auditoría denominada MWC ayudará a tener un panorama más amplio sobre la proyección del mantenimiento.

Otra razón de apoyar el análisis de resultados es que ambos modelos poseen muchas similitudes, como lo son la misma cantidad de preguntas, puntuación por pregunta de 1 a 5, además de que ambos modelos poseen distinta cantidad de preguntas por área, asumiendo que cada una tiene el mismo nivel de importancia.

2.2.2. Definición de Variables a Utilizar en la Auditoría AMORMS.

El modelo seleccionado se evaluó y adecuó a las necesidades reales de la empresa, debido a que áreas tales como el costos del ciclo de vida de activos, procedimientos e instructivos de trabajo, entre otros, no se consideran necesarios medir, pues por ejemplo, los activos principales son de larga vida y no poseen un modelo de depreciación o degradación establecido por la compañía desde el momento de su compra, inclusive hay aisladores, transformadores, entre otros, que se conservan funcionando desde la fundación de la Cooperativa en 1965). Así que incluir todas estas áreas y sub-áreas en la auditoría podría generar imparcialidad en las respuestas.

A continuación, se muestran las áreas y sub-áreas de dicha auditoría elaborada por los ingenieros Parra y Crespo (2017), ajustada a la realidad de la empresa:

1. Gestión de activos, objetivos del negocio (KPI's) y organización de soporte.
 - a) Visión gerencial y liderazgo.
 - b) Políticas integrales de mantenimiento (Gerencial).
 - c) Control Financiero (KPI's claves del negocio).
2. Modelos de jerarquización basados en riesgo (criticidad de activos).
 - a) Priorización de equipos.
 - b) Gestión de los procesos de seguridad, salud y ambiente.
3. Análisis de problemas (manejo de fallas).
 - a) Equipos multidisciplinarios de optimización.
 - b) Métodos de análisis de fallas.
4. Procesos de programación, planificación y optimización de planes de mantenimiento, inspección y operaciones.
 - a) Programación y planificación.
 - b) Planes de mantenimiento por condición.
 - c) Técnicas de optimización en las áreas de confiabilidad, mantenimiento y operaciones.

5. Procesos de asignación de recursos, soporte informático y soporte logístico a los procesos de mantenimiento y confiabilidad.
 - a) Sistema de soporte informático de mantenimiento (Software de mantenimiento).
 - b) Sistemas de control de documentos.
 - c) Manejo de repuestos y materiales (logística).
 - d) Procesos de administración de las bodegas e inventarios.
6. Procesos de control y análisis de indicadores técnicos del negocio.
 - a) Indicadores de desempeño técnico
 - b) Programas de revisión de los planes de mantenimiento.
 - c) Procesos de control de operaciones.
 - d) Control de contratistas.
 - e) Gestión de talleres.
7. Procesos de revisión y mejora continua.
 - a) Control de Calidad.
 - b) Programas de mejora continua.
 - c) Programas de desarrollo de personal.

2.2.3. Escala de Medición de la Auditoría.

Para la medición, el encuestado evalúa y puntúa cada pregunta entre 1 y 5 de acuerdo con la escala definida en la auditoría AMORMS, tal como se muestra a continuación:

1. Proceso muy deficiente.
2. Proceso debajo del promedio.
3. Proceso estándar promedio.
4. Proceso con muy buenas prácticas.
5. Proceso a nivel de clase mundial.

2.2.4. Método de Recolección de Datos de la Auditoría.

El proceso de análisis y diagnóstico de la auditoría AMORMS consta de un total de 105 preguntas distribuidas en 7 áreas, cada una de las cuales están conformadas por sub-áreas y a su vez cada sub-área contiene cinco preguntas.

La auditoría AMORMS se aplica a partir de la línea de supervisión hacia arriba, tomando supervisores, ingenieros, superintendentes y gerentes, por medio de entrevistas personales e individuales. Cada participante da sus respuestas de forma anónima y los resultados finales serán mostrados por medio de diagramas o gráficos. Según como se explica más adelante.

2.2.5. Evaluación de resultados de la Auditoría.

La evaluación de los resultados de la auditoría se analiza mediante dos procedimientos, dados por las auditorías AMORMS y MWC. Los cuales se detallan a continuación:

En el primer caso referente a la metodología de análisis de la auditoría AMORMS, al finalizar las entrevistas, las puntuaciones asignadas por cada participante se totalizan por áreas y se dividen entre la cantidad de preguntas de dicha área y la cantidad de participantes, de este modo se obtiene una puntuación promedio por pregunta para cada una de las áreas evaluadas. Los resultados se muestran en un diagrama tipo radar, parecido al de la Figura 2.2 mostrada anteriormente. donde el valor mínimo que se puede obtener es 1 y el máximo 5.

En esta metodología se visualizará un panorama general del nivel de mantenimiento en el que se encuentra la Dirección de Energía y el nivel máximo al que se puede aspirar por cada área. Es importante aclarar que cada categoría posee una cantidad distinta de preguntas, por tanto, un puntaje máximo posible distinto, pero al mostrarse el resultado promedio de cada pregunta, los valores mostrados en el diagrama de radar varían independientemente de 1 a 5 tal como se observa en la Tabla 2.1.

Tabla 2.1 Puntuaciones Máximas y Mínimas por Áreas Según Metodología AMORMS.

Áreas.	Puntaje Mín Esperado	Puntaje máx esperado
1. Gestión de Activos, Objetivos del Negocio (KPIS) y Organización de Soporte	1	5
2. Modelos de Jerarquización basados en Riesgo (Criticidad de Activos)	1	5
3. Análisis de problemas (manejo de fallas)	1	5
4. Procesos de programación, planificación y optimización de planes de mantenimiento, inspección y operaciones	1	5
5. Procesos de asignación de recursos, soporte informático y soporte logístico a los procesos de Mantenimiento y Confiabilidad	1	5
6. Procesos de control y análisis de indicadores técnicos del negocio (RAM)	1	5
7. Proceso de revisión y mejora continua	1	5

Fuente Elaboración Propia en Microsoft Excel.

En el segundo caso, usando la metodología de Mantenimiento de Clase Mundial “MWC”, las puntuaciones de cada área se suman, luego se dividen entre la cantidad de personas a las cuales se les aplicó la encuesta para obtener un total por área, finalmente se suman los puntajes promedios de todas las áreas para obtener una puntuación total de la auditoría, siendo 525 y 105 las puntuaciones totales máximas y mínimas que se puede obtener al finalizar la evaluación tal como se muestra en la Tabla 2.2.

Tabla 2.2. Puntuaciones Máximas y Mínimas por Áreas según metodología MWC.

Áreas.	Valor Máx Esperado	Valor Mín Esperado
1. Gestión de Activos, Objetivos del Negocio (KPIS) y Organización de Soporte	75	15
2. Modelos de Jerarquización basados en Riesgo (Críticidad de Activos)	50	10
3. Análisis de problemas (manejo de fallas)	50	10
4. Procesos de programación, planificación y optimización de planes de mantenimiento, inspección y operaciones	75	15
5. Procesos de asignación de recursos, soporte informático y soporte logístico a los procesos de Mantenimiento y Confiabilidad	100	20
6. Procesos de control y análisis de indicadores técnicos del negocio (RAM)	100	20
7. Proceso de revisión y mejora continua	75	15
Total	525	105

Fuente Elaboración Propia en Microsoft Excel.

Finalmente, se estima la categoría en la que se encuentra el área de mantenimiento de Dirección de Energía en función del puntaje total obtenido y de los rangos mostrados en la Tabla 2.3.

Tabla 2.3. Calificación Auditoría AMORMS.

Rango	Clasificación (%)	Categoría
525 - 470	100% - 90%	Clase Mundial / Excelencia del mantenimiento.
469 - 370	89% - 70%	Muy buenas prácticas de mantenimiento.
369 - 270	69% - 51%	Mantenimiento estándar promedio.
269 - 170	50% - 32%	Mantenimiento debajo del promedio.
< 169	< 31%	Mantenimiento muy deficiente

Fuente: Crespo y Parra 2017.

2.3.Evaluación del Área de Dirección de Energía.

Para la evaluación del mantenimiento del área de Dirección de Energía se entrevistan a un total de 8 participantes, entre los que se encontraban el Ing. Gustavo Jara (Director de Energía), Ing. Claudio Ureña (Jefe de Distribución de Energía), el Ing. Ronald Castillo (Gestor de Información con ARESEP), Supervisor y líderes de cuadrillas, los cuales asignaron puntajes a cada una de las preguntas propuestas en la auditoría seleccionada y según la escala de medición mostrada en el apartado 2.2.3. El cuestionario completo de la auditoría se muestra en el anexo 1.

2.3.1. Análisis de Resultados Metodología AMORMS

La Tabla 2.4 muestra los resultados promedios obtenidos en la evaluación del mantenimiento del área de Dirección de Energía, mediante la técnica definida en la Auditoría Integral de Gestión de Activos, Confiabilidad y Mantenimiento la cual presenta los datos mediante un diagrama de radar. Estos datos ya han sido procesados tal como se definió en el apartado de evaluación de resultados de la auditoría.

Tabla 2.4. Resultados de Auditoría Según AMORMS.

Áreas.	Máximo	Promedio
1. Gestión de Activos, Objetivos del Negocio (KPIS) y Organización de Soporte	5	2,9
2. Modelos de Jerarquización basados en Riesgo (Criticidad de Activos)	5	3,0
3. Análisis de problemas (manejo de fallas)	5	2,4
4. Procesos de programación, planificación y optimización de planes de mantenimiento, inspección y operaciones	5	2,4
5. Procesos de asignación de recursos, soporte informático y soporte logístico a los procesos de Mantenimiento y Confiabilidad	5	2,3
6. Procesos de control y análisis de indicadores técnicos del negocio (RAM)	5	2,6
7. Proceso de revisión y mejora continua	5	2,6

Fuente: Elaboración Propia en Microsoft Excel.

En la Tabla 2.4 se visualizan los datos de la puntuación promedio por pregunta de cada una de las áreas evaluadas en la auditoría. Además, en los resultados se observa que los valores máximos y mínimos obtenidos son respectivamente 3,0 y 2,3 de una puntuación máxima posible de 5.

Seguidamente, los datos de la Tabla 2.3 se muestran en una gráfica de tipo radar, con el objetivo de facilitar la visualización e interpretación de los resultados. Lo cual es parte importante del trabajo de auditoría efectuado.

De los resultados obtenidos en la ejecución de la auditoría se logra construir el polígono de productividad mostrado en la gráfica 2.1, para el área de mantenimiento de la Dirección de Energía, con el objetivo de facilitar la visualización e interpretación de los resultados; de este modo identificar oportunidades de mejora, concluir resultados y recomendar acciones para optimizar los procesos de mantenimiento que se realizan en la Cooperativa.

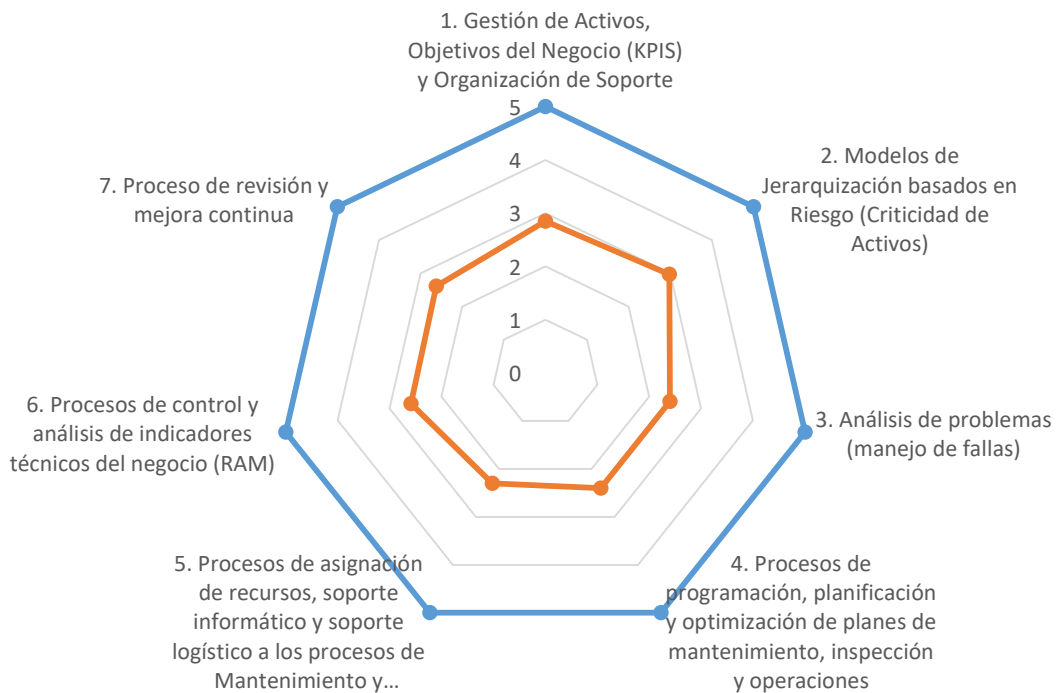


Gráfico 2.1. Resultados de Auditoría según AMORMS.

Fuente: Elaboración propia en Microsoft Excel.

Como se observa del radar mostrado en la gráfica 2.1 y según el método de análisis de la auditoría AMORMS, se presentan dos polígonos, uno en color naranja y el otro en color azul, la línea en naranja representa el nivel en el que se encuentra el mantenimiento en este momento dentro de la Dirección de Energía, la línea azul representa el nivel óptimo al que se puede aspirar, que en este caso es el mantenimiento de clase mundial.

Además, se puede concluir que las categorías de “Gestión de Activos, Objetivos del Negocio y Organización de Soporte” así como “Modelos de Jerarquización Basados en Riesgo” se encuentran aproximadamente a la mitad del nivel máximo deseado, las otras 5 categorías tienen una tendencia a estar por debajo del “Proceso Estándar Promedio” y por encima de un “Proceso por Debajo del Promedio”; siendo “Procesos

de asignación de recursos, soporte informático y soporte logístico a los procesos de Mantenimiento y Confiabilidad” el área evaluada presentó un menor puntaje dentro de la Auditoría.

Al realizar el análisis se observan las deficiencias del método, en cuanto a la presentación de los datos, pues no permite hacer un análisis a fondo de los resultados obtenidos para concluir información relevante, tampoco determina de forma eficiente las áreas de mayor interés a impactar en el presente proyecto. Precisamente, es aquí donde se notan las deficiencias del sistema utilizado y la necesidad de reforzar el análisis de datos con otra técnica.

2.3.2. Análisis de Resultados Metodología MWC.

En la Tabla 2.4 se muestran los resultados promedios obtenidos de la aplicación de la auditoría, pero ahora tabulados mediante la metodología que propone la auditoría de Mantenimiento de Clase Mundial (MWC), la cual vendrá a reforzar los resultados ya obtenidos en el apartado anterior.

Tabla 2.5 Resultados de Auditoría Según MWC.

Áreas.	Puntaje Promedio	Valor máx esperado	Desviación estándar	Porcentaje
1. Gestión de Activos, Objetivos del Negocio (KPIS) y Organización de Soporte.	42,8	75	3,59	57%
2. Modelos de Jerarquización basados en Riesgo (Críticidad de Activos).	29,8	50	3,86	60%
3. Análisis de problemas (manejo de fallas).	24,0	50	2,94	48%
4. Procesos de programación, planificación y optimización de planes de mantenimiento, inspección y operaciones.	36,0	75	3,83	48%
5. Procesos de asignación de recursos, soporte informático y soporte logístico a los procesos de Mantenimiento y Confiabilidad.	46,0	100	6,06	46%
6. Procesos de control y análisis de indicadores técnicos del negocio (RAM).	51,8	100	6,50	52%
7. Proceso de revisión y mejora continua.	39,3	75	6,80	52%
Total	269,5	525		51%

Fuente: Elaboración propia en Microsoft Excel.

La Tabla 2.5 muestra en la primera columna la suma del puntaje promedio obtenido entre los 8 participantes, la segunda columna muestra el valor máximo esperado para cada sub-área, la tercera columna presenta la desviación estándar de los datos obtenidos y la última columna se refiere a la calificación porcentual que se obtuvo para cada categoría.

La última fila de la Tabla 2.4 muestra la suma de los puntajes promedios obtenidos para cada área, así como el porcentaje promedio general de la auditoría. Al comparar este dato total obtenido de 269,5 con la Tabla 2.3 se puede concluir que el nivel del mantenimiento del área de Dirección de Energía se encuentra en la categoría de “Mantenimiento debajo del promedio”. Esta información se corrobora al observar el porcentaje promedio general, pues esta categoría se selecciona entre los rangos del 51% al 69%.

2.3.3. Áreas a Impactar con las Propuestas del Modelo de Gestión.

Si se analiza individualmente cada una de las áreas mediante la metodología de análisis de resultados Maintenance World Class (MWC), observando específicamente la columna de porcentaje promedio y comparando los datos nuevamente con la Tabla 2.3 se concluye que las áreas a impactar con el presente proyecto serían “Análisis de Problemas”, “Procesos de programación, planificación y optimización de planes de mantenimiento, inspección y operaciones” así como “Procesos de asignación de recursos, soporte informático y soporte logístico a los procesos de Mantenimiento y Confiabilidad”. Esto debido a que los porcentajes promedios de estas áreas se encuentran “por debajo del mantenimiento estándar promedio” el cual se define en 51% como mínimo.

Aunque, esta conclusión no excluye las debilidades existentes en las demás áreas, por tal motivo se recomienda darles seguimiento e incluir futuros proyectos donde se vean reforzadas estas secciones que se escapen al alcance del proyecto.

Las gráficas presentadas a continuación detallan individualmente cada una de las áreas a impactar con el presente proyecto, mostrándose las sub-áreas y los puntajes los cuales varían entre 5 y 25 para cada caso.

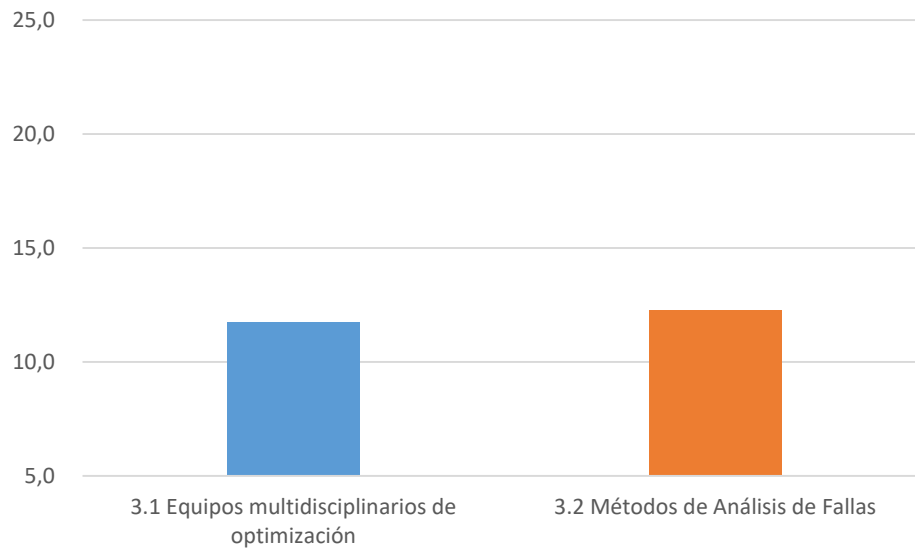


Gráfico 2.2 Área Análisis de Problemas.

Fuente: Elaboración Propia en Microsoft Excel.

El área de “Análisis de Problemas” cuenta con dos sub-áreas las cuales se muestran en el gráfico 2.2, donde se puede observar que ambas recibieron un bajo puntaje alrededor de los 12 puntos de un máximo posible de 25. Lo cual confirma la deficiencia en la que se encuentra el área evaluada.

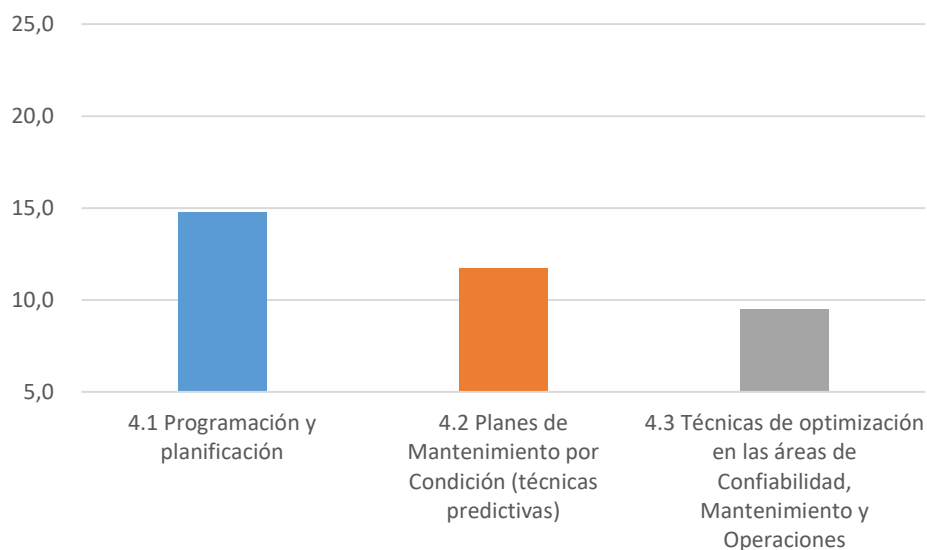


Gráfico 2.3 Área Procesos de Programación, Planificación y Optimización de los planes de mantenimiento, inspección y operaciones.

Fuente: Elaboración Propia en Microsoft Excel.

El área de “Procesos de Programación, Planificación y Optimización de los Planes de Mantenimiento, Inspección y Operaciones” se evaluó mediante tres sub-áreas, tal como se muestra en el gráfico 2.3, donde ninguna de ellas supera los 15 puntos, siendo “Técnicas de Optimización en las Áreas de Confiabilidad, Mantenimiento y Operaciones” la más afectada de este apartado, alcanzado menos de 10 puntos al finalizar la auditoría.

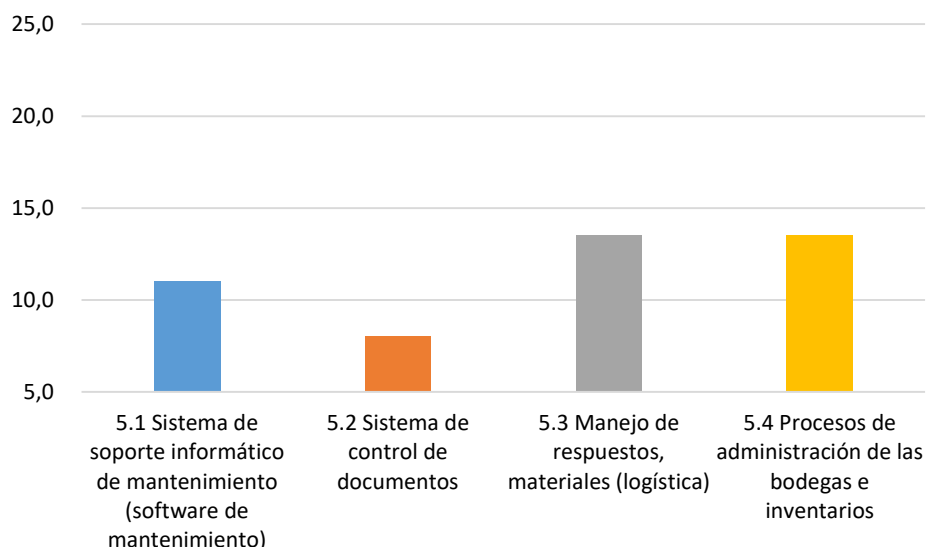


Gráfico 2.4 Área Procesos de Asignación de Recursos, Soporte Informático y Soporte Logístico a los Procesos de Mantenimiento y Confiabilidad.

Fuente: Elaboración Propia en Microsoft Excel.

El cuanto al área de “Procesos de Asignación de Recursos, Soporte Informático y Soporte Logístico a los Procesos de Mantenimiento y Confiabilidad” este posee cuatro sub-áreas, tal como se observa en el gráfico 2.4, al igual que los casos anteriores ninguna de ellas supera los 15 puntos, donde “Sistemas de Control de Documentos” es el más afectado, presentando un puntaje que no supera los 10 puntos.

Como se puede apreciar de los últimos tres gráficos referentes a las áreas de menores puntajes evaluadas en la auditoría. Se concluye, que cada una de las sub-áreas contenidas, poseen un bajo rendimiento, pues en ninguno de los tres casos existe una sub-área con un puntaje superior a 15 lo que evidencian las debilidades de existentes en cada caso.

Capítulo 3. Determinación de Equipos y Procesos Críticos del Mantenimiento la red de distribución a cargo de la Dirección de Energía.

El presente capítulo presenta un análisis de interrupciones del servicio eléctrico dentro del área concesionada a Coopesantos R.L. referentes a la cantidad de averías, afectaciones, horas indisponibilidad y causas de las mismas, según el circuito y el nivel al cual ocurrieron estas. Más adelante se detallan cada uno de estos parámetros utilizados en el análisis.

Las interrupciones registradas se analizaron mediante la metodología de Pareto, el cual se explica en detalle más adelante. Además, se concluyen los resultados obtenidos y se recomiendan acciones para mejorar y reducir las interrupciones al circuito de distribución de energía.

3.1. Proceso para Determinar Criticidad.

Tal como se describió en la sección 1.3 la mayoría del mantenimiento realizado por la Cooperativa se da por interrupciones derivadas de averías, otra parte importante de las labores se basa en las mejoras y ampliaciones de la red de distribución eléctrica con el fin de mejorar el servicio y llevarlo a nuevos abonados.

El presente capítulo analiza la información derivada de las interrupciones que se han producido a la red de distribución eléctrica en los últimos años, con la finalidad de determinar cuáles son los equipos y procesos críticos del mantenimiento ejecutado por el Departamento de Distribución de Energía, labor la cual no se ha registrado con anterioridad y es de suma importancia para tomar decisiones administrativas, a fin de optimizar los recursos de la organización.

3.1.1. Pareto.

La labor de determinar los equipos y procesos críticos se verá apoyada en la metodología de “Análisis de problemas mediante diagramas de Pareto”. La cual presenta los datos seleccionados de forma descendente en una gráfica de barras, permitiendo de esta manera observar y asignar un orden en las prioridades de mantenimiento, de esta forma tomar decisiones y centrar esfuerzos (Gómez, apuntes de clase, segundo semestre 2017).

El principio de Pareto fue descrito por Vilfredo Pareto el cual especifica de forma empírica una relación desigual entre entradas y salidas, identificando los elementos poco vitales y los mucho triviales. El principio de Pareto se basa en la observación, por tanto, no es un método científico y no estipula que todas las situaciones vayan a mostrar este comportamiento, pero es ampliamente usado para describir un fenómeno pues esta es una distribución típica de la naturaleza.

Este principio establece dos grupos de porciones distribuidos en un 80-20 clasificándose como los “pocos de mucho” y los “muchos de poco”, visto desde diferentes perspectivas se tienen los siguientes ejemplos:

- Población: El 20% de las personas poseen el 80% del dinero.
- Economía: El 20% de los inversores se quedan con el 80% del dinero de la bolsa.
- Producción: El 20% de los trabajadores producen el 80% de los resultados.
- Ventas: El 20% de los clientes, representan el 80% de las ventas.
- Mantenimiento: El 20% de las causas generan el 80% fallos de los sistemas.
- Diseño: el 80% del esfuerzo produce el 20% de la obra.

Bajo este principio y tomando como referencia que la distribución se cumple para el caso de estudio, se evaluarán las averías en distribución de energía bajo este principio,

para determinar cuáles son las causas de mantenimiento que representan un mayor esfuerzo.

Pasos para la aplicación del principio de Pareto al mantenimiento de una industria:

1. Identificar el área o el problema que se deseé mejorar.
2. Determinar una lista de factores que inciden sobre el área o el problema que se desee mejorar.
3. Definir el periodo de recolección de datos.
4. Recolección de datos.
5. Ordenar datos.
6. Calcular porcentajes.
7. Calcular porcentajes acumulados.
8. Graficar factores, porcentajes y porcentajes acumulados en un mismo elemento.

3.1.2. Determinación de criticidad según Pareto.

Para la aplicación del principio de Pareto en las labores de mantenimiento realizadas por la Dirección de Energía, se deben evaluar todos los pasos expuestos anteriormente, antes de valorar cualquier información referente al mantenimiento con la finalidad de aplicarlo donde sea de mayor utilidad, de esta forma obtener un análisis de criticidad certero sobre los procesos y equipos. A continuación, se muestra la valoración para cada caso:

1. El área que se desea impactar es el Departamento de Distribución de Energía debido a que contiene la mayor cantidad de actividades sensibles (desde el punto de vista de afectación al asociado).
2. Los factores que inciden sobre el mantenimiento son principalmente las interrupciones a la red de distribución y la falta de planificación de las actividades de mantenimiento.

3. El periodo de recolección de datos fue anual, comparando el historial de fallas de los últimos años.
4. Los datos fueron recolectados de la base de datos interrupciones del Sistema de Información Geográfica (SIG).
5. Los datos ordenados y cálculos de porcentajes se muestran en tabla para cada caso.
6. Las gráficas se construyeron a partir de los datos de las tablas para caso.

Además, este análisis debe aportar en la solución de la problemática que se desea resolver con la presente propuesta.

3.2. Análisis de Interrupciones.

Este apartado muestra diversos análisis realizados a los históricos de interrupciones de energía de los circuitos, con la finalidad de determinar cuáles son los equipos y procesos críticos dentro del Departamento de Distribución de Energía, de esta manera enfocar esfuerzos en optimizar el mantenimiento de la Cooperativa con la presente propuesta.

Es importante antes de entrar al análisis de las averías enumerar algunos conceptos básicos que se manejan a nivel de compañía, con el objetivo de comprender e interpretar mejor los resultados:

- *Horas interrupción:* Total de horas invertidas por las cuadrillas del Departamento de Distribución de Energía para atender las interrupciones al circuito eléctrico.
- *Horas de indisponibilidad:* Multiplicación de la duración de una falla por la cantidad de usuarios afectados por la misma.
- *Total de horas indisponibilidad:* Suma de todas las horas de indisponibilidad para un periodo establecido.

- *Afectaciones*: Es la suma de usuarios afectados por cada una de las interrupciones producidas en un ramal, periodo de tiempo y nivel específico. en este caso existe la posibilidad de que un asociado sume más de una vez.
- *Causa Interrupción*: Son clasificaciones propiamente de la Cooperativa para asignar una causa a cada una de las interrupciones que se presentan en la red de distribución.
- *Circuitos*: Estos se dividen por sectores o ubicaciones geográficas y cada uno tiene un nombre el cual lo identifica. Tal como se muestra en Tabla 3.1.

Tabla 3.1 Nombre y Ubicación de los Circuitos.

Nombre Circuito.	Ubicación.
1	Dota
2A	Acosta
2B	Intermedia
3	La Lucha
4	Mora
5	San Gerardo
6	San Antonio
7	San Marcos
8	Casa Mata.

Fuente: Elaboración Propia en Microsoft Excel.

Nota: Para todos los casos de análisis no se contemplará el circuito 3 de “La Lucha” por tener un único usuario “Gran Industrial” el cual presenta un período de interrupción anual muy reducido.

- *Nivel*: Ubica la sección del circuito de distribución donde se presentó la falla. Se clasifican según se muestra en la Tabla 3.2.

Tabla 3.2 Niveles Donde se Pueden Presentar una Falla.

Nivel	Ubicación
Nivel I	Barra de media tensión.
Nivel II	Circuitos ramales de reposición manual o automática.
Nivel IV	Ramales monofásicos.
Nivel V	Transformadores.
Nivel VI	Medidores y acometidas.

Fuente: Elaboración Propia en Microsoft Excel.

3.2.1. Total de Horas de Interrupción.

Al iniciar con el análisis de interrupciones, se solicita un histórico de tiempos invertidos y reparaciones efectuadas por las cuadrillas en los últimos 5 años, con el objeto de revisar la cantidad de fallas ocurridas al circuito anualmente y las horas de indisponibilidad sufridas por la red; de esta manera encontrar una tendencia del como crecen las labores de mantenimiento en la Cooperativa. A pesar de que esta información no será evaluada por medio de diagramas de Pareto, será relevante para las decisiones del mantenimiento.

Al tabular la información solicitada se obtiene la gráfica 3.1, la cual presenta la cantidad total de horas anuales invertidas por todas las cuadrillas de Distribución de Energía para restablecer el fluido eléctrico, debido a diferentes causas que provocan perturbaciones a las líneas de distribución.

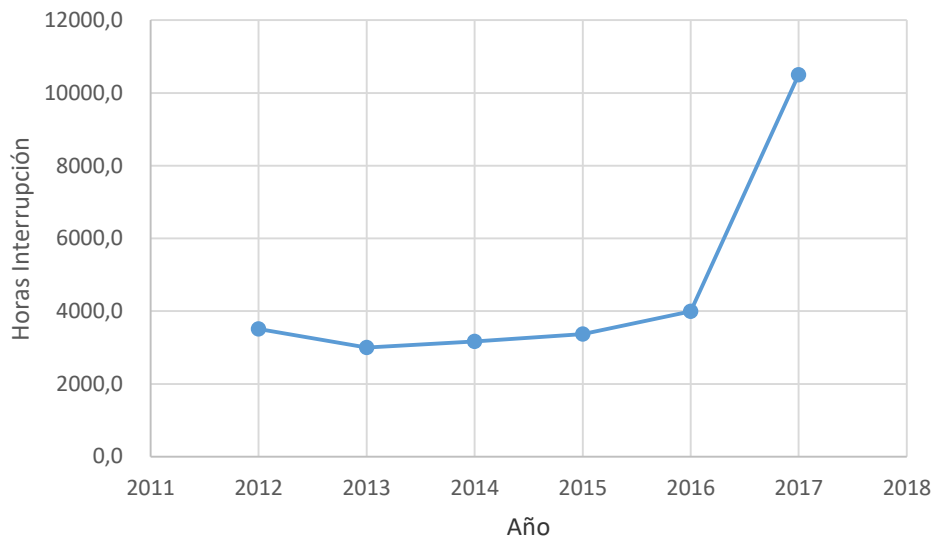


Gráfico 3.1 Total de Horas Interrupción por Año.

Fuente: Elaboración Propia en Microsoft Excel.

Del gráfico 3.1 se observa como en los últimos cinco años existe una tendencia constante al aumento en la cantidad de horas invertidas a atender interrupciones del circuito de distribución, lo que implica además una mayor demanda en la mano de obra invertida al mantenimiento. Del gráfico se puede observar que el crecimiento de las horas de mantenimiento entre el año 2013 a 2015 fue aproximadamente un 13%, para el año 2016 el crecimiento fue de un 18% en relación con el 2015, pero el año 2017 es atípico mostrando un aumento de más del 150%, debido principalmente a la onda tropical "Nate" que ocasionó grandes desastres en toda la zona concesionada.

Si eventualmente se eliminaran las horas invertidas por las cuadrillas de mantenimiento durante la afectación de la tormenta la cual fue en octubre del 2017, la gráfica 3.1 mostraría una tendencia al aumento de un 35% aproximadamente con respecto al 2016, ejercicio el cual no se muestra para efectos de este análisis. De tal análisis se confirma que los aumentos en las labores de mantenimiento han venido

creciendo rápidamente conforme pasan los años sin importar si existe o no un fenómeno natural fortuito.

Del gráfico 3.1 además se puede concluir que, la necesidad de más mano de obra en mantenimiento a venido creciendo año tras año desde el 2013 hasta la fecha, en parte por el crecimiento de la red de distribución, además de las labores de gestión, el cual es un factor importante a mejorar por el departamento de distribución.

El análisis anteriormente expuesto no es concluyente pues no muestra el nivel al que se dio la interrupción, la cantidad de usuarios afectados, la causa de la interrupción, el circuito afectado en cada interrupción entre otros o el tiempo que tardó la interrupción. Por eso, la necesidad de complementar el estudio.

Para determinar criticidad de procesos y equipos en los siguientes análisis se utilizarán los datos generados en los últimos dos años referente a interrupciones del servicio, esto debido a que la cantidad de datos por tabular es bastante extensa, además durante este periodo la red de distribución a presentado una extensión y comportamiento similar.

3.2.2. Horas Indisponibilidad por Circuito.

El presente apartado analizará los tiempos de suspensión del servicio sufridos por cada uno de los circuitos de la red de distribución eléctrica de la Cooperativa en los últimos dos años, de este modo determinar cuáles presentan la mayor cantidad de horas indisponibilidad en la red, por otra parte, este análisis excluye el nivel al que sucedió la interrupción, el cual se complementará con los siguientes apartados.

A continuación, se observan dos tablas y dos gráficas con información referente a acumulados de horas indisponibilidad por circuitos, analizada mediante la metodología de Pareto. La Tabla 3.3 y gráfica 3.2 presentan la información referente al año 2016, mientras que la Tabla 3.4 y la gráfica 3.3 contienen la información referente al año 2017.

Tabla 3.3 Horas Indisponibilidad por Circuito, 2016.

Circuito	Ubicación	Total de Horas Indisponibilidad	% Del Total	% Acumulado Del Total
4	Mora	212.656,32	39,79%	39,79%
7	San Marcos	78.894,55	14,76%	54,55%
2A	Acosta	78.396,53	14,67%	69,21%
1	Dota	75.261,17	14,08%	83,30%
2B	Intermedia	72.564,35	13,58%	96,87%
8	Casa Mata	9.198,25	1,72%	98,59%
6	San Antonio	5.815,60	1,09%	99,68%
5	San Gerardo	1.708,78	0,32%	100,00%

Fuente: Elaboración Propia en Microsoft Excel.

La Tabla 3.3 muestra los 8 circuitos en cuestión, ordenados de forma descendente respecto a la cantidad acumulada de horas indisponibilidad para el año 2016, además muestra sus respectivos porcentajes totales absolutos y acumulados según la metodología análisis de Pareto.

En la Tabla 3.3 se aprecia que los circuitos de San Marcos, Acosta, Dota e Intermedia poseen un porcentaje absoluto muy parecido, siendo Mora el circuito con mayor cantidad de horas indisponibilidad; además, Casa Mata, San Antonio y San Gerardo poseen una baja interrupción del servicio.

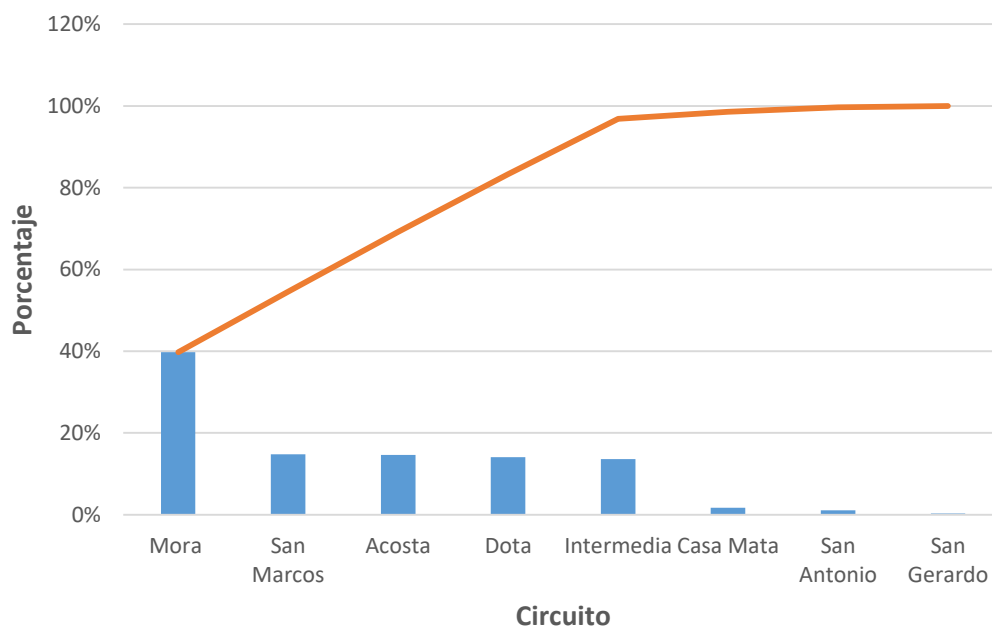


Gráfico 3.2 Porcentajes Indisponibilidad por Circuito, 2016.

Fuente: Elaboración Propia en Microsoft Excel.

El gráfico 3.2 elaborado a partir de los datos de la Tabla 3.3, muestra que la metodología de Pareto no es tan representativa para el análisis de datos en este tema, pero como aproximación empírica es útil, por tanto, se definirá que el 80% del total acumulado, representan la cantidad de circuitos más afectados por las horas de indisponibilidad, de esta forma Mora, San Marcos, Acosta y Dota serían los circuitos más críticos en el año 2016.

Tabla 3.4 Horas Indisponibilidad por Circuito, 2017

Circuito	Ubicación	Total de Horas Indisponibilidad	% Del Total	% Acumulado Del Total
1	Dota	167971	28,05%	28,05%
2A	Acosta	154256	25,76%	53,81%
4	Mora	98597	16,46%	70,27%
7	San Marcos	92738	15,49%	85,75%
2B	Intermedia	59513	9,94%	95,69%
8	Casa Mata	15247	2,55%	98,24%
6	San Antonio	8844	1,48%	99,71%
5	San Gerardo	1709	0,29%	100,00%

Fuente: Elaboración Propia en Microsoft Excel.

En este caso la Tabla 3.4 muestra igualmente los 8 circuitos en cuestión, ordenados de forma descendente respecto a la cantidad acumulada de horas indisponibilidad, pero para el año 2017, además la tabla muestra sus respectivos porcentajes totales absolutos y acumulados según la metodología análisis de Pareto.

Para este caso se observa en términos generales que las primeras cuatro posiciones se mantienen con respecto al año anterior, aunque en un orden distinto, además las siguientes 4 posiciones se mantuvieron el mismo orden en ambos años.

En la Tabla 3.4 se observa que para el año 2017 las primeras cuatro posiciones se ven modificadas con respecto a la Tabla 3.3 referente al año 2016, además de que las siguientes cuatro posiciones se mantuvieron igual. Es interesante además observar que, aunque los primeros 4 circuitos varíen su orden, estos se mantienen en las primeras 4 posiciones, indicando en términos generales que los circuitos más sensibles seleccionados para el año 2016 continúan manteniendo las primeras posiciones en el 2017.

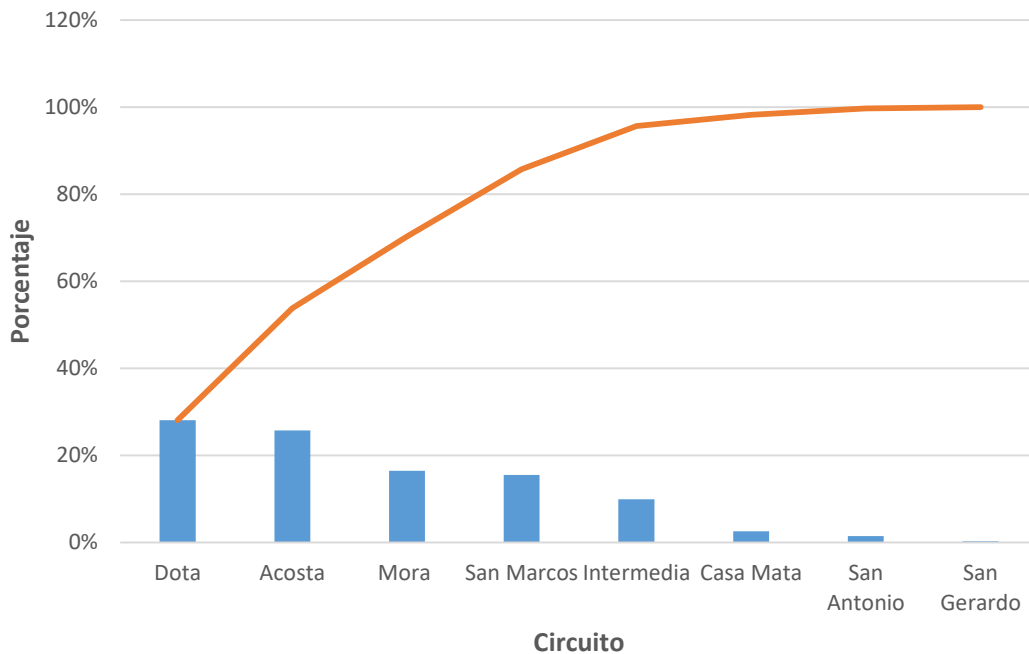


Gráfico 3.3 Porcentajes Indisponibilidad por Circuito, 2017.

Fuente: Elaboración Propia en Microsoft Excel.

Del gráfico 3.3 el cual se elaboró usando los datos de la Tabla 3.4, se corrobora según la metodología de Pareto que los circuitos más críticos para el año 2017, desde el punto de vista de horas indisponibilidad continúan siendo Dota, Acosta, Mora y San Marcos, aunque en un orden distinto comparando los resultados con el año 2016.

Aunque para el año 2017 las posiciones varían con respecto al año anterior se observa que existe una constancia, a ser los más afectados por las interrupciones del servicio eléctrico, debido principalmente a que estos circuitos cuentan con una gran cantidad de servicios asociados.

Finalmente, de los diagramas de Pareto se concluye que los circuitos más críticos desde el punto de vista del mantenimiento realizado por la Dirección de Energía, referentes a las horas indisponibilidad son; Dota, Acosta, Mora y San Marcos, donde

cada uno tiene la misma importancia en cuanto a enfocar esfuerzos para optimizar el mantenimiento.

Para este caso se podría discutir sobre la importancia del circuito 2B intermedia, el cual presenta un porcentaje importante del total en ambos años, pero finalmente se se decide en eliminarlo por dos motivos, el primero es que su nivel de indisponibilidad tiene una tendencia a ser constante y el segundo es para delimitar mejor los circuitos más críticos.

3.2.3. Cantidad de Afectaciones por Nivel.

Este apartado presenta la cantidad de afectaciones por nivel ocurridas en los últimos dos años, debido a interrupciones a la red de distribución eléctrica; las afectaciones sumarán el total de usuarios que se vieron afectados en periodos anuales, por alguna interrupción de un nivel específico. Además, es importante señalar que este análisis excluye información referente al circuito en el cual se presentó la interrupción y la causa de esta, por tanto, se deberá complementar con los demás apartados.

A continuación, se muestran dos tablas y dos gráficas con información referente a afectaciones, las cuales se clasifican por nivel. El análisis de los datos se realizará mediante la metodología de diagramas de Pareto. La Tabla 3.5 y gráfica 3.4 muestran la información referente al año 2016, mientras que la Tabla 3.6 y la gráfica 3.5 presenta la información referente al año 2017.

Tabla 3.5 Afectaciones por nivel, 2016.

Nivel	Afectaciones	% Del Total	% Acumulado Del Total
NIVEL IV-Subramales Monofásicos	187691	69,81%	69,81%
NIVEL II-Circuitos-Ramales Rep. Aut.	51119	19,01%	88,82%
NIVEL I-Barra De Media Tensión	19888	7,40%	96,22%
NIVEL V-Transformadores	7404	2,75%	98,97%
NIVEL VI-Medidores Y Acometidas	2767	1,03%	100,00%

Fuente: Elaboración Propia en Microsoft Excel.

La Tabla 3.5 muestra la cantidad de afectaciones ocurridas en los 6 niveles donde se registraron interrupciones a la red de distribución eléctrica para el año 2016. En este caso los datos se encuentran ordenados de forma descendente respecto a la cantidad acumulada de afectaciones, además muestra sus respectivos porcentajes totales absolutos y acumulados según la metodología análisis de Pareto.

Además, de la tabla anterior se aprecia como el NIVEL IV-Subramales Monofásicos es donde se encuentran la mayoría de afectaciones ocurridas durante el 2016, alcanzando casi el 70% del total absoluto de las afectaciones a la zona concesionada. Por su parte el NIVEL II-Circuitos-Ramales Rep. Aut. representa casi el 20% de las afectaciones ocurridas en este mismo año.

Es importante destacar en este análisis que solamente una falla al nivel I provocó 19888 afectaciones. Este dato es muy relevante a la hora de tomar decisiones de mantenimiento, pues es evidente que dicho nivel es crítico para el correcto funcionamiento de la red de distribución.

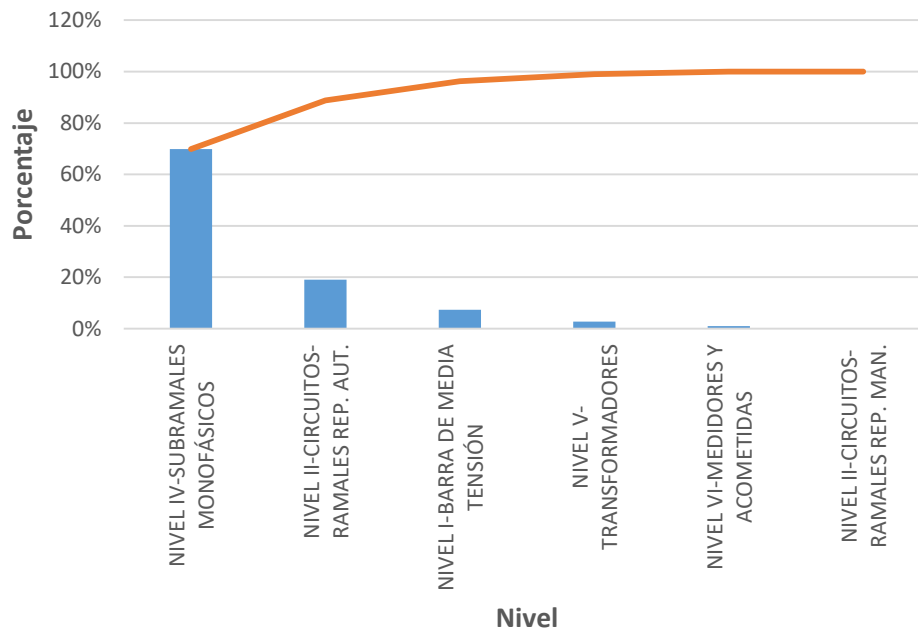


Gráfico 3.4 Porcentaje Afectaciones por Nivel, 2106.

Fuente: Elaboración Propia en Microsoft Excel.

El gráfico 3.4 elaborado a partir de la Tabla 3.5 muestra, a diferencia del apartado anterior, que la metodología de Pareto funciona muy bien como modelo para estimar los niveles más críticos dentro de la red de distribución de energía de la Coopesantos R.L., donde aproximadamente el 80% de las afectaciones se dan en el 20% de los niveles. En este caso los niveles II y IV representan más del 80% de las afectaciones a los usuarios, por tanto, se concluye que estos dos fueron los más sensibles para la Cooperativa durante el año 2016.

Tabla 3.6 Afectaciones por Nivel, 2017.

Nivel	Afectaciones	% Del Total	% Acumulado Del Total
NIVEL IV-subramales monofásicos	102312	66,09%	66,09%
NIVEL II-Circuitos-Ramales Rep. Aut.	37119	23,98%	90,07%
NIVEL V-Transformadores	9960	6,43%	96,50%
NIVEL VI-Medidores Y Acometidas	5416	3,50%	100,00%
NIVEL III-Circuitos-Ramales Rep. Man.	1	0,00%	100,00%

Fuente: Elaboración Propia en Microsoft Excel.

En este caso la Tabla 3.6 muestra los 5 niveles que produjeron afectaciones durante el año 2017, ordenados de forma descendente respecto a la cantidad acumulada de horas indisponibilidad, además la tabla presenta sus respectivos porcentajes totales absolutos y acumulados, según la metodología análisis de Pareto.

En esta ocasión se observa que las primeras dos posiciones se mantienen en relación al año 2016, presentando un porcentaje del total muy similar en ambos años, lo que indica que para el año 2017 en términos generales el nivel IV fue de gran importancia para las labores de mantenimiento junto con el nivel II.

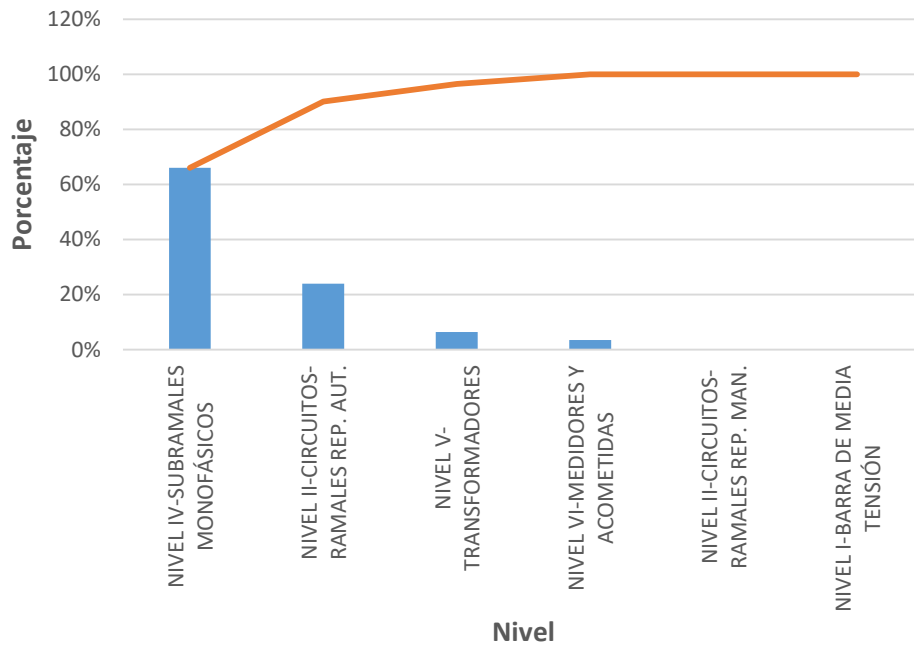


Gráfico 3.5 Porcentaje Afectaciones por Nivel, 2017.

Fuente: Elaboración Propia en Microsoft Excel.

Del gráfico 3.5 elaborado a partir de la Tabla 3.6 se corrobora, según la metodología de Pareto, que los niveles más críticos para el mantenimiento de la red de distribución eléctrica durante el año 2017, son el nivel IV y el nivel II, pues muestran la mayor cantidad de afectaciones en el periodo establecido, con la referencia de que estos dos niveles representan más del 90% de las afectaciones a la red de distribución.

Finalmente, de este apartado y apoyado en los diagramas de Pareto mostrados anteriormente, se concluye que los niveles más críticos para el mantenimiento de la red de distribución eléctrica, desde la óptica de afectaciones, son el NIVEL IV y NIVEL II, donde gráficamente se demuestra que el NIVEL IV tiene una mayor importancia sobre las afectaciones que se producen a la red de distribución. Por tanto, aunque los dos son críticos y tienen la misma importancia desde el punto de vista de enfocar el esfuerzo para optimizar el mantenimiento, se debe prestar atención al NIVEL IV.

Para este apartado se define además que el NIVEL I-Barras de Media Tensión es crítico para el mantenimiento, debido a su importancia en la red de distribución y por el tipo de equipos que maneja, pues estos son equipos de subestación donde se incluyen transformadores de potencia y otros equipos de media tensión por donde ingresa la energía que se distribuye a toda la zona concesionada.

3.2.4. Causas de Interrupciones.

El presente apartado analiza las causas más importantes de interrupciones, según las horas indisponibilidad provocadas por cada una de ellas a la red de distribución eléctrica de la Cooperativa. Igual que los casos anteriores, estas se analizan durante un periodo de dos años, además, es importante mencionar que las causas no toman en cuenta los circuitos a las que pertenecen, cantidad de afectaciones, horas de indisponibilidad, ni el nivel en el afectó dicha interrupción. Por tanto, este análisis se verá complementado con los anteriores apartados.

A continuación, se muestran dos tablas y dos gráficas con información referente a las causas más comunes de interrupciones a los circuitos de distribución de energía, las cuales se analizarán mediante la metodología de Pareto. La Tabla 3.7 y gráfico 3.6 muestran las causas referentes al año 2016, mientras que la Tabla 3.8 y el gráfico 3.7 muestran la información referente al año 2017.

Tabla 3.7 Causas de Interrupciones, 2016.

Causa	Horas Indisponibilidad	% del Total	% Acumulado del Total
Suspension Coopesantos	247.447,20	30,90%	30,90%
Desconocido	232.995,03	29,10%	60,00%
Vientos	96.499,47	12,05%	72,05%
Derecho de paso	57.121,20	7,13%	79,18%
Rayos	47.659,08	5,95%	85,13%
Falla de equipo	31.740,70	3,96%	89,09%
Daño en línea	28.762,82	3,59%	92,69%
Animal	21.636,07	2,70%	95,39%
Daño en acometida de coopesantos	10.811,57	1,35%	96,74%
Transformador dañado	5.660,70	0,71%	97,45%
Daño por terceros	5.028,20	0,63%	98,07%
Daño en switch	4.556,95	0,57%	98,64%
Daño en acometida del usuario	2.737,62	0,34%	98,98%
Daño en base del medidor	2.476,08	0,31%	99,29%
Medidor despegado	2.213,92	0,28%	99,57%
Tala de arboles por terceros	1.375,08	0,17%	99,74%
Daño en bridas del medidor	1.272,97	0,16%	99,90%
Daño en poste	798,33	0,10%	100,00%

Fuente: Elaboración Propia en Microsoft Excel.

La Tabla 3.7 muestra algunas de las causas de interrupción más comunes dentro de la Cooperativa para el año 2016, con la particularidad de que existe una gran variedad de causas que quedaron fuera del análisis, pues forman parte de las muchas triviales según Pareto, con porcentajes de horas indisponibilidad anuales muy bajos. Además, la tabla muestra en la segunda columna el total de horas indisponibilidad, en la tercera columna el porcentaje que representa cada causa del total y en la cuarta columna el porcentaje acumulado del total.

De la tabla anterior también se aprecia que las primeras dos causas de averías representan un porcentaje muy alto de indisponibilidad respecto a las demás causas de interrupciones a la red de distribución, representando cada una al rededor del 30% del total de horas indisponibilidad.

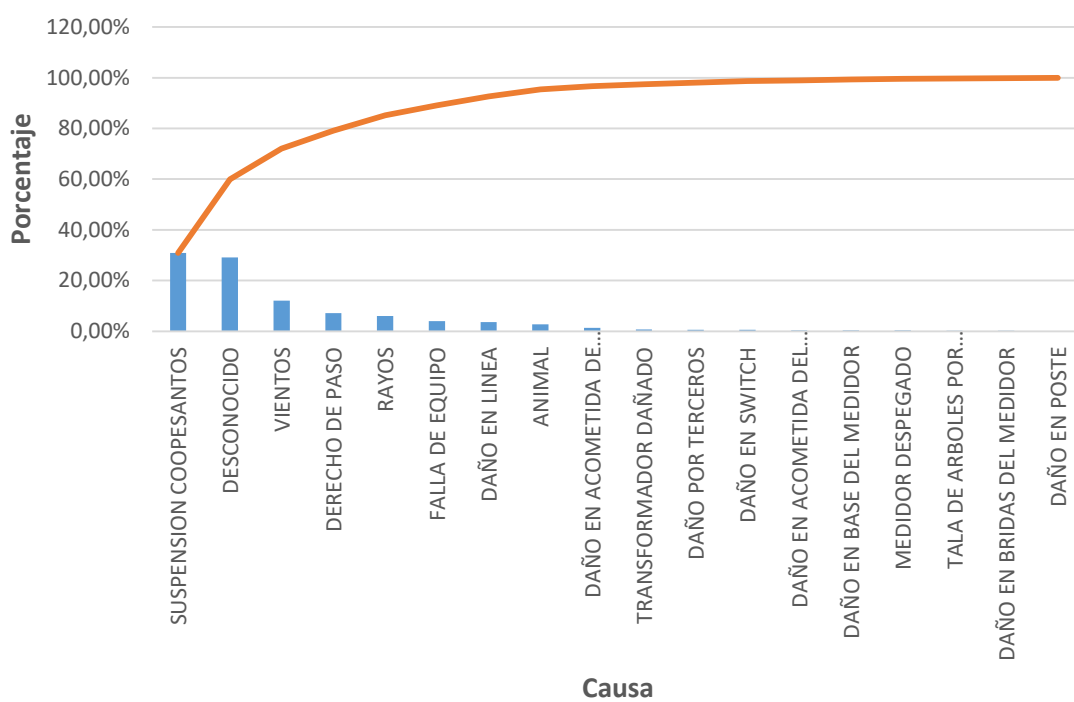


Gráfico 3.6 Causas de Interrupciones, 2016.

Fuente: Elaboración Propia en Microsoft Excel.

El gráfico 3.6 elaborado a partir de la Tabla 3.7, muestra que cerca de un 80% de las interrupciones sufridas en la red de distribución durante el año 2016 fueron: “Suspensión de la Coopesantos”, “Causa desconocida”, “Vientos” y “Derecho de Paso”. Del gráfico, además, se nota que las primeras dos causas poseen un porcentaje muy similar de horas indisponibilidad a la red de distribución, siendo las más importantes, con un porcentaje de aproximadamente 30% cada una.

La Tabla 3.8 muestra las causas de interrupciones más importantes para el año 2017 sobre las líneas de distribución de energía, donde se observa la particularidad de que “Deslizamientos del Terreno” fue el motivo que provocó la mayor cantidad de horas indisponibilidad en la red, con casi un 40% de las horas totales de indisponibilidad de la red. Esto debido, como se mencionó anteriormente, al paso de la tormenta tropical “Nate”, la cual provocó grandes interrupciones asociadas con deslizamientos durante el mes de octubre del 2017.

Tabla 3.8 Causas de interrupciones, 2017.

Causa	Horas Indisponibilidad	% del total	% Acumulado del total
Deslizamiento del terreno	327.460,35	39,34%	39,34%
Vientos	198.606,70	23,86%	63,19%
Desconocido	99.368,83	11,94%	75,13%
Suspension coopesantos	59.887,85	7,19%	82,33%
Derecho de paso	32.697,85	3,93%	86,25%
Rayos	23.295,52	2,80%	89,05%
Animal	22.797,53	2,74%	91,79%
Daño en acometida de coopesantos	19.806,97	2,38%	94,17%
Daño en linea	12.239,30	1,47%	95,64%
Daño por terceros	9.080,57	1,09%	96,73%
Tala de arboles por terceros	8.768,80	1,05%	97,78%
Daño en poste	3.538,83	0,43%	98,21%
Daño en acometida del usuario	3.170,13	0,38%	98,59%
Transformador dañado	3.056,83	0,37%	98,96%
Daño en base del medidor	2.775,90	0,33%	99,29%
Daño en switch	2.416,47	0,29%	99,58%
Medidor despegado	1.819,90	0,22%	99,80%
Daño en medidor	1.662,30	0,20%	100,00%

Fuente: Elaboración Propia en Microsoft Excel.

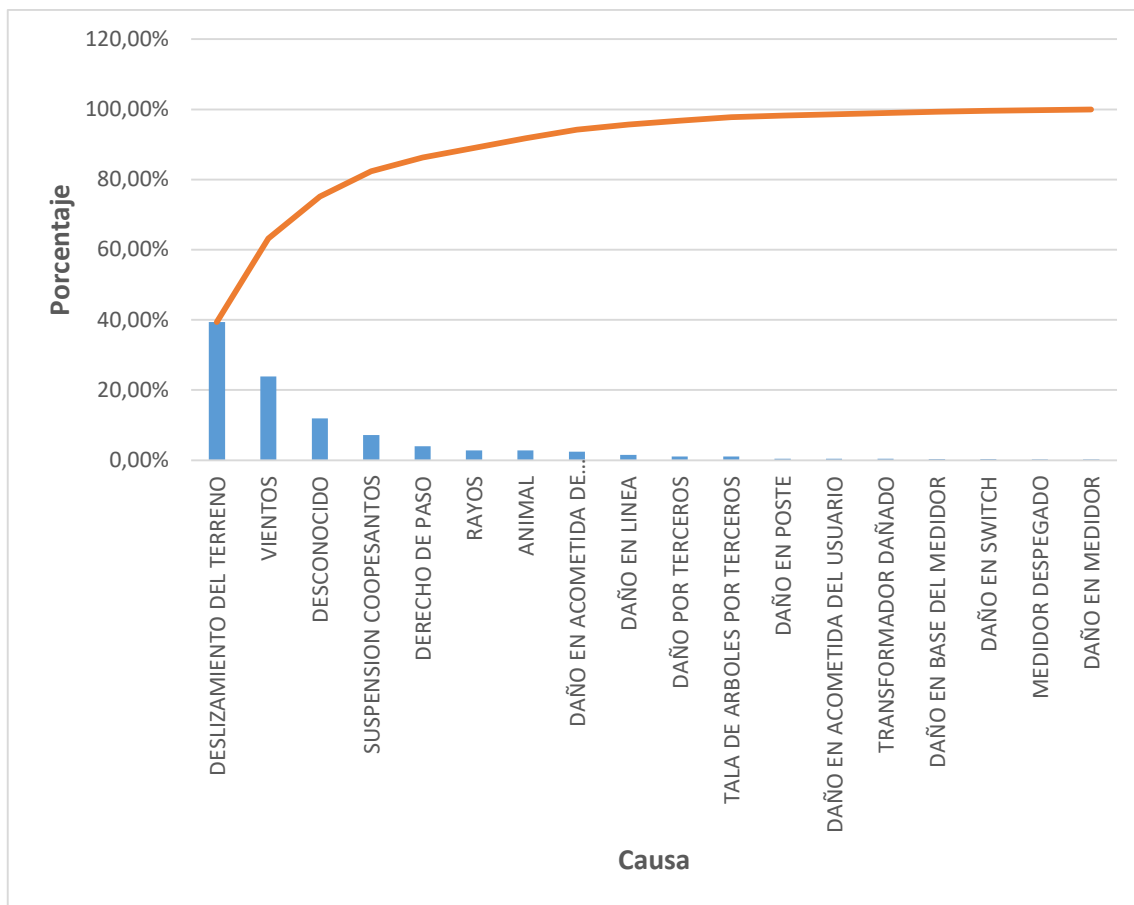


Gráfico 3.7 Causas de Interrupciones 2017.

Fuente: Elaboración Propia en Microsoft Excel.

Según el gráfico 3.7 (elaborado a partir de la Tabla 3.8) y mediante el análisis de Pareto, las causas que provocaron la mayor cantidad de averías durante el año 2017 en la Cooperativa son: “Deslizamiento de Terreno”, “Vientos”, “Desconocido” y “Suspensión de la Coopesantos”. Donde tres de las cuatro causas más importantes de interrupciones durante el 2016 fueron reiterativas para el 2017, además, es importante destacar que la principal causa fue elevada por un fenómeno atmosférico inusual; si eventualmente este fenómeno no se hubiera registrado, las causas principales de interrupciones hubieran sido exactamente las mismas para ambos años.

Mediante el análisis realizado durante los dos últimos años se puede concluir que las causas de interrupciones que provocan más horas de indisponibilidad para los abonados de la Cooperativa son: “Suspensión de la Coopesantos”, “Desconocido” y “Vientos”.

La primera causa de ellas “Suspensión de la Cooperativa”, es una variable la cual puede ser controlada por la Cooperativa, por tanto se podrían empezar a considerar trabajos con líneas energizadas para reducir estas cifras, otra de las acciones podría ser un cambio en la planificación de los trabajos de mantenimiento, con el objetivo de reducir al mínimo la desconexión del circuito, entre otros procedimientos los cuales se podrían optimizar para lograr una menor indisponibilidad a la hora de realizar los trabajos planificados.

En cuanto a la causa “Desconocida”, esta genera una gran incertidumbre dentro de las acciones las cuales se podrían tomar para reducir su impacto, inicialmente una buena opción sería tratar de clasificar mejor la naturaleza de la interrupción, aunque esto elevaría los costos de mano de obra de cuadrillas, pues deberían invertir mucho más tiempo en intentar localizar el origen de la interrupción, otra medida podría ser aumentar el blindaje de la línea o inclusive mejorar monitorear constantemente los derechos de paso, pues podría ser una causa desconocida cuando una rama toca la línea debido al empuje del viento.

Con respecto a “Viento”, las acciones a tomar son bastante complejas, pues habría que detallar aún más la información utilizada para el desarrollo de este capítulo, de esta forma detectar los circuitos y ramales que presentan más averías, de este modo tomar acciones de mejora o traslados de la línea, para evitar en la medida de lo posible los inconvenientes que generen esta causa.

Hay que prestar especial atención a la causa de “derecho de paso”, la cual es constante y tiene un porcentaje de horas interrupción anuales importantes para la Cooperativa, además de que esta es una causa que se podría controlar mejor.

3.3.Resultados Análisis de Interrupciones.

En resumen, los análisis de criticidad mostrados en el apartado 3.2 concluyen que los esfuerzos para optimizar el mantenimiento de la red de distribución a cargo de la Dirección de Energía se deben centrar en:

- Los circuitos de Mora, Acosta, San Marcos y Dota. Pues estos cuatro sectores son los más sensibles, debido a que poseen la mayor cantidad de horas indisponibilidad dentro de la zona concesionada.
- Los niveles IV-Subramales Monofásicos y II-Circuitos Ramales de Reposición Automática son los más críticos para el mantenimiento de la red de distribución eléctrica, debido a que presentan la mayor cantidad de afectaciones.
- El Nivel I-Barras de Media Tensión es crítico debido a que los equipos que lo componen son de alto impacto dentro de la red y una eventual interrupción no planificada afectaría a muchos usuarios.
- Las causas Desconocidas, Vientos, Suspensión de la Coopesantos y Derecho de Paso, son las causas más críticas para el mantenimiento de la red de distribución a cargo de Dirección de Energía, debido a que estas presentan las mayores horas de indisponibilidad de las líneas de distribución.

En términos generales, la Dirección de Energía, específicamente el Departamento de Distribución de Energía, cuenta con grandes oportunidades de optimización en los procesos de mantenimiento, esto debido a varias razones.

La primera de ellas se refiere a la causa de Suspensión de la COOPESANTOS, pues, esta es la que tiene mayor oportunidad de controlar, ya que dichas suspensiones se

generan producto de trabajos previamente planificados por la Cooperativa. Uno de los motivos por el que este rubro provoca tantas horas indisponibilidad, se debe a que la compañía no cuenta con procedimientos, capacitación del personal y herramientas necesarias para trabajos en líneas energizadas, aunque según la administración de departamento, actualmente se cuenta con gran parte del equipo y herramientas necesarias para empezar a implementar estos trabajos.

Por otra parte, el definir métodos de identificación de causas “Desconocidas” es fundamental para el mantenimiento, pues posiblemente muchas de estas se deban a “Vientos” y “Derechos de Paso”, aunque no se puede asegurar hasta hacer un análisis con más detalle.

Además, mejorar y controlar los procedimientos referentes a los “Derechos de Paso” en las zonas más sensibles es una medida necesaria para reducir los efectos de esta causa, identificando con mayor precisión las zonas donde se debe atacar este rubro, debido a que los trabajos de control de la maleza es el único mantenimiento preventivo programado que se realiza en la Cooperativa, pero a pesar de esto, sigue representando una de las causas que provocan más cantidad de averías sobre la red eléctrica.

Así mismo, tomar acción sobre estas causas, en los circuitos y los niveles críticos señalados anteriormente es el primer paso que se debe dar en búsqueda del mejoramiento de la calidad del servicio eléctrico que se brinda a los asociados. Esto se logrará sin lugar a duda, complementando las acciones actuales que se realizan en el departamento, con un modelo de gestión de mantenimiento que apoye la labor de planificación de los trabajos realizados por cuadrillas.

Capítulo 4. Acciones de Mantenimiento a Redes de Distribución de Energía, Mediante el Uso de Procedimientos de Inspección para los Diferentes Elementos de la Red.

4.1.El Mantenimiento y las Redes de Distribución Eléctrica.

Según John Moubray (2004) “El mantenimiento asegura que los activos físicos continúen haciendo lo que sus usuarios quieren que haga”. De tal afirmación surgen múltiples métodos y técnicas para lograr este fin, las cuales han venido evolucionando a través del tiempo, desde un mantenimiento meramente correctivo en sus inicios, hasta un sinfín de actividades modernas entre las que se destacan el mantenimiento predictivo, RCM, TPM, mantenimiento de clase mundial, entre otros, que buscan además de preservar las funciones del equipo reducir el impacto ambiental y mejorar la seguridad de los usuarios (Mora, 2009).

4.1.1. ¿Mantenimiento una inversión o un costo?

Según L.F.Sexto (2018), el mantenimiento indudablemente es un costo financiero para toda organización, por el hecho de disponer y aprobar presupuesto para este anualmente, derivado de las proyecciones de los costos en los que incurrirán las actividades de mantenimiento necesarias para garantizar el cumplimiento de los parámetros establecidos por cada organización.

Se invierte en un sistema productivo cuando se esperan incrementos del capital futuro, derivados de esta inversión. Según la Norma Europea EN 1325-1 el costo se define como “los gastos efectuados o imputables a un producto o servicio determinado”, donde la mano de obra, materias primas, energía utilizada entre otros se clasifican como costos (Sexto, 2018).

El mantenimiento es un “costo directo” ligado a los “costos de producción”. Por ello, muchos directivos asocian que con eliminar actividades preventivas del mantenimiento se logrará reducir el costo de producción, decidiendo por un modelo de reparación de averías o correctivo inmediato como se aprecia en la Figura 3.1. Estas medidas a corto plazo tienden a reflejar resultados positivos en la producción, pero a mediano y largo plazo frecuentemente estas decisiones incrementan el costo de la producción de una manera indeseada. (Sexto, 2018).

Así es que, aunque el mantenimiento sea un costo, este es destinado a lograr objetivos estratégicos del negocio, situación que se aprecia en el Estándar Europeo EN 15341 que se ocupa de los Indicadores Claves de Desempeño (KPI's) para Mantenimiento, define que “El término “Costo” incluye todos los gastos relacionados con los recursos utilizados para lograr los resultados”; y es que, aunque el mantenimiento sea un costo, indudablemente genera utilidades a la compañía. (Sexto, 2018).

Está claro que disminuyendo el costo del mantenimiento se logran reducir gastos, pero haciéndolo más eficaz y eficiente, optimizando procesos por diferentes técnicas actuales, contribuyendo a generar más bienes, servicios y productos, de esta forma obtener mayores utilidades como empresa y no porque se elimine como una actividad programada necesaria (Sexto, 2018).

4.1.2. Clasificación del mantenimiento

Existen diversos tipos de mantenimiento, la aplicación de uno u otro depende de la actividad comercial, de la situación o de las políticas de cada compañía. Para el caso específico de la Coopesantos se adopta de forma voluntaria el modelo europeo de clasificación del mantenimiento.

La Figura 4.1 muestra la clasificación de los diferentes tipos de mantenimientos de acuerdo con la Norma Europea EN 13306: 2017 (Maintenance – Maintenance terminology). Según L.F.Sexto (2017) aunque muchas organizaciones y autores podrían mostrar una clasificación distinta de esta, pues son frecuentes las opiniones encontradas en profesionales del mantenimiento referente a este tema, el mejor acuerdo lo brindará una normativa tan importante como la EN 13306 en su última actualización del 2017, por varios motivos dentro de los que se destacan:

- a La Norma Europea EN 13306 es de adopción obligatoria a los 28 países que conforman la Unión Europea.
- b La Clasificación fue elaborada por el Comité Europeo de Normalización del Mantenimiento CEN/TC 319 Maintenance que es el de mayor jerarquía he integración a nivel internacional.
- c El estándar EN 13306 influye en los demás estándares europeos.
- d La norma EN 13306 sirve de referencia para otros órganos de normalización, empresas y asociaciones de mantenimiento entre los que se destacan las ubicadas en Latinoamérica, Estados Unidos y Canadá.
- e La EN 13306 es una de las que se actualiza más constantemente.

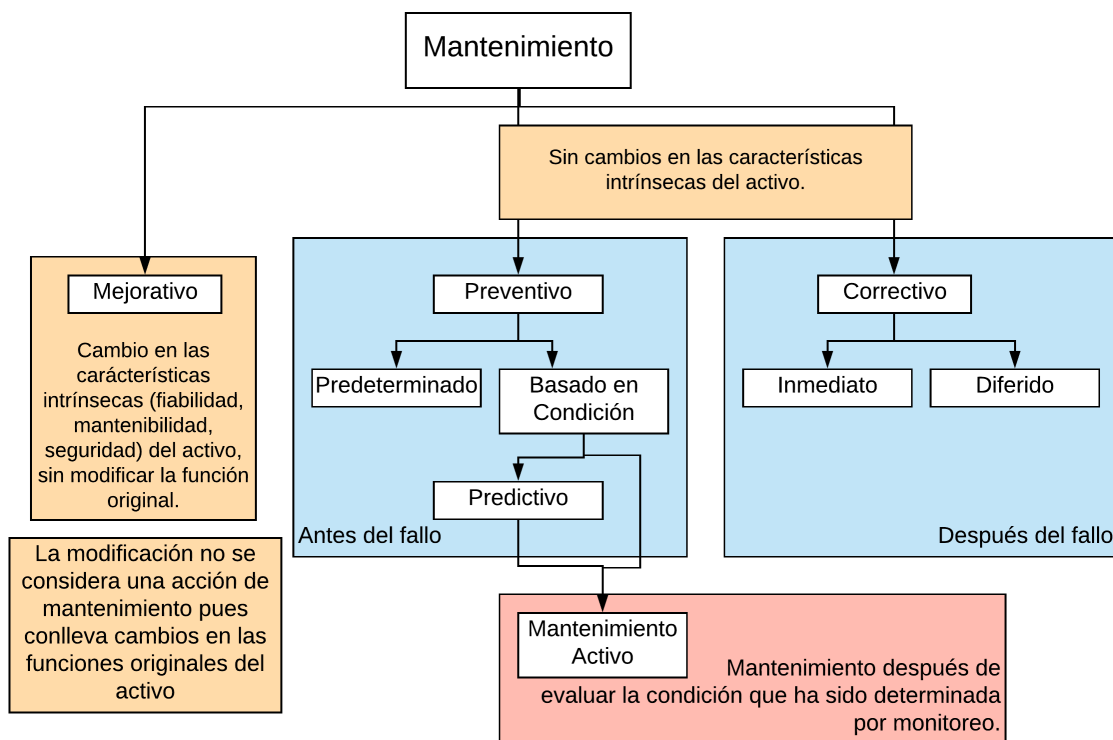


Figura 4.1. Clasificación del Mantenimiento.

Fuente: EN 13306: 2017.

4.1.3. Mantenimiento a Redes de Distribución eléctrica.

En el caso de redes de distribución eléctrica, existen múltiples equipos de media tensión a los cuales se les puede aplicar una gran variedad de mantenimientos, clasificados en la Figura 4.1, como lo son mantenimientos preventivos predeterminados, basados en condición y mantenimientos activos, los cuales sin lugar a dudas traerán beneficios a mediano y largo plazo en los costos administrativos de cualquier empresa, esto por su puesto, dependerá de la disposición administrativa y objetivos que quiera cumplir cada organización en un periodo establecido.

La orientación del mantenimiento para una red de distribución eléctrica es un poco distinta a la que se acostumbra utilizar en muchas empresas de manufactura, esto

debido a que la principal actividad productiva se basa en brindar un servicio de transporte de energía hasta cada uno de los usuarios y no la manufactura de un producto; por tal motivo los equipos se encuentran distribuidos por toda el área concesionada, siendo en su mayoría transformadores reductores, líneas de distribución y posteo, así que, por la separación de los equipos, sumado, que las características de carga varía con forme se extiende la línea de distribución, hacen que la tarea de planificación sea un gran reto para los equipos de optimización.

4.2.Mantenimiento Actual de Redes de Distribución a Cargo de Dirección de Energía.

Este apartado ampliará sobre los sistemas que componen la red de distribución, las acciones de mantenimiento realizadas actualmente por el área de Dirección de Energía y la clasificación de perturbaciones, concretamente sobre las redes de distribución de eléctrica. Tal como se describió en la sección 1.3, una gran cantidad de mantenimiento realizado a las redes de distribución de la Cooperativa corresponde a, interrupciones derivadas de averías al sistema, lo que eleva considerablemente la cantidad de mantenimiento correctivo inmediato y diferido, según el modelo europeo de clasificación del mantenimiento presentado en la figura 4.1.

4.2.1. Registro de Elementos que Componen la Red de Distribución de Energía.

En la actualidad la red está compuesta por múltiples elementos, distribuidos alrededor de los 1500 Km^2 del área concesionada, entre los equipos propiedad de la Cooperativa se encuentran:

- Transformadores de subestación.
- Reguladores de tensión.
- Bancos de Capacitores.
- Transformadores tipo poste o de distribución.
- Reconectores.
- Lámparas.
- Registradores de calidad de energía.
- Herrerajes.
- Postes.
- Medidores principales.
- Cableado.
- Medidores comerciales.

A cada uno de estos elementos anteriormente enunciados, se les podría programar actividades de mantenimiento preventivo, pero actualmente no se les atiende a menos que exista una perturbación al sistema, que provoque la interrupción del fluido eléctrico a los asociados; los únicos trabajos de mantenimiento rutinario que actualmente se programan son los denominados "Derecho de Paso" los cuales se encargan de controlar el crecimiento de la vegetación cercano al tendido eléctrico. Además, se programan actividades de limpiezas anuales a la subestación y pruebas predictivas a los transformadores de potencia, pero estos últimos se realiza sin ningún tipo de criterio

técnico y sin procedimientos previamente establecido, lo que hace que no exista documentación histórica de los trabajos realizados.

4.2.2. Tipos de Trabajos Realizados en Redes de Distribución.

Las acciones de mantenimiento ejecutadas en el departamento se refieren a mantenimiento mejorativo, el cual se encarga de mejorar la red de distribución, en cuanto a traslado del tendido eléctrico de fincas privadas hacia vía pública, con la finalidad de renovar el equipo antiguo y que sean de más fácil acceso para las labores de mantenimiento. Además, se ejecuta mantenimiento preventivo predeterminado, relacionado con el derecho de paso, el cual se encarga de controlar el crecimiento vegetativo que se aproxima a las redes de distribución y que puedan provocar averías de falla a tierra en el sistema, por otra parte están los trabajos de reparaciones de averías y por último, existe un pequeño porcentaje de mantenimiento preventivo basado en condición (termografía) el cual es brindado por la compañía CONELECTRICAS, como un servicio gratuito, parte del contrato firmado entre Cooperativas. El departamento también realiza en menor medida trabajos de construcción, relacionados a la ampliación de la red, los cuales no son considerados como un mantenimiento, según la clasificación EN 13306:2017, aunque para el departamento no existe una clasificación entre este tipo de trabajos y los de mejora, por tanto, las informaciones de estos trabajos se combinan para cálculos financieros.

Por otra parte, el departamento actualmente cuenta con un total de 11 cuadrillas propias, de las cuales 6 se encargan de atender averías a la red de distribución, las otras 5 se encargan de la construcción y mejora de la red de distribución, atendiendo ocasionalmente averías. Además, existen 4 cuadrillas subcontractadas, de las cuales 2 realizan trabajos de derecho de paso, y otras 2 se dedican a trabajos de construcción y mejoras de la red. La tabla 4.1 desglosa los trabajos delegados a las cuadrillas según el modelo de gestión actual.

Tabla 4.1 Cantidad de Cuadrillas y Funciones.

Cantidad de Cuadrillas	Funciones	Tipo de trabajo
2	Subcontratadas para derecho de paso.	Preventivo
2	Subcontratadas para Construcción y mejoras.	Mejoras
6	Averías.	Correctivo
5	Construcción y mejoras.	Mejoras

Fuente: Elaboración Propia en Microsoft Word.

Como se mencionó anteriormente, los trabajos de las cuadrillas dedicadas a la construcción y mejoras, se dividen en reconstrucciones de la líneas actuales y ampliaciones de la red, siendo el primero el trabajo más común y el último un trabajo esporádico, por tanto y según la clasificación del mantenimiento, la mayoría de las labores realizadas por estas cuadrillas son mejorativos; esto según estimaciones del Sr. Franklin Monge, Jefe de cuadrillas, pues, no se podría obtener un dato exacto del tiempo invertido en cada tipo de trabajo, debido a la forma en cómo se registran y almacenan los datos en la organización.

Según la cantidad de cuadrillas y el tipo de trabajo que estas realizan, se puede estimar la cantidad de horas anuales invertidas en el mantenimiento, además de la cantidad porcentual de cada tipo de trabajo realizado, según se muestra en tabla 4.2.

Tabla 4.2 Clasificación Trabajo de Cuadrillas.

Cantidad.	Tipo de Trabajo.	Horas Anuales Estimadas.	Clasificación según EN-13306.	Porcentaje estimado.
7	Mejora	14000	Mejorativo	47%
6	Averías	12000	Correctivo	40%
2	Derecho de paso	3750	Preventivo	12%
1	Predictivo	192	Predictivo	1%

Fuente: Elaboración Propia en Microsoft Excel.

Según el tiempo asignado a trabajos de mantenimiento y la cantidad de cuadrillas dedicadas a atenderlo, se estima que un 47% del tiempo dedicado al mantenimiento se refiere a trabajos de mejoras y ampliaciones, el 40% del tiempo es dedicado a atender averías que se producen en la red de distribución y el 12% aproximadamente es dedicado a tareas preventivas. Si bien es cierto, existe mantenimiento predictivo para las líneas de distribución, el porcentaje de tiempo dedicado a éste es muy bajo en comparación con las demás, por otra parte, los resultados de los análisis predictivos no están siendo gestionados de forma correcta y en ocasiones no se programan las actividades de mejora en los tiempos recomendadas.

Por otra parte, según el Ing. Claudio Ureña, cada uno de los trabajos realizados por las cuadrillas a las redes de distribución poseen un manual de procedimientos debidamente establecidos, pero, aunque estos existen, en ocasiones se encuentran irregularidades en los trabajos realizados, debido principalmente a que, las cuadrillas no dedican el tiempo necesario a repasar las técnicas adecuadas para la ejecución del trabajo, lo que resulta en posibles fallas prematuras de los trabajos realizados.

A esto se agrega un manejo deficiente de la información, tanto en la recolección de los datos como el almacenamiento de los mismos, debido principalmente a que el único rubro importante para la cooperativa es el financiero, por este motivo, cada trabajo

realizado es contabilizado en tres cuentas independientes, la cuales registran la cantidad de materiales, mano de obra y transporte utilizado para atender los trabajos que realizan las cuadrillas. De esta forma los tipos de trabajos realizados y los detalles de estos, se registran de tal forma que pierden su valor en la retroalimentación y mejora de los procesos.

4.2.3. Clasificación de las Perturbaciones a la Red de Distribución.

Según ARESEP las interrupciones al servicio se pueden clasificar como interrupciones momentáneas, temporales y prolongadas, dependiendo del tiempo en que la barra de media tensión, el ramal, subramal, transformador, medidor o acometida, se encuentre fuera de servicio, tal como se muestra en la tabla 4.3

Tabla 4.3 Clasificación de interrupciones.

Interrupción	Tiempo afectación
Momentánea	Menor a un minuto
Temporal	Entre 1 y 5 minutos
Prolongada	Mayor a 5 minutos

Fuente: Coopesantos, R.L. 2018

La información mostrada en la Tabla 4.3 es de suma importancia para mantenimiento pues, aunque cualquier interrupción al sistema de distribución es indeseada, las que aparentemente generan un mayor costo son las averías prolongadas, pues además de la energía no vendida durante el tiempo de interrupción, se suma el costo de la mano de obra, los materiales utilizados para reestablecer el fluido eléctrico y el traslado de la cuadrilla que en promedio según el Ing. Claudio Ureña es de 30 min, esto debido entre otras cosas a que el área concesionada es muy grande, se cuenta con limitado recurso humano y la topografía es de difícil acceso.

Por otra parte, las averías momentáneas y temporales son de reposición automática, debido a los dispositivos denominados reconectores, los cuales se encargan de desconectar el circuito cuando detectan una corriente de falla y reestablecer el fluido eléctrico después de un periodo previamente establecido. Estos reconectores se han instalado recientemente de forma estratégica por toda la red de distribución, los cuales vinieron a reducir los costos de mano de obra, materiales y ofrecer una mayor disponibilidad del fluido eléctrico.

En cuanto a las interrupciones prolongadas, estas son inevitables y lo que se busca es reducirlas al máximo posible, con el objetivo de que generen el menor costo financiero, el menor impacto en los clientes y la menor cantidad de pérdidas por energía no vendida posible.

4.2.4. Análisis de Criticidad para los Equipos de la Red de Distribución.

Para proponer acciones de mantenimiento usando procedimientos de inspección y mantenimiento basado en confiabilidad es de suma importancia conocer que tan sensibles son los equipos a cargo del Departamento de Distribución de Energía, para la correcta operación del sistema, de este modo gestionarlos de forma independiente, con forme a su importancia, consecuencias de fallos, entre otros.

En el caso de la clasificación de criticidad de los equipos, la metodología utilizada se basa en la definición de cuatro criterios, el primero de ellos se refiere al impacto en la operación referente a la cantidad de usuarios afectados si llegaran a fallar, el segundo aspecto se refiere al impacto ambiental, el tercer criterio se refiere a la seguridad en el operario y por último se analiza el valor económico del equipo.

Con respecto al impacto que cada equipo representa a la red de distribución, estos podrían clasificarse en equipos de Alto, medio y bajo impacto, asignándoles un valor numérico a cada uno de ellos según la categoría, tal como se muestra en la tabla 4.4. con la finalidad de generar un mapa de calor en cuanto a la criticidad de los equipos.

Tabla 4.4 Puntaje Según Impacto.

Impacto	Valor
Alto	3
Medio	2
Bajo	1

Fuente: Elaboración propia en Microsoft Word.

Para determinar si un equipo es sensible o no para las operaciones de la red, la suma de los tres criterios definidos anteriormente deberá ser mayor o igual a diez, si la suma es menor que diez el equipo se considerará con un nivel de medio o bajo impacto al sistema.

La tabla 4.5 muestra la jerarquización de los equipos, de los más sensibles a los menos sensibles, según su nivel de importancia en la red, referente a los criterios de impacto en la ya definidos. Estos se clasificarán como de alto, medio o bajo impacto en cada uno de los criterios, asignado su respectivo valor numérico, según la tabla 4.4. además, los criterios para determinar si un equipo es crítico o no, se basa en el puntaje total.

En este caso se tiene que el equipo más sensible para la operación del sistema son los transformadores de potencia con un puntaje total de 10, los cuales se ubican en el “NIVEL I-Barra de media tensión” uno de los niveles críticos para la red, debido a que un fallo en estos provocaría la interrupción del fluido eléctrico a muchos usuarios.

Luego se determinan otros equipos con un nivel medio de impacto a las redes de distribución si eventualmente llegaran a fallar, tales equipos son los reconectores,

reguladores, transformadores tipo poste, cableado, bancos de capacitores, lámparas, herrajes y postes, los cuales se encuentran ubicados alrededor de toda el área de concesión.

Por último, se definen los medidores principales y registradores de calidad de energía podrían considerarse como los equipos que tiene un menor impacto a las operaciones de distribución, pues un fallo en ellos no afectaría la continuidad del servicio.

Estas clasificaciones fueron determinadas en conjunto con personal de la empresa, según su criterio y experiencia. De tal forma que los métodos utilizados no corresponden a ninguna herramienta técnica debidamente establecida, sino del producto de la observación, análisis, criterio del personal y retroalimentación de los operarios. Por tal motivo las categorías asignadas son referentes a la Cooperativa.

Tabla 4.5 Jerarquización de equipos.

Equipo	Impacto en la operación	Impacto ambiental.	Seguridad para el operario.	Valor económico.	Total
Transformadores de subestación	3	1	3	3	10
Reconectores.	3	1	3	2	9
Reguladores	3	1	3	2	9
Transformadores de distribución.	2	2	2	2	8
Cableado.	2	3	2	1	8
Bancos de Capacitores.	2	1	3	2	8
Lámparas.	1	3	2	1	7
Herrajes	2	1	2	1	6
Postes.	2	1	2	1	6
Medidores principales.	1	1	1	2	5
Registradores de	1	1	1	1	4

calidad de energía.					
---------------------	--	--	--	--	--

Fuente: Elaboración propia en Microsoft Word.

4.3. Acciones Propuestas de Mantenimiento Predeterminado a Redes de Distribución de Energía, Mediante el Uso de Procedimientos de Inspección.

Este apartado tiene como objetivo establecer y estandarizar procedimientos de mantenimientos preventivos los cuales son inexistentes hasta la fecha, en lo que se refiere a inspecciones periódicas de los equipos que posean un mediano y bajo impacto sobre la red de distribución. Además, busca reducir la cantidad de horas indisponibilidad de las causas más comunes de perturbaciones percibidas por los usuarios.

Las acciones de mantenimiento predeterminado se formulan a partir de la selección de los primeros equipos que poseen un mediano impacto sobre la red de distribución, estas propuestas deberán orientarse a resguardar las funciones del activo, por otra parte, al existir equipos con características similares alrededor de toda la red de distribución de energía, los manuales de mantenimiento propuestos estarán dirigidos con prioridad a los circuitos y niveles críticos, enfocándose en reducir las causas de perturbaciones más comunes, determinadas en el capítulo 3 mediante los diagramas de Pareto.

4.3.1. Formato de la hoja de inspección.

Para la programación e inspección de las labores de mantenimiento propuestas se apoyará en el uso del Software MP el cual se adquirió por el área de Dirección de Energía desde ya hace un tiempo atrás, con la finalidad de regular y facilitar las labores de gestión del mantenimiento, pero actualmente está en desuso.

La hoja de inspección propuesta se asocia con el formato de la Orden de Trabajo generada automáticamente por el software MP. Con el objetivo de aprovechar la

herramienta existente, que, dicho sea de paso, su adquisición representó un alto costo para el departamento y se desea sacar provecho al capital invertido.

Las ordenes de trabajo usadas para el desarrollo de las actividades de mantenimiento propuestas en los procedimientos de inspección, se observa en la figura 4.2. la cual fue tomada como un ejemplo del software MP. Dicha orden de trabajo se muestra de forma parcial, debido a la longitud de la misma. El anexo 2 muestra un ejemplo de una OT completa generada por la aplicación.

Orden de Trabajo	Folio:	OT000189PE	
			
		del 12-nov-2015 al 30-nov-2015	
Responsable: EQUIPO D	Duración aproximada: 10 h 00 m		
Generó: olgerr	Fecha y hora de recepción de la OT:		
Revisó:	Fecha y hora de devolución de la OT:		
Autorizó:			
AE5 850 KW GAMESA G52			
Localización: \ FINCA 4			
Equipo padre:			
Prioridad: Alta			
Clasificación 1: AEROGENERADOR			
Clasificación 2:			
Centro de costo: C.C-AE05 CENTRO DE COSTO AE05			
<u>Actividades no rutinarias</u>			
3220 SW Int Rotor muy Alta L2			
Solicitante:	Tipo de trabajo: Correctivo		
Fecha de notificación: 2-sep-2015 14:27	Prioridad: Media		
Duración aproximada: 10 h 00 m	Clasificación 1: COMPROBACIÓN		
Requiere paro: No	Clasificación 2:		
Observaciones:			
Repuestos y refacciones			
No anotar repuestos y refacciones, ya que el consumo de éstos queda registrado automáticamente al momento de generar el movimiento de salida del almacén.			
Otros			
Descripción	No. de parte	Cantidad	Unidad

Figura 4.2 Orden de Trabajo según MP.

Fuente: Software MP

La OT generada por medio de Software MP muestra entre otras cosas:

- Número de consecutivo.
- Fecha en que se debe ejecutar el trabajo.
- Cuadrilla responsable de ejecutar el trabajo de mantenimiento programado.
- Quien generó la boleta, quien revisó y quien autorizó el trabajo.
- Inicio y final del trabajo realizado.
- Nombre del equipo al que se le va a realizar el mantenimiento.
- Localización geográfica del activo.
- Prioridad del trabajo.
- Actividades y tareas por ejecutar.
- Quien solicita el trabajo y la fecha, en el caso que el trabajo se genere producto de una inspección previa.
- Tiempo estimado de intervención al equipo.
- Si requiere o no el paro del equipo.
- Tipo de trabajo, ya sea correctivo, preventivo o predictivo.
- Día en que se va a ejecutar las labores de mantenimiento.
- Materiales y herramientas necesarias para la ejecución del trabajo.
- Fecha y hora de inicio y final de las actividades de mantenimiento.
- Tiempo real invertido.
- Detalles del procedimiento ejecutado.
- Cantidad de mano de obra empleada. Nombre de todos los trabajadores de las cuadrillas.
- Detalle de los servicios externos para realizar las labores, en caso de que sea necesario.

Para efectos de los procedimientos de inspección de mantenimiento propuestos, se definirán los rubros de: equipo a realizar el mantenimiento, parte, tareas por ejecutar y frecuencia de las labores.

4.3.2. Procedimientos de Inspección Propuestos.

Los equipos seleccionados para la elaboración de los procesos de inspección son los reconectores y reguladores, debido a que estos dos equipos tienen un mediano impacto sobre la red de distribución, pero son los que se encuentran con el puntaje más alto, inmediatamente por debajo de los transformadores de potencia, tal como se definió el criterio de criticidad en la sección 4.2.4, además, los procedimientos de inspección para los equipos anteriormente descritos deben reducir la cantidad de horas indisponibilidad, de las causas de perturbación más comunes determinadas en el capítulo 3.

Seguidamente, se describen parte de las acciones de mantenimiento a ejecutar por medio de los procesos de inspección propuestos para los equipos de mediano impacto seleccionados de la red de distribución de energía.

Dichas actividades y frecuencias de los procedimientos de inspección propuestos a continuación se efectuaron en conjunto con el personal de la Cooperativa, según su criterio técnico y la observación a través de los años, ajustándolos a frecuencias prudentes de revisiones.

4.3.2.1. Procedimientos de Inspección, Regulador de Tensión.

Un regulador de tensión es un dispositivo colocado en la línea de distribución, cuya función es mantener constante la tensión a la salida del sistema, independientemente de las fluctuaciones a la entrada, mediante un control electrónico que reconoce la tensión de entrada y reestablece la tensión deseada a la salida mediante taps que varían de forma automática.

Dicho regulador está compuesto por diferentes partes, las cuales se enumeran a continuación:

- Controles.
- Cuba.
- Aisladores.
- Aceite.
- Núcleo.
- Bobinado.
- Mecanismo de accionamiento o conmutador.

La tabla 4.6 muestra parte de las actividades propuestas dentro del manual de procedimientos para el regulador de tensión, cuyo manual completo se podrá revisar en la sección 9.3.1 de anexos.

Tabla 4.6. Manual de Procedimientos para Regulador de Tensión.

Partes	Actividades	Frecuencia
Controles / Panel	Verificar funcionamiento de la pantalla.	Semestral
	Verificar el funcionamiento de las teclas disponibles, navegando en el panel.	Semestral
	Aplicar comando de prueba para verificar que todas las luces enciendan.	Semestral
	Repare las anomalías detectadas si se puede, sino detalle la situación y programe un mantenimiento correctivo.	Semestral
Controles / UPS	Desconecte la alimentación de la UPS y verifique el correcto funcionamiento del equipo.	Semestral

Fuente: Elaboración propia en Microsoft Word.

4.3.2.2. Procedimientos de inspección, Reconectador.

Los reconectores son equipos los cuales se instalan estratégicamente dentro del circuito eléctrico de distribución, y su función principal es detectar corrientes de cortocircuito aguas abajo de donde se ubican, de tal manera que, si sucede una contingencia, el Reconectador es capaz de cortar el fluido eléctrico en tiempos muy cortos, de esta forma, proteger la red y evitar interrupciones prolongadas a la red de distribución.

Es importante destacar que la parte electromecánica de los reconectores son libres de mantenimiento, con una vida útil que ronda los 25 años, según criterio del distribuidor, por tanto, a este equipo se le podrá programar mantenimiento de inspección solamente a los controles electrónicos, tal como se muestra parcialmente en la tabla 4.7. El manual de procedimientos completo podrá consultarlo en la sección 9.3.2 de anexos.

Tabla 4.7 Manual de Procedimientos para Reconectador.

Partes	Actividades	Frecuencia
Controles / Panel	Verificar funcionamiento de la pantalla.	Semestral
	Verificar el funcionamiento de las teclas disponibles, navegando en el panel.	Semestral
	Aplicar comando de prueba para verificar que todas las luces enciendan.	Semestral
	Repare las anomalías detectadas si se puede, sino, detalle la situación y programe un mantenimiento correctivo.	Semestral
Controles / Batería	Ejecutar la prueba de la batería desde el panel de control.	Semestral
	Inspeccionar visualmente los bornes, en busca de sobrecalentamiento.	Semestral

Fuente: Elaboración propia en Microsoft Word.

4.4.Ejecución de las labores propuestas.

Las acciones propuestas para la ejecución de las labores de mantenimiento preventivo, no implicarían mayor cantidad de mano de obra para su cumplimiento, pues al llevar el control por medio del software de mantenimiento, se podrían programar las acciones con forme a los lugares donde se desplacen las cuadrillas (siempre y cuando estas cuenten con el conocimiento acerca de la tarea programada) ya sea a construir, mejorar o corregir la línea de distribución, de tal forma que se aprovechen tiempos muertos de algún operario para verificar, mantener y corregir los circuitos, de esta forma optimizar las condiciones de operación.

Los objetivos que buscan cubrir dichos procedimientos de inspección se basa en la reducción del total de horas indisponibilidad, para los diferentes circuitos asociados a las causas más comunes de perturbaciones de la red.

El realizar los procedimientos de forma correcta, evidentemente elevará los costos de operación debido a que, a los operarios les demandará mayor tiempo el ejecutar las nuevas labores asignadas, pero al final este tiempo se verá compensado con la disminución en las averías al sistema. Lo que liberará al final a las cuadrillas de mantenimiento de las tareas urgentes derivadas de averías.

Además, se recomienda al departamento seguir con la elaboración de los planes de mantenimiento basados en procedimientos de inspección, para los demás equipos cuyo impacto es medio, en cuanto a las operaciones y cantidad de usuarios afectados ante una eventual avería de los mismos, esto debido a que es fundamental contar con planes de mantenimiento para los equipos de cualquier organización.

Capítulo 5. Propuesta Hoja de Trabajo RCM por Medio de Herramienta AMEF.

El mantenimiento es una disciplina gerencial muy cambiante, debido principalmente al enorme aumento en la cantidad y variedad de equipos, plantas e instalaciones, así como el avance tecnológico que estos tienen en periodos tan cortos de tiempo. Cada día aparecen diseños más complejos, nuevos métodos del mantenimiento y perspectivas cambiantes en la organización del mantenimiento y responsabilidades.

En las primeras generaciones, el mantenimiento no buscaba la alta mecanización y las paradas de los equipos no era un tema importante para ninguna compañía, ya para los años 50's ya había cambiado la cantidad y complejidad de las máquinas, así como la demanda de los crecientes mercados, lo que llevo al mantenimiento a tomar acciones sobre los tiempos de paradas e identificar fallas, dando lugar al mantenimiento preventivo, finalmente a mediados de los 80's los cambios en las industrias han motivado nuevas investigaciones, nuevas técnicas y nuevas expectativas en la producción. Dicha evolución del mantenimiento se resume en la figura 5.1 (Moubray, 2004).

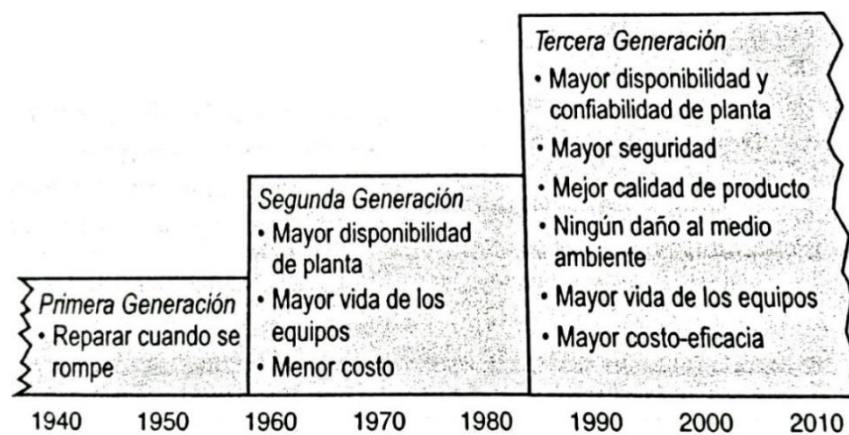


Figura 5.1. Evolución del Mantenimiento.

Fuente: Moubray (2004).

El mantenimiento, además, responde no solo la atención de los equipos, sino el impacto que estos pueden tener sobre la seguridad del operario, las personas y el medio ambiente, relación entre el mantenimiento, la calidad del producto y la imagen de la empresa, entre otros, esto lleva al personal de mantenimiento a adoptar nuevas maneras de pensar y actuar (Moubray, 2004).

El objetivo fundamental que busca el mantenimiento según este autor, es preservar las funciones, operatividad, optimización del rendimiento y vida útil, buscando siempre el punto de equilibrio entre las actividades realizadas correctivas y preventivas, contra el costo de dichas actividades.

5.1.Mantenimiento y el RCM

Desde el punto de vista de la ingeniería del mantenimiento hay dos elementos de suma importancia al intervenir un equipo, el primero se refiere a ser mantenido y asegurar sus funciones, el otro se refiere a modificar o mejorar el activo para el proceso específico (Moubray, 2004).

Moubray (2004) define el mantenimiento centrado en confiabilidad (RCM) como:

“Un proceso utilizado para determinar qué se debe hacer para asegurar que cualquier activo físico continúe haciendo lo que sus usuarios quieren que haga en su contexto operacional actual.”

Según Moubrey (2004), se deben formular 7 preguntas referente al activo o sistema de interés. A continuación, se muestran dichas preguntas:

1. ¿Cuáles son las funciones? (Funciones y criterios de funcionamiento).
2. ¿De qué forma falló? (fallos funcionales).
3. ¿Qué causa el fallo? (modos de fallos).
4. ¿Qué sucede cuando hay fallo? (efectos de los fallos).
5. ¿Qué ocurre si falla? (consecuencia de los fallos).
6. ¿Qué se puede hacer para prevenir los fallos? (tareas proactivas y preventivas).
7. ¿Qué sucede si no puede prevenirse los fallos? (tareas a “falta de”).

5.1.1. Funciones y Parámetros de Funcionamiento.

Las funciones de los equipos se asocian con el objetivo para el cual fueron adquiridos, de tal manera que si un activo no hace aquello que los usuarios quieren que haga o no realiza las funciones para las cuales fue adquirido, entonces se puede decir que el equipo ha fallado (Moubrey, 2004).

Antes de poder aplicar un proceso para la determinación de ¿Qué se debe hacer para que cualquier activo continúe haciendo aquello que sus usuarios quieren que haga?, en el contexto operacional se necesita conocer ¿Qué es lo que los usuarios quieren que haga? Y ¿De qué es capaz de realizar el activo? Por eso el primer paso del RCM expuesto por este autor es definir las funciones de cada uno de los activos en su contexto operacional.

5.1.2. Fallas Funcionales.

Según Moubray (2004), el único hecho que puede hacer que un activo no se desempeñe conforme a los parámetros que requieren los usuarios es la presencia de una falla. Por tal motivo los estados de falla son conocidos como fallas funcionales, ya que las mismas ocurren cuando el activo no puede cumplir una función de acuerdo con el parámetro de funcionamiento que el usuario considera aceptable.

5.1.3. Modo de Falla.

El tercer paso en la elaboración de un RCM es definir los eventos o hechos posibles que pueden haber ocasionado el estado de falla. Se puede incluir en este apartado, además, las fallas ocurridas en otros equipos similares al del estudio. El modo de falla identifica todos los hechos que de manera razonablemente posible puedan haber causado cada falla. Moubray (2004)

5.1.4. Efectos de Falla.

Moubray (2004) define el cuarto paso en el proceso del RCM como un listado de efectos de falla, que describen lo que ocurre con cada de los modos de falla descritos en el apartado anterior. Esta descripción debe incluir toda la información que se necesite para apoyar la evaluación de las consecuencias de la falla. Incluyendo las evidencias de las fallas ocurridas, las amenazas que estas representan, efecto en la producción y operaciones, así como lo que debe hacerse para reparar la falla.

5.1.5. Consecuencias de las Fallas.

Según el mismo autor, en este apartado es importante identificar las consecuencias más serías referentes a las fallas, si estas tienen serias consecuencias y que hacer para evitarlas. El RCM clasifica las consecuencias en cuatro grupos, como se muestran a continuación:

- **Consecuencia de fallas ocultas:** Son Fallos no evidentes y no tienen impacto directo en el equipo, pero exponen al equipo y proceso a otros fallos, de consecuencias más serías y a menudo catastróficas. Estos suponen la mitad de los modos de fallos de los equipos complejos modernos.
- **Consecuencias en la seguridad y el ambiente:** son fallos que podrían ocasionar lesiones o incluso la muerte de personas, o que de algún modo pueda tener consecuencias con el medio ambiente.
- **Consecuentica operacionales:** un fallo tiene consecuencias operacionales si afecta la producción, en cuanto a la capacidad, calidad del producto, servicio al cliente, costes industriales entre otros, que se sumen al costo directo de la reparación.
- **Consecuencias no operacionales:** las fallas de esta categoría no afectan la seguridad de las personas, al medio ambiente, ni a la producción, el único gasto asociado es la reparación del mismo.

5.1.6. Tareas Proactivas.

Las definiciones de las tareas proactivas van de la mano con la investigación y seguimiento de las fallas en los equipos, pues estas se refieren a la determinación de la probabilidad de fallas de dichos elementos, dependiendo de la confiabilidad establecida, de tal manera que las tareas proactivas se orientan a reacondicionar el

activo, establecer sustituciones cíclicas de determinados repuestos y revisiones a condición, dentro de las cuales se incluyen las tareas predictivas.

5.1.7. Acciones a “Falta De”

El RCM además de proponer tareas proactivas y preventivas técnicamente factibles, se pregunta si merecen la pena hacerlas. En este apartado se reconocen tres grandes categorías de acciones a falta de:

- Búsqueda de fallas: estas tareas implican revisar periódicamente las funciones ocultas para determinar si han fallado.
- Rediseño: este implica hacer cambios a las capacidades iniciales del sistema.
- Ningún mantenimiento programado: en este no se hacen esfuerzos por tratar de anticipar o prevenir los modos de falla, es más barato y factible dejar que la falla ocurra, para luego repararla.

5.2. Aplicando el Proceso de RCM.

Antes de analizar los requerimientos del mantenimiento de los activos físicos, es necesario determinar cuáles elementos serán sometidos al proceso de revisión del RCM. Para este sentido es de fundamental importancia preparar un registro de planta en caso de que no exista. Dentro de los requerimientos necesarios antes de formular el RCM se encuentran el planeamiento, definición de grupos de trabajo, definición de facilitadores, resultados del análisis y auditoría e implementación.

5.2.1. Planeamiento.

El RCM logra grandes mejoras en la efectividad del mantenimiento y a menudo en muy corto plazo. Sin embargo, su aplicación exitosa depende de un planeamiento y preparación muy detallado. Los elementos centrales del proceso de planeamiento son:

- Decidir cuáles activos físicos se beneficiarán más con el proceso RCM y de qué manera lo harán
- Evaluar los recursos requeridos para la aplicación de proceso a los activos seleccionados.
- Asegurar una clara comprensión del contexto operacional.

En los casos en lo que los beneficios justifican la inversión, decidir detalladamente quién realizará cada análisis, quién auditará, cuándo y dónde, y hacer los arreglos necesarios para que dichas personas reciban el entrenamiento apropiado.

5.2.2. Grupos de Revisión.

Tal que se aclaró anteriormente, el proceso de RCM enmarca siete preguntas básicas, en la práctica, el personal de mantenimiento no puede responder a todas esas preguntas, por tal motivo, es de suma importancia un equipo de revisión el cual valide la información incluida al RCM, este grupo debe ser integrado por personas directamente involucradas en los procesos. La figura 5.2 muestra un grupo típico de revisión del RCM.

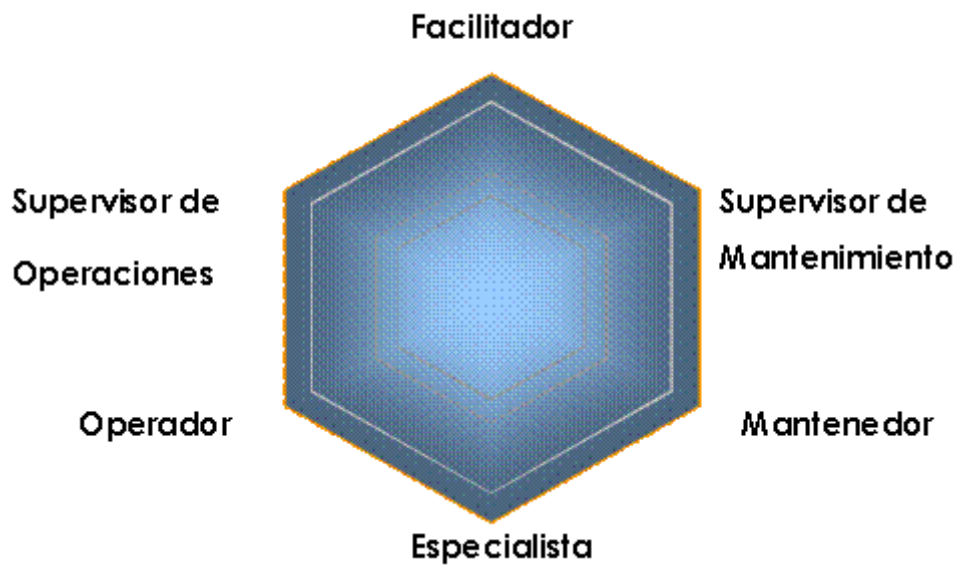


Figura 5.2 Grupo típico de revisión RCM.

Fuente: <http://www.mailxmail.com> (2011)

5.2.3. Facilitadores.

El facilitador o los facilitadores encabezan los grupos de revisión, y son los especialistas en temas de RCM y su rol es asegurar que:

- El análisis se lleve a cabo en el nivel correcto, que los límites sean claramente establecidos y que ningún ítem importante sea pasado por alto.
- Que el RCM sea claramente comprendido y correctamente aplicado.
- El grupo llegue al consenso de forma rápida y ordenada.

5.2.4. Resultados de un análisis RCM.

Se es aplicado de forma sugerida en los pasos anteriores, un análisis RCM debe dar tres resultados tangibles:

- Planes de mantenimiento a ser realizados por el departamento de mantenimiento.
- Procedimientos de operación revisados, para los operadores del activo.
- Lista de cambios que se deben hacer al activo o a la manera de ser operado.

5.2.5. Auditoría e implementación.

Después de haber completado la revisión para cada activo físico definido dentro del RCM, los gerentes responsables del equipo deben comprobar que las decisiones tomadas por el grupo son razonables. Luego de aprobada, la hoja es incorporada a los planes de mantenimiento para su ejecución.

5.3.Propuesta de RCM para la Red de Distribución de Energía según AMEF.

Para dar inicio con la propuesta de la hoja de trabajo de mantenimiento basada en confiabilidad “RCM” para el departamento de Distribución de Energía de la Coopesantos, R.L. se seguirán los siguientes pasos:

1. Revisión del registro de planta.
2. Definición de activos a aplicar RCM y recursos necesarios.
3. Propuesta de grupos de revisión.
4. Elaboración de hoja RCM.
5. Propuesta de manual de mantenimiento.

Es importante recordar que esta hoja es una propuesta, por tanto, no se ejecutaran todos los pasos definidos en el apartado 5.2 “Aplicando el proceso de RCM”, pues este no llegará a ser implementado durante el periodo establecido dentro de la práctica realizada dentro de la empresa.

5.3.1. Revisión del Registro de Planta.

La revisión del registro de planta se realizó al formular la sección 4.2.1 donde se definieron los equipos a los cuales se les da mantenimiento por parte del personal de Distribución de Energía. En este caso, la lista de los equipos que se encuentran distribuidos en la red eléctrica son:

- Transformadores de subestación.
- Reguladores de tensión.
- Bancos de Capacitores.
- Transformadores tipo poste o de distribución.
- Reconectores.
- Lámparas.
- Registradores de calidad de energía.
- Herrajes.
- Postes.
- Medidores principales.
- Cableado.
- Medidores comerciales.

5.3.2. Definición de Activos para Aplicar RCM.

En la sección 4.2.4 se definió la criticidad de los equipos a los cuales el personal de distribución de energía les brinda mantenimiento. En esa sección además se definieron los criterios de selección de un equipo crítico. Dentro de los criterios se encuentran: el impacto que representa en la operación una eventual avería, el impacto ambiental de dicho elemento, el riesgo que representa la manipulación de dicho elemento por parte del operario y por último el valor económico de este.

Cada uno de los criterios se puede calificar de 1 a 3 como lo muestra la tabla 4.4, al final estos puntajes se suman y si el resultado da un valor igual o mayor que diez, el activo es considerado como sensible en las operaciones de la red de distribución. Así que, según las especificaciones anteriores, los transformadores de potencia serían los equipos críticos a los cuales se les debería aplicar el RCM.

La Cooperativa cuenta actualmente con dos transformadores de potencia, ubicados en la Subestación La Lucha y Subestación San Pablo respectivamente y aunque ambos se encuentran en ubicaciones geográficas distintas, con altitud y climas diferentes, sus formas constructivas eléctricas y mecánicas son muy similares, por tanto, se decide realizar una hoja RCM que sea aplicable a ambos transformadores por igual.

5.3.3. Propuesta de Grupo de Revisión.

En este caso se propondrá un grupo de revisión de la hoja de RCM y además dicho grupo funcionará para retroalimentación, con el objetivo de que los planes sean revisados y actualizados cada dos años, con forme a las experiencias adquiridas en el periodo anterior. Dicho grupo se podría conformar tal como se muestra en la tabla 5.1.

Tabla 5.1 Propuesta Grupo de Trabajo RCM

Puesto	Nombre
Facilitador	Sr. Helberth Núñez
Director de Energía	Ing. Gustavo Jara
Jefe de Distribución.	Ing. Claudio Ureña
Coordinador SIG	Ing. Carlos Abarca
Jefe DITEM	Ing. Jorge Alvarado
Gestor de ARESEP	Ing. Ronald Castillo
Jefe de Cuadrillas	Sr. Franklin Monge
Técnicos.	Sr. Didier Bermúdez
	Sr. Walter Bermúdez

Fuente: Elaboración propia en Microsoft Word.

5.3.4. Elaboración de Hoja RCM.

La elaboración de la hoja RCM para los transformadores de potencia de la Coopesantos, R.L. se propusieron a partir de la investigación realizada durante el periodo de práctica profesional, de la experiencia del asesor industrial el Ing. Ronald Castillo, el Ing. Claudio Ureña, jefe del Departamento de Distribución de Energía y del manual del fabricante de uno de los transformadores. La hoja RCM podrá consultarla completa en el anexo 9.4.

5.3.4.1. Función.

La función principal del transformador de potencia es “*Transformar y regular el voltaje de acuerdo con sus características de diseño*”. Todos los elementos necesarios para que esta función se cumpla, formarán parte de los componentes del transformador, por tal motivo, elementos como el ventilador, deshumidificador, pararrayos, radiadores, tanques, instrumentos de control y medición, entre otros.

Además, es importante enumerar las sub-partes de este equipo y funciones específicas que realizan cada una de ellas, con la finalidad de facilitar encontrar las fallas funcionales para el transformador de potencia:

- **Devanados:** Producir y/o transformar el flujo electromagnético, además, regular el voltaje de acuerdo con la relación de tap en el que se encuentre.
- **Núcleo:** Transportar el flujo electromagnético producido por los devanados.
- **Líquido aislante:** Aislar los componentes del potencial eléctrico y servir como medio refrigerante.
- **Conservador de aceite o tanque de expansión:** Contener el líquido aislante de reserva.
- **Cuba:** Contener el líquido aislante y brindar protección a los componentes mecánicos del transformador.
- **Pararrayos:** Brindar protección ante una descarga atmosférica.
- **Aisladores:** Proveen un medio aislado para la conexión con los componentes internos del transformador.
- **Radiador:** Proveer un medio de fácil transferencia de calor del líquido aislante al medio ambiente.
- **Abanicos:** Proporcionar un flujo de aire forzado a través del radiador para acelerar el intercambio de calor.
- **Deshumidificador:** Extraer la humedad contenida en el líquido aislante, debido a la expansión térmica.
- **Conexiones a tierra:**
- **Cambiador de derivaciones:** Ejecuta operaciones electromecánicas para regular el voltaje.
- **Sensores de monitoreo:** Convertir variables físicas en señales eléctricas, para indicar estado de funcionamiento.
- **Sistemas de medición y protecciones:** Verifica mediante sensores el correcto funcionamiento del transformador en sus diferentes elementos.

La función realizada por cada una de estas sub-partes se puede considerar como una función secundaria de la función principal del transformador, pues esta es necesaria para su correcto funcionamiento.

5.3.4.2. Falla Funcional.

Una vez definidas la funciones que realiza el transformador y cada una de las sub-partes que intervienen en el correcto funcionamiento del transformador de potencia, se procede a determinar el tipo de fallas funcionales que se podrían presentar si alguna de estas partes llegara a fallar o a salir de sus parámetros normales de funcionamiento.

El enfoque de las fallas funcionales del RCM se basa en las funciones principales de cada uno de los componentes del transformador, teniendo en cuenta sus características de diseño y los rangos en estos deben operar, de tal forma que, si un componente se encuentra fuera de su rango normal de funcionamiento, se puede decir que el transformador se encuentra en estado de falla. Por ejemplo, se podría decir que la función de los abanicos es “Proporcionar un flujo de aire forzado a través del radiador para acelerar el intercambio de calor”, una falla funcional asociada a esta sub-parte sería que “*el flujo de aire no es suficiente*”.

La tabla 5.2 muestra una sección de la hoja RCM a modo de ejemplo.

Tabla 5.2 Función y Falla Funcional.

Función		Falla Funcional		Subparte
A	Transformar y regular el voltaje de acuerdo con sus características de diseño	I	Intercambio de calor inadecuado.	Abanico.

Fuente: Elaboración propia en Microsoft Word.

5.3.4.3. Modo de Falla

Una vez identificada la falla funcional, se debe intentar reconocer todos los hechos que podrían causar dicho estado de falla. Actualmente en Coopesantos, R.L. no se cuenta con un procedimiento estándar para el registro, almacenamiento de las fallas y acciones de mantenimiento ejecutadas a los transformadores de potencia. Hasta el momento los único que el departamento hace es programar acciones de mantenimiento rutinarias de forma anual, pero esta rutina no se ejecuta bajo ningún modelo de confiabilidad, además, de que no sigue ningún procedimiento estándar, esto dificulta el establecer los modos de fallas a los equipos en cuestión. Por otra parte, es importante señalar que hasta la fecha ninguno de los dos transformadores de potencia de la Cooperativa ha presentado ninguna avería, ni siquiera, en alguna de las subpartes menos sensible, a esto sumado la falta de documentación, hace que la tarea de definir los modos de falla sean un gran reto. Por tal motivo una de las recomendaciones importantes de este proyecto es establecer un procedimiento de documentación estándar, manejado por medio de la herramienta computacional MP.

De esta forma, los modos de falla fueron definidos por medio de las entrevistas realizadas a los colaboradores de la compañía, así como investigando sobre fallas típicas registradas por equipos similares. Este apartado también

Este apartado también incluirá algunas de las causas que podrían provocar los diversos modos de falla. Estas son la manera de encontrar la respuesta a la pregunta del porqué se origina una falla. Además, aportan información importante a las acciones proactivas.

La tabla 5.3 muestra los modos de falla posibles para los abanicos del transformador, así como posibles causas.

Tabla 5.3 Modos de Falla.

Falla Funcional		Sub- parte	Modos de falla		Causas	
I	El flujo de aire no es suficiente	Abanico.	3	Uno o más abanicos fuera de servicio.	Motor dañando	Conexiones sueltas.
		Abanico	4	Protección térmica bloqueada.	Daño en protección.	

Fuente: Elaboración propia en Microsoft Word.

5.3.4.4. Efectos de la falla

Los efectos de falla son las repercusiones que tienen cada uno de los modos de falla definidos anteriormente, esta ayudará a definir la criticidad de la misma. La tabla 5.4 muestra los efectos de falla relacionados con el abanico del transformador de potencia, referente a los modos de falla.

Tabla 5.4 Efectos de Fallas.

Sub- parte	Modos de falla		Causas		Efectos
Abanico.	3	Uno o más abanicos fuera de servicio.	Motor dañando	Conexiones sueltas.	Incremento en la temperatura del líquido aislante.
Abanico	4	Protección térmica bloqueada.	Daño en protección.		Incremento en la temperatura del líquido aislante.

Fuente: Elaboración propia en Microsoft Word.

5.3.4.5. Tarea Propuesta.

Las tareas propuestas son muy importantes, pues estas son tomadas en cuenta al momento de realizar las rutinas de mantenimiento. Por ejemplo, la tabla 5.5 muestra las tareas proactivas definidas para los efectos de fallas relacionadas con el abanico.

Tabla 5.5 Efectos de Fallas.

Causas		Efectos	Tarea proactiva
Motor dañando	Conexiones sueltas.	Incremento en la temperatura del líquido aislante.	Monitorear temperatura del líquido aislante. Revisar conexiones, prueba de encendido de abanicos.
Daño en protección.		Incremento en la temperatura del líquido aislante.	Monitorear temperatura del líquido aislante. Revisar conexiones, prueba de encendido de abanicos.

Fuente: Elaboración propia en Microsoft Word.

5.3.5. Propuesta de manual de mantenimiento.

El siguiente manual de mantenimiento se desarrolla con la intención de que se pueda incluir y programar las tareas y actividades por medio del software MP, por tanto, el formato del manual busca la compatibilidad entre ambos. Esto se debe principalmente a que la Cooperativa hizo una gran inversión en adquirir la herramienta para administrar el mantenimiento en la Dirección de Energía referente a la distribución eléctrica. Dicho manual es elaborado a partir de las acciones propuestas en la hoja RCM, las cuales se propusieron a partir de las recomendaciones de las jefaturas de Dirección de Energía. Se puede consultar por el manual completo en el anexo 9.6.

El manual utiliza modelos estadísticos de confiabilidad para definir los periodos de ejecución de las labores, además, este contempla un análisis de los costos financieros que representa la implementación del modelo de gestión de mantenimiento basado en

confiabilidad RCM para la distribución de energía. A continuación, se desglosa cada uno de estos rubros.

5.3.5.1. Modelo Estadístico para Periodicidad del Mantenimiento.

El modelo de confiabilidad estadística según la distribución Weibull se usa en ingeniería como herramienta para medir los procesos estocásticos, específicamente los valores extremos de la función Weibull están ligados al a vida útil de los productos en estudio, esta ha ayudado a las iniciativas de perfeccionamiento relacionado con los círculos de calidad, cero-fallas entre otros. Por estas características presentadas anteriormente es que se decide a utilizar dicha distribución para el análisis de la confiabilidad en los transformadores de potencia. La aplicación de dicho modelo para definir la periodicidad de las labores se hará mediante una herramienta computacional facilitada por el profesor tutor el Ing. Joshua Guzmán

Es importante señalar que, los datos con los que se alimenta la distribución anteriormente mencionada son de acciones de mantenimiento preventivo y predictivo ejecutadas sobre dichos activos, pero hasta el momento desde aproximadamente el año 2001 que se adquirieron, ninguno ha presentado fallas en sus funciones, ni si quiera en alguna de las funciones secundarias.

La tabla 5.6 muestra los datos de mantenimientos preventivos y predictivos realizados sobre el transformador de la Lucha, que implican parada del equipo, con los cuales se alimenta la distribución de probabilidad mencionada.

Tabla 5.6 Mantenimientos con Paro de Equipo. Transformador la Lucha.

Fecha del paro	Tiempo estima de parada en horas.
28/04/10	0,3
18/11/13	0,4
21/01/15	0,3
20/04/18	0,4

Fuente: Coopesantos, R.L.

Al ingresar los datos de la tabla 5.6 a la herramienta computacional facilitada por el profesor tutor del presente proyecto, se determinan las condiciones actuales de confiabilidad con las que se está haciendo mantenimiento a los transformadores de potencia, dichos datos se resumen en la tabla 5.7

Tabla 5.7 Datos Actuales de Mantenimiento

Variable	%Prob.	Descripción.
Confiabilidad.	47.53%	Según el tiempo promedio entre mantenimientos.
Disponibilidad.	97.97%	Porcentaje de tiempo disponible en operación.
Mantenibilidad.	96.23%	Probabilidad de reparar en 12 horas.

Fuente: Macro en Microsoft Excel.

La periodicidad de labores del manual de mantenimiento se propone en conjunto con las jefaturas para ejecutarse de forma anual, esto debido a que los costos en mantenimiento representan un costo muy bajo comparado con el costo de adquisición del activo, así que es conveniente disminuir los tiempos entre mantenimientos. Dicha propuesta se ve reflejada en la tabla 5.8

Tabla 5.8 Propuesta, Periodicidad de Labores.

Variable	%Probabilidad.	Descripción.
Confiabilidad	84.61%	Tiempo entre intervenciones cada año.
Confiabilidad	94.11%	Tiempo entre intervenciones cada 6 meses.
Disponibilidad.	97.97%	Porcentaje de tiempo disponible en operación.
Mantenibilidad.	96.23%	Probabilidad de reparar en 12 horas.

Fuente: Macro en Microsoft Excel.

De la tabla 5.8 se observa que haciendo mantenimiento cada año, la confiabilidad del equipo se mantendrá en 84.61%, mientras que, si las labores se programaran en intervalos de cada 6 meses, la confiabilidad aumentaría hasta el 94.11% por tanto se recomienda considerar algunas de las labores que no requieran de contratación de personal especializado a realizarse de forma semestral.

Los análisis de confiabilidad realizados en esta sección se muestran en el anexo 9.5

5.3.5.2. Costos del mantenimiento.

En este caso los costos estimados con una eventual implementación de la hoja RCM se muestran en la tabla 5.9.

Tabla 5.9. Costos de Implementación del RCM

Insumos	unidades	Costo unitario	Total
Horas hombre	48	¢2.250,00	¢108.000,00
Análisis de aceite	1	¢286.000,00	¢286.000,00
Termografía	1	¢0,00	¢0,00
Ultrasonido	1	¢0,00	¢0,00
Equipo de limpieza	1	¢30.000,00	¢30.000,00
Consumibles varios (Cable, artículos de limpieza, etc.)	1	¢100.000,00	¢100.000,00
Sensores.	1	¢50.000,00	¢50.000,00
Pintura dieléctrica	1	¢15.000,00	¢15.000,00
Juego de empaque principales	1		¢260.376,00
		Total	¢799.376,00

Fuente: Coopesantos, R.L.

De la tabla 5.9 se observa que siempre y cuando no se deba hacer un cambio de un aislador de baja o alta tensión el costo del mantenimiento a cada una de las subestaciones de forma anual es de ¢799.376,00 esto representa un 0.1% del total de gastos anuales para el departamento y por los beneficios que traerá una eventual implementación se podría asegurar un ahorro significativo a largo plazo, pues esta técnica aumentará indudablemente la vida del activo.

En el caso de cambio de piezas con mayor costo, como es el caso de un ventilador o un aislador, el costo de hacer mantenimiento ascendería a ¢1.998.686 lo cual

igualmente sigue representando un costo adicional muy bajo respecto a los costos anuales de mantener la red de distribución, representando el 0.25% de los costos anuales. Estos datos se pueden observar en la tabla 5.10

Tabla 5.10 Costo del RCM con Averías Detectadas.

Insumos	unidades	Costo unitario	Total
Horas hombre	48	¢2.250,00	¢108.000,00
Análisis de aceite	1	¢286.000,00	¢286.000,00
Termografía	1	¢0,00	¢0,00
Ultrasonido	1	¢0,00	¢0,00
Cables de recambio		¢5.000,00	¢0,00
Equipo de limpieza	1	¢30.000,00	¢30.000,00
Pintura dieléctrica	1	¢15.000,00	¢15.000,00
Aislador pasatapas	1	¢919.310,00	¢919.310,00
Grúa	6	¢30.000,00	¢180.000,00
Consumibles varios (Cable, artículos de limpieza, etc.)	1	¢100.000,00	¢100.000,00
Sensores.	1	¢50.000,00	¢50.000,00
Motor de Ventilador.	1	¢200.000,00	¢200.000,00
Juego de empaque principales	1	¢260.376,00	¢260.376,00
		Total	¢2.148.686,00

Fuente: Coopesantos, R.L.

Finalmente se recomienda registrar con el mayor detalle posible todos los trabajos realizados de forma preventiva, correctiva y predictiva, haciendo uso del Software MP y sus OT's para el control de los trabajos, además, se recomienda revisar el RCM,

mejorarlo en caso de ser necesario e implementarlo pues este será de gran ayuda en las labores de mantenimiento.

Capítulo 6. Propuesta de Gestión de Mantenimiento Basado en Cuadro de Mando Integral, “CMI”.

El presente capítulo, propone un modelo de gestión de mantenimiento basado en un Cuadro de Mando Integral (también conocido como Balanced Scorecard, en adelante llamado por sus siglas en español CMI) para el área de Dirección de Energía, referido específicamente a las actividades de mantenimiento que se realizan en la red de distribución de energía.

Este se propone por la necesidad que enfrentan muchas organizaciones, en cuanto al desarrollo de sistemas de medición de desempeño del mantenimiento, ya que es un gran desafío evaluar de forma adecuada los procesos que se llevan a cabo en las diferentes organizaciones.

La presente propuesta se basa en la evaluación de las actividades habituales del mantenimiento que realiza la Cooperativa, además, tomando en cuenta los resultados obtenidos hasta el momento en el diagnóstico realizado hasta el momento, esto con el objetivo de proponer mejoras en los procesos del mantenimiento de distribución de energía.

6.1. Modelos de Gestión de Mantenimiento.

Los modelos de gestión de mantenimiento deben ser eficaces, eficientes y oportunos, es decir, deben estar alineados con los objetivos y necesidades de la organización, minimizando los costos indirectos del mantenimiento, por tal motivo, son ampliamente usados para incrementar la calidad de los trabajos desarrollados por el departamento de mantenimiento de cualquier organización, además, estos muestran los procesos llevados a cabo en el departamento de forma ordenada y secuencial, dando una perspectiva más amplia de los pasos que comprenden las labores ejecutadas y cómo influyen en las metas administrativas. Por tal motivo, la importancia en desarrollar un

modelo integral que incluya técnicas actuales de diagnóstico, planeación, ejecución y control, las cuales sean ejecutadas de forma correcta para que generen valor agregado a la empresa. Tales técnicas incluyen el uso de: RCM, TPM, ALCM, BSC, Análisis de Criticidad, CPM, Mejoramiento Continuo, Software de apoyo a la gestión, entre otros. Los cuales faciliten y mejoren el mantenimiento ejecutado.

Los modelos de gestión de mantenimiento comúnmente se elaboran de forma gráfica, con el objetivo de que sean de fácil interpretación por los colaboradores de la organización, de esta forma entender el porqué de su trabajo, la secuencia y la importancia que tiene este en el cumplimiento de las metas organizacionales. Por lo general el modelo de gestión debe colocarse en un lugar visible junto con la hoja de evaluación y los resultados obtenidos, con la finalidad de que sirvan de motivación para los colaboradores del departamento.

La figura 6.1 muestra un ejemplo de un modelo avanzado para la gestión integral del mantenimiento, el cual incluye la mejora continua y el CMI como herramientas fundamentales para el éxito de la implantación.

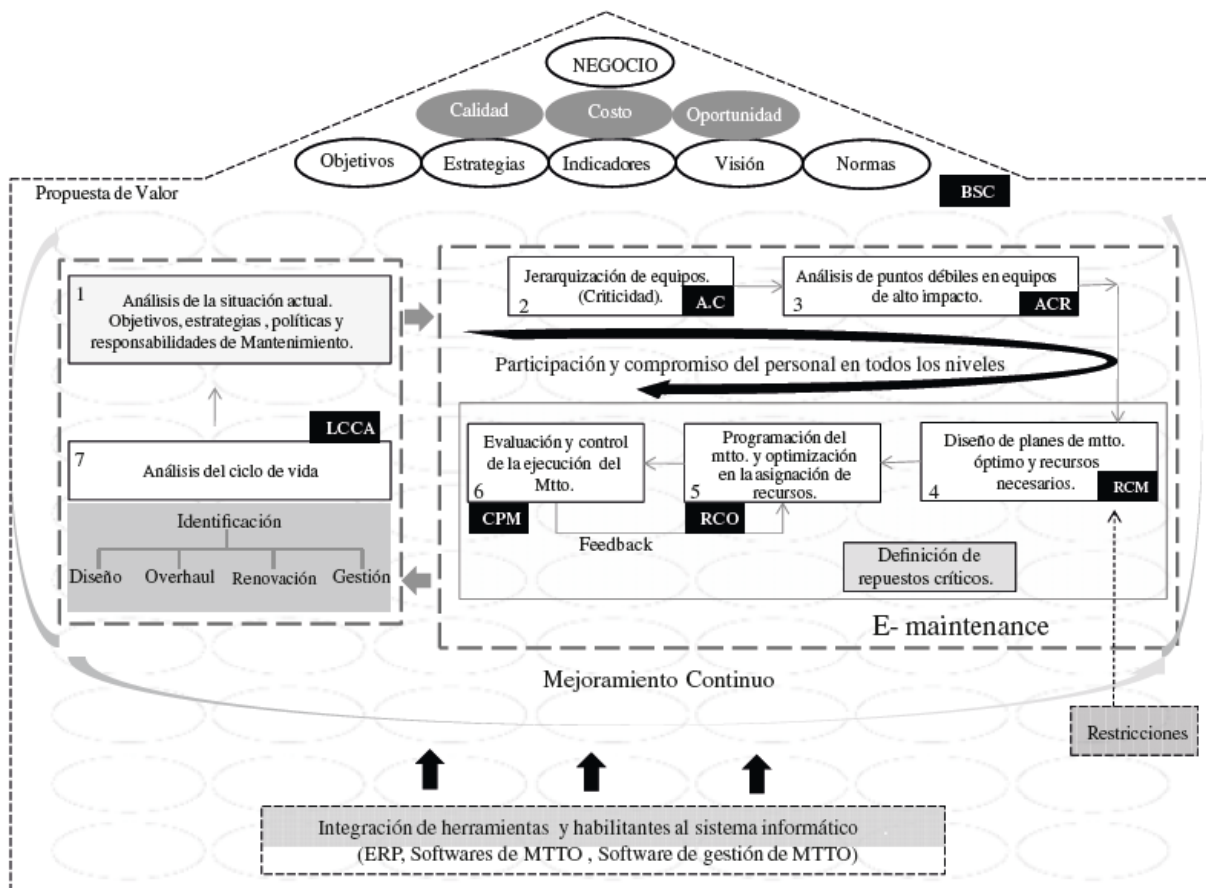


Figura 6.1 Modelos de Gestión

Fuente: Viveros et al., (2013).

6.2. La Estrategia como Medio para Crear Valor en una Organización.

Las organizaciones que ofrecen consultorías son el claro ejemplo de la creación de valor a partir de activos intangibles, pues estos no dependen en gran medida de sus activos físicos y proporcionan valor a sus clientes a partir de sus conocimientos y experiencias pasadas, de este modo proporcionar una solución comprometida e innovadora (Niven, 2006).

Cada vez es mayor el valor de los activos intangibles dentro de la organización, y según estudios realizados por el Brooking Institute si solo se miran los activos físicos de las empresas, las variables que se pueden medir son solamente técnicas de contabilidad ordinaria, pero estas representan alrededor de un cuarto del valor de las empresas. Esto quiere decir de otro modo que más del 75% de las fuentes que crean valor dentro de las corporaciones no quedan registrados en los informes de contabilidad si no se toma el valor agregado de los activos intangibles. Por tal motivo elegir solamente criterios financieros para medir el rendimiento una organización es un gran error (Niven, 2006).

Por tal motivo aspectos como: marcas, imagen y gestión del capital humano, son de suma importancia para toda organización, tal es la importancia en estos rubros que el déficit de capital humano ha provocado grandes problemas y riesgos a las organizaciones a través de la última década en los Estados Unidos (Niven, 2006).

Sin lugar a duda, la estrategia es el tema más discutido y debatido por las empresas, debido a que no existe un método correcto a seguir para el cumplimiento de los objetivos propuestos. El único acuerdo al que llegan los expertos en este tema es que, es más importante implementar o ejecutar la estrategia que formularla (Niven, 2006).

Afortunadamente la implementación de la estrategia ha demostrado impulsar positivamente las finanzas de las organizaciones que las aplican; la desventaja radica en que existen cuatro barreras de suma las cuales deben superarse antes de implementar y obtener resultados de la estrategia. Dichas barreras se muestran en la figura 6.2

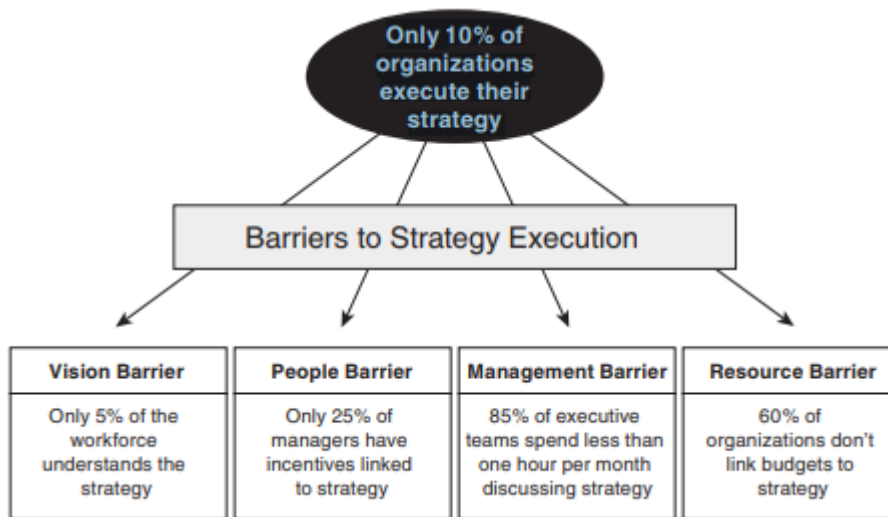


Figura 6.2 Barrera en la implementación de las estrategias.

Fuente: Niven, P (2006).

De la figura 6.2 se destaca que son cuatro las principales barreras las que limitan la correcta ejecución de la estrategia dentro de las organizaciones, además, según Norton y Kaplan “cada una de estas puede ser superada integrando el Cuadro de Mando Integral en un nuevo sistema de gestión estratégica”. A continuación, se detallan cada una de las barreras expuestas por los autores.

6.2.1. Barrera de la Visión

Esta barrera se produce cuando la organización no puede traducir su visión y estrategia a términos que puedan ser comprendidos por todas las áreas, para luego caminar todos en un mismo sentido. Por tal motivo, es de suma importancia conseguir obtener consenso entre lo que realmente significan la visión y las estrategias de una empresa. Al faltar consenso y claridad de parte de la administración, las diferentes áreas perseguirían objetivos distintos según su propia interpretación de la misión y la estrategia corporativa (Kaplan & Norton, 2002).

Según estudios realizados por Kaplan y Norton (2002) el 59% de los equipos de alta dirección piensan que tienen una comprensión clara del como implantar la visión y estrategia entre sus empleados, lo cierto del caso es que solo el 5% de las fuerzas de trabajo la entienden.

6.2.2. Barrera de las Personas.

La siguiente barrera surge cuando la estrategia no está vinculada a objetivos individuales, de equipos o de departamentos. En lugar de ello, la fuerza departamental está centrada en cumplir con los presupuestos financieros establecidos; además, los equipos de trabajo e individuos tienen sus objetivos vinculados a lograr objetivos tácticos de corto plazo (Kaplan & Norton, 2002).

Según estudios realizados por Kaplan y Norton (2002) indican que alrededor del 25% de las jefaturas tienen compensaciones relacionados con la obtención de los objetivos estratégicos de largo plazo, además, en la primera línea y mandos intermedios las solamente alrededor del 10% reciben un incentivo por el cumplimiento de la estrategia a largo plazo.

6.2.3. Barrera de Administrativa.

Esta barrera se refiere a la retroalimentación (feedback) táctica y no solamente a la estratégica. La falta de feedback limitará la forma en cómo se llevará a la práctica la estrategia y el cómo están funcionando las técnicas implantadas por la compañía. En la mayoría de los sistemas de gestión únicamente se revisa la actuación operativa a corto plazo y en su mayoría es sobre indicadores financieros, comparando resultados reales con los presupuestados. Se invierte muy poco tiempo en revisar los indicadores de la implantación y éxito de la estrategia (Kaplan & Norton, 2002).

Según estudios realizados por los autores anteriores, indican que alrededor del 85% de los equipos ejecutivos gastan menos de una hora mensual en discutir la estrategia.

6.2.4. Barrera de los Recursos.

La tercera barrera se vincula con el fracaso que existe en vincular las actividades estratégicas a largo plazo con la asignación de los recursos. En la actualidad muchas organizaciones tienen criterios separados para la planificación estratégica a largo plazo y corto plazo (anual) referente a los presupuestos, en consecuencia, los fondos no acostumbran a estar relacionados con las prioridades estratégicas.

Los estudios realizados por estos autores indican que cerca de un 60% de las organizaciones no vinculan las estrategias con los presupuestos asignados.

6.3. Cuadro de Mando Integral.

El Cuadro de Mando Integral es una hoja de indicadores cuantitativos formulados a partir de la misión y la estrategia corporativa, los cuales complementan los indicadores financieros. Esta técnica es de suma importancia para medir la efectividad en los procesos, sumado a esto, la necesidad que tienen las organizaciones de mejorar constantemente sus productos y servicios hace que, este tipo de modelos de gestión ganen importancia en todos los niveles de una compañía, pues, viene a alinear los objetivos con las metas de todos los equipos de trabajo (Niven, 2006).

El CMI es un sistema de gestión poderoso para cualquier compañía, pues proporciona a directivos y equipos de trabajos instrumentos de medición para alcanzar las metas y los objetivos propuestos, con la finalidad de ser cada vez más competitivos en los cambiantes mercados, además, si este se llega a aplicar de forma correcta, generará gran valor a los clientes y al mismo tiempo mejorará la rentabilidad en las operaciones (Kaplan & Norton, 2002).

En este sentido, el mantenimiento juega un papel trascendental en cualquier compañía, pues, una de las finalidades de éste es generar valor, optimizando los procesos en los que interviene. Por tal motivo es que surge la actual propuesta de diseño de un CMI

que venga a servir como herramienta de gestión y complemente los indicadores financieros que tan importantes son para toda compañía.

6.3.1. Orígenes del Cuadro de Mando Integral.

El CMI nace como una herramienta de gestión para las empresas, en respuesta a la inestabilidad y complejidad que presentan los mercados debido al desarrollo tecnológico. Esta se concibe como una filosofía práctica de gestión empresarial, la cual surge con el objetivo de relacionar la formulación estratégica con la implantación de la misma dentro del proceso de dirección estratégico (Universidad Rey Juan Carlos, s f.).

Esta técnica fue desarrollada en la Universidad de Harvard por los profesores Robert Kaplan y David Norton en el año 1992 y su principal característica es que funciona para medir tanto factores financieros como factores no financieros. Siendo esta una de las herramientas más conocidas de gestión y con mayor aceptación hasta el momento (Universidad Rey Juan Carlos, s f.).

Esta herramienta es catalogada como un poderoso instrumento para medir el desempeño de cualquier organización, demostrando que permite enlazar efectivamente la visión, la misión y la estrategia, en la búsqueda de los resultados establecidos a mediano y largo plazo, además, ofrece una visión completa de la organización (Universidad Rey Juan Carlos, s f.).

Este modelo de gestión surge debido a que los informes contables tradicionales proporcionan información limitada sobre el desempeño del negocio, reportando únicamente si los resultados históricos están con forme a los presupuestos establecidos, pero no informan sobre cómo se hicieron las cosas, si está bien o se pueden mejorar los procesos, es decir, no se informa sobre los factores que causan el resultado empresarial (Kaplan & Norton, 2002).

6.3.2. Necesidad de un Cuadro de Mando Integral para Evaluar y Medir Resultados de Desempeño en las Organizaciones.

Las mediciones son importantes pues “Si no puedes medirlo no puedes gestionarlo”, así que, si las empresas quieren sobrevivir y prosperar en la competencia deben adoptar sistemas de medición y gestión eficientes, derivados de sus estrategias y las capacidades. Actualmente muchas organizaciones todavía basan su actuación solamente en indicadores financieros, el CMI conserva la medición financiera y añade a este, perspectivas de clientes, procesos internos y formación del personal (Kaplan & Norton, 2002).

En la actualidad existen muchos sistemas de medición que incorporan indicadores financieros y no financieros, entonces ¿Qué hay de nuevo en este modelo? El CMI va más allá de emplear indicadores no financieros para mejoras locales, de operaciones, servicio al cliente o para las líneas más importantes. Pues al ser un modelo integral, este incluye todas las líneas de empleados desde la alta gerencia hasta obreros no calificados (Kaplan & Norton, 2002).

El CMI enfatiza en que los indicadores deben tener un equilibrio, tanto, en la actuación financiera, en la retroalimentación y en el control táctico de las operaciones. Además, estos indicadores forman parte de un sistema de información para todos los niveles de la compañía, donde, desde la alta gerencia hasta la primera línea comprendan las consecuencias financieras de las decisiones y acciones que se toman (Kaplan & Norton, 2002).

El CMI, además, debe transformar el objetivo y la estrategia de un negocio en indicadores tangibles. Así mismo, estos indicadores deben presentar un equilibrio entre procesos externos e internos; ofreciendo ventajas a clientes, accionistas, procesos críticos, formación y crecimiento del personal. Todos esto relacionado tal como se muestra en la figura 6.3 (Kaplan & Norton, 2002).

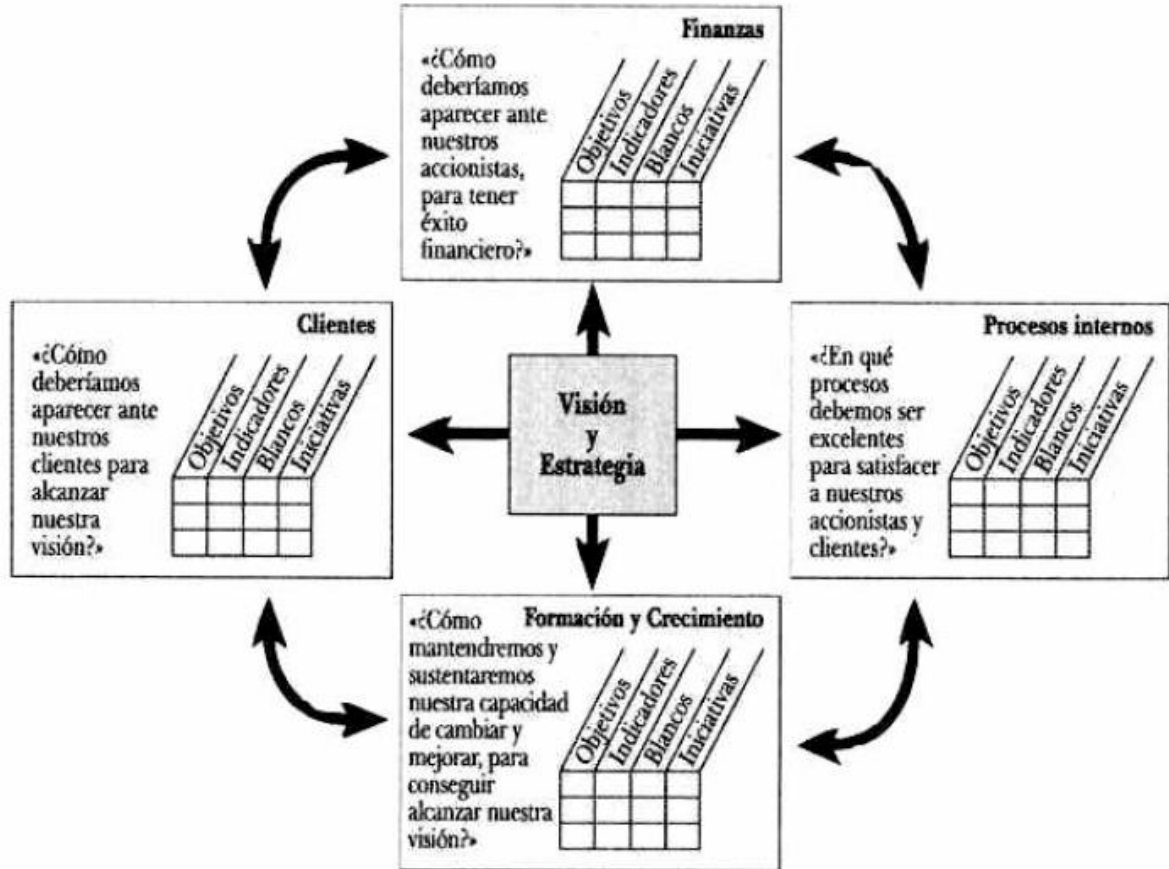


Figura 6.3 Vinculación de la misión y la Visión en la compañía según CMI.

Fuente: Kaplan & Norton (2002).

Más que un sistema de medición táctico u operativo, la formulación del CMI está sirviendo a las empresas innovadoras como un sistema de gestión estratégico, utilizado para gestionar la estrategia a largo plazo y para toma de decisiones más importantes. Por tal motivo, es de suma importancia trabajar en clarificar y traducir la misión y la visión desde la alta gerencia y la forma en como transmitirlos a los demás niveles, logrando consensos colectivos sobre los objetivos que se quieren alcanzar (Kaplan & Norton, 2002).

La figura 6.4 muestra el marco estratégico para la puesta en marcha de un cuadro de mando integral, donde se observa que aspectos como el consenso y traducción de la

misión y estrategia, comunicación efectiva, planificación y establecimiento de objetivos, así como formación y retroalimentación estratégica son indispensables para lograr resultados positivos al implantar este modelo de gestión (Kaplan & Norton, 2002).

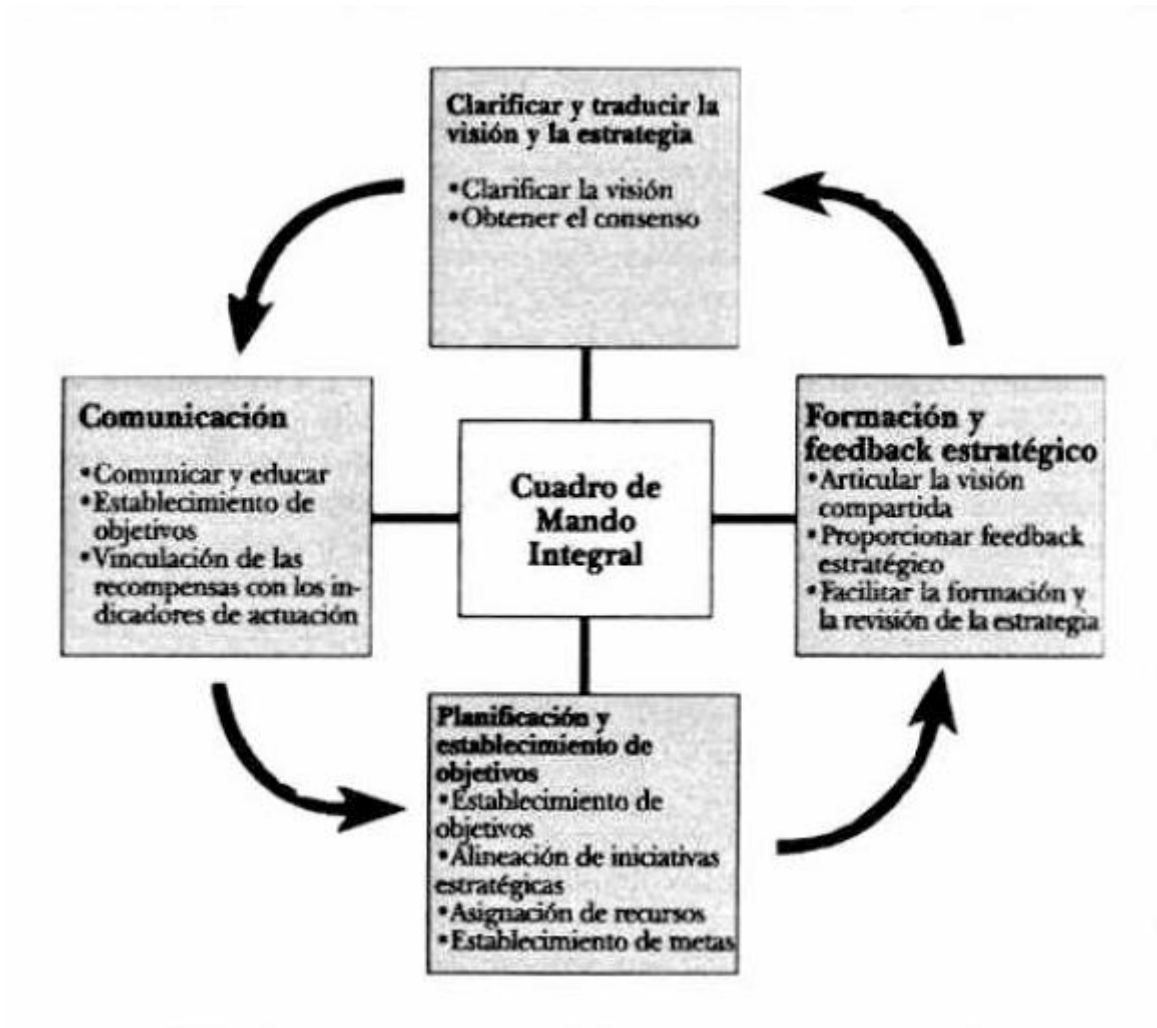


Figura 6.4 Marco estratégico para la puesta en marcha de una CMI.

Fuente: Kaplan & Norton (2002).

Las obtenciones de objetivos financieros a corto plazo comúnmente limitan las oportunidades de crecimiento a largo plazo, así como, reducir gastos de desarrollo de nuevos productos, mejora en procesos, desarrollo de recursos humanos, tecnología

de la información, desarrollo del mercado entre otros. A corto plazo, estas medidas pueden maximizar los resultados financieros, pero podría traer resultados negativos a largo plazo (Kaplan & Norton, 2002).

Según Kaplan y Norton (2002), el CMI proporciona a los ejecutivos un amplio marco que traduce la visión y la estrategia de una organización en un conjunto coherente y balanceado de indicadores, con los cuales actuar según la medición. Además, lo más importante para toda empresa es que la visión sea compartida entre todos sus integrantes y no solo un deseo de la gerencia.

6.3.3. Perspectivas del Cuadro de Mando Integral.

El CMI convierte la misión y la estrategia de las organizaciones en objetivos e indicadores, los cuales se pueden clasificar en cuatro diferentes perspectivas:

- Finanzas.
- Clientes.
- Procesos internos.
- Formación y crecimiento.

El CMI suministra una estructura organizada para comunicar la misión y la estrategia entre los empleados, usando mediciones para informar a los empleados los factores de éxito actual y que hacer para mejorar a futuro. Al dar seguimiento a los resultados de estos indicadores, los altos ejecutivos esperan concentrar energías, capacidades y conocimiento de todo el personal de la organización, para alcanzar los objetivos propuestos (Kaplan & Norton, 2002).

Según Kaplan y Norton (2002), existe la idea entre los jefes y administrativos de las organizaciones, de que los indicadores derivados del CMI son una herramienta para controlar y mejorar el comportamiento de los procesos, con respecto a cómo se hicieron en el pasado. Pero esta idea va mucho más allá, siendo los indicadores una

herramienta para comunicar la estrategia empresarial y del negocio, además, coordinar las iniciativas de toda la organización, a fin de conseguir un objetivo común, utilizando el mínimo esfuerzo en hacer que los individuos y las unidades de la organización cumplan el plan establecido, a diferencia de este, un sistema de control tradicional se esfuerza en conseguir los objetivos planeados. Por tal motivo un CMI se usa como un sistema de comunicación, información y formación, y no como un sistema de control.

Según Kaplan y Norton, las cuatro perspectivas del CMI permiten:

- Equilibrar entre objetivos a corto y largo plazo.
- Definir resultados deseados y acciones para conseguirlos.
- Diferenciar entre medidas subjetivas y objetivas.
- Clasificar metas sencillas y las más difíciles de obtener.

A continuación, se definirán los usos de cada una de las cuatro perspectivas en que se clasifican los indicadores contenidos en un CMI. Cada una de estas perspectivas se pueden desarrollar ampliamente con el objetivo de su correcta vinculación con el modelo, aunque por alcances del proyecto únicamente se abordarán brevemente.

6.3.3.1. Perspectiva Financiera.

Los indicadores financieros son valiosos para resumir de una forma sencilla y medible las consecuencias económicas de las acciones que ya se han realizado. Las medidas financieras indican si la estrategia de la empresa, la puesta en marcha y la ejecución de la misma, están contribuyendo a mejorar o a mantenerse en los estándares aceptables de operación. Esta perspectiva analiza factores tales como flujo de caja, crecimiento de ventas, rendimientos del capital, el valor añadido económico, entre otros (Kaplan & Norton, 2002).

6.3.3.2. Perspectiva del Cliente.

En esta perspectiva del CMI, los directivos deben identificar los mercados en lo que competirá y el tipo de cliente a los que quiere llegar con su unidad de negocio, además, las medidas de actuación de la compañía en las áreas seleccionadas. Esta perspectiva incluye medidas de satisfacción de los clientes y mercados, pues una estrategia bien formulada e implantada incluye la satisfacción del cliente, retención de estos, así como la adquisición de nuevos clientes. Además, esta perspectiva debe incluir indicadores de valor añadido que la empresa aporta a clientes específicos o fundamentales, con la finalidad de atraer nuevos prospectos y confirmar la fidelidad de los actuales. Por ejemplo, continuidad en la entrega de productos y servicios, capacidad de adelantarse a las necesidades emergentes, basados en la evolución del mercado, entre otros (Kaplan & Norton, 2002).

6.3.3.3. Perspectiva del Proceso Interno.

En esta perspectiva según Kaplan y Norton (2002) “Se deben identificar los procesos críticos internos en los que la organización debe ser excelente”. Estos procesos permiten a los negocios:

- Formular propuestas que generen valor, atraigan y retengan clientes en los segmentos del mercado seleccionado.
- Satisfacer las expectativas de excelentes rendimientos financieros.

En resumen, esta perspectiva va de la mano con las dos anteriores y es un medio para que estas puedan tener un mayor éxito, desde el punto de vista de la optimización de los procesos internos que tendrán un mayor impacto en el factor económico y financiero de una organización (Kaplan & Norton, 2002).

Esta perspectiva desarrollada desde el modelo de gestión denominado CMI, muestra dos diferencias fundamentales al enfoque tradicional, en cuanto a mediciones de actuación se refiere.

La primera de ellas asume que el sistema tradicional vigila y mejora los procesos existentes, además, pueden ir más allá de las medidas financieras, incorporando medidas de calidad y basadas en el tiempo. Sin embargo, el enfoque del CMI acostumbra a identificar procesos totalmente nuevos, anticipando las necesidades del cliente seleccionado, pues, analiza los procesos que en la actualidad no se están realizando y que son críticos para que la implantación de la estrategia tenga éxito (Kaplan & Norton, 2002).

La segunda novedad se refiere a que el CMI incorpora procesos innovadores a esta perspectiva, adelantándose a las necesidades del cliente, creando valor en la reducción de costo del producto, mejoramiento de la calidad, entregas más eficientes, menores plazos, mejor servicio al cliente, entre otros. A diferencia de los sistemas actuales, los cuales se centran en mayor medida a los procesos de entrega de productos y servicios de hoy, a los clientes de hoy (Kaplan & Norton, 2002).

6.3.3.4. Perspectiva de Formación y Crecimiento.

La cuarta perspectiva del CMI se refiere a la formación, aprendizaje y crecimiento de la organización, este factor identifica la infraestructura que la empresa debe construir para crear una mejora y crecimiento a largo plazo; pues, es poco probable que las empresas sean capaces de alcanzar los objetivos a largo plazo para los clientes y sus procesos internos, con las tecnologías y capacidades actuales (Kaplan & Norton, 2002).

La perspectiva de formación y crecimiento de toda organización se centra en tres fuentes principales: las personas, los sistemas y los procedimientos. Esto debido a que los objetivos financieros, de clientes y de procesos internos revelan grandes

deficiencias entre las capacidades de las personas, los procedimientos y los sistemas. Para llenar estos vacíos, las empresas deberán invertir en la capacitación de colaboradores, potenciar los sistemas y tecnologías de la información, además, coordinar los procedimientos y rutinas de toda la organización (Kaplan & Norton, 2002).

Además, estos indicadores incluyen una mezcla de resultados genéricos, como lo son la satisfacción del empleado, entrenamiento realizado anualmente, capacidad de retención de los objetivos a alcanzar y habilidades para optimizar su trabajo. Las capacidades de los sistemas de información pueden medirse a través de disponibilidad en tiempo real, información fiable e importante sobre los clientes y los procesos internos. Así mismo, los procedimientos de la organización pueden medirse con la coherencia de los incentivos a empleados con los factores de éxito general de la organización y las tasas de mejoras.

6.3.4. Pasos para la Elaboración de un Cuadro de Mando Integral.

Un CMI bien construido debe clarificar la estrategia del negocio mediante indicadores, pues, una estrategia es un conjunto de hipótesis sobre cómo se establecen relaciones entre los objetivos de las diferentes perspectivas. Por tal motivo, identificar la causa y efecto que cada una de estas medidas es fundamental para maximizar los resultados del negocio. Así mismo las perspectivas se deben enlazarse para que el modelo sea una herramienta integral, de este modo, cada una de estas aportan al cumplimiento de los objetivos, según se muestra en el esquema de la figura 4.4.

La cadena causa efecto desarrollada debe ampliarse lo máximo posible en cada una de las perspectivas, donde por ejemplo, la formación y crecimiento debe aportar, entre otros factores, al mejoramiento de la habilidades de los empleados, las perspectiva de procesos internos enfocase en mejorar la calidad del producto y el ciclo del proceso, referente a la perspectiva de clientes enfocar esfuerzos en satisfacción, ventas repetidas y fidelidad de los clientes lograría influir en las finanzas de la compañía y

finalmente en cuanto a las finanzas, el inductor de esta medida podría medirse en los rendimientos del capital empleado (ROCE), tal como se muestra en la figura 6.5.

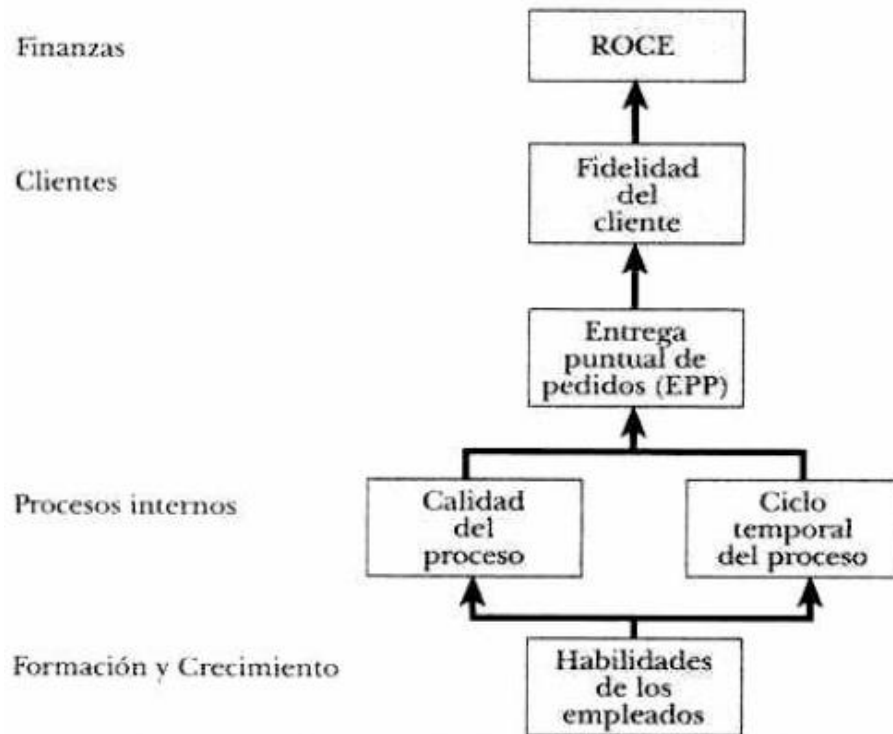


Figura 6.5. Esquema de Integración de las Perspectivas a las Actividades de la Organización.

Fuente: Kaplan & Norton (2002).

La dirección estratégica se puede definir como un proceso a través del cual la organización analiza su entorno competitivo para encontrar sus oportunidades y amenazas, además, analiza sus recursos y capacidades internas para descubrir sus fortalezas y debilidades, esto con el objetivo de desarrollar una ventaja competitiva sostenible, que mejore los rendimientos (Universidad Rey Juan Carlos, s f.).

El planteamiento estratégico implica formular al menos cuatro preguntas clave:

- a ¿Dónde competimos?
- b ¿Qué valor añadido crearemos?
- c ¿Cómo podemos ser superiores a nuestros competidores?
- d ¿Cómo puede implantarse con éxito la estrategia diseñada?

La solución de las cuatro preguntas anteriores, dan inicio a la gestión estratégica, las cuales unen la formulación con el desarrollo (Universidad Rey Juan Carlos, s f.).

6.3.4.1. Proceso de Dirección Estratégica.

Según La Universidad Rey Juan Carlos, el proceso de dirección estratégica se puede dividir en seis fases como guía para la elaboración de un cuadro de mando integral, tal como se muestra en la figura 6.6, donde se observa que dicha dirección estratégica puede agruparse en tres grandes áreas: análisis estratégico, formulación de estrategias, y el último, implantación de las estrategias.

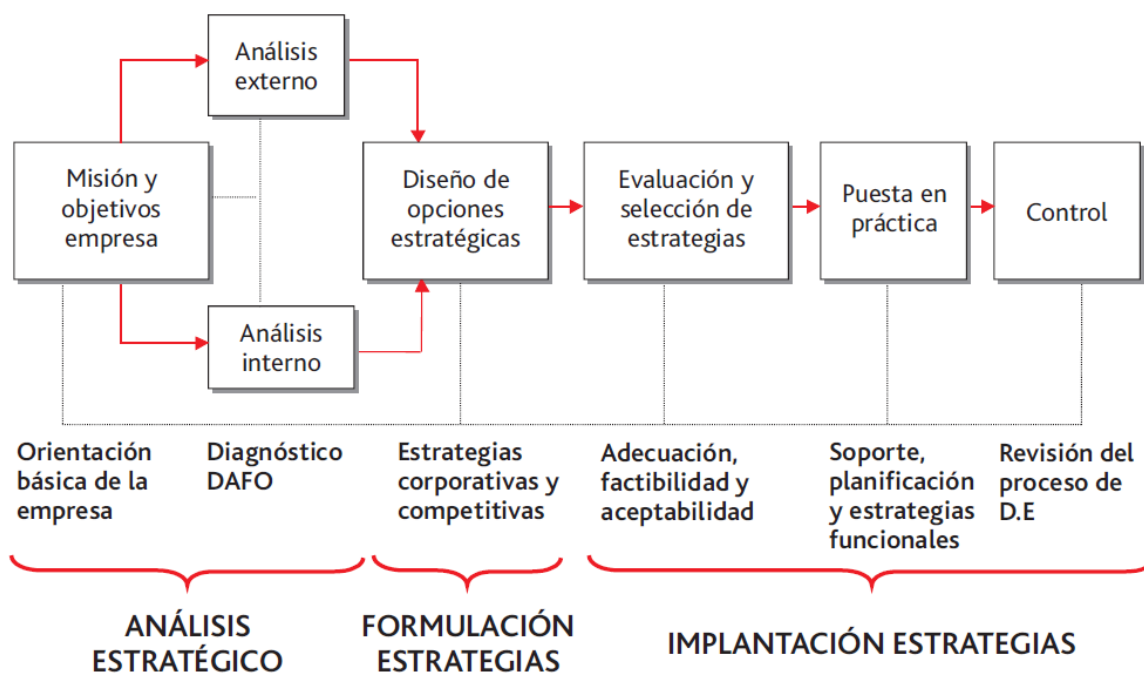


Figura 6.6 Proceso Estratégico de Elaboración de un CMI.

Fuente: Universidad Rey Juan Carlos (s f.).

A continuación, se amplía cada una de las tres grandes áreas del proceso estratégico según lo especifica la Universidad Rey Juan Carlos en su artículo denominado “Cuadro de Mando Integral, Una Herramienta de Gestión al Servicio de las Empresas”:

- **Análisis estratégico:** esta área se encarga de los procesos mediante los cuales se pueden determinar las amenazas y oportunidades que el entorno presenta a la organización, así mismo, determina las fortalezas y debilidades de la misma, de forma que permita a la dirección un diagnóstico y evaluación de situación actual y formulación de la estrategia.
- **Formulación de estrategias:** esta área abarca el diseño tanto a nivel corporativo como del negocio, así como, las posibles alternativas para conseguir la misión y los objetivos que se han seleccionado, a partir del contexto del análisis FODA.

- **Implantación de la Estrategia:** finalmente, esta área se encarga del proceso que pone en marcha las opciones estratégicas elegidas, complementando con otros factores, como la capacidad del equipo directivo para estimular la actividad de los recursos humanos, de modo que los objetivos sean conseguidos efectivamente, también la capacidad de la estructura organizativa, cultura empresarial, entre otros.

6.3.4.2. Pasos para la Elaboración del CMI en el Proceso de Dirección Estratégico.

El CMI se ubica dentro del proceso de dirección estratégica en medio de las fases de implantación de la estrategia y la de puesta en práctica y control, con el propósito de medir y orientar la estrategia según se muestra en la figura 6.7 (Universidad Rey Juan Carlos, s f.).



Figura 6.7 El CMI Dentro del Proceso de Dirección Estratégica.

Fuente: Universidad Rey Juan Carlos (s f.).

Una vez descrito el proceso estratégico de dirección empresarial del CMI, procede describir los pasos que lo componen para seguidamente iniciar su proceso de creación del modelo de gestión basado en un CMI. Estos elementos son: misión, visión, mapas estratégicos, perspectivas, objetivos estratégicos, indicadores, metas y acciones estratégicas (Universidad Rey Juan Carlos, s f.).

- **Misión y Visión:** La misión empresarial define la identidad de la organización y justifica su razón de ser, por otra parte, la visión identifica el objetivo a largo plazo de la empresa y marca el camino de crecimiento y transformación a seguir para conseguirlo. Estos incluyen diversos factores críticos de éxito, normas y valores. Además, define dónde y cómo quiere la empresa destacarse y el porqué, define objetivos principales, como pretenden cumplirlos basándose en los valores y hacia donde se quiere llegar; todas estas medidas deben impactar y vincular a los trabajadores de la empresa, con el fin de identificarlos con la causa y demostrarles que su trabajo es vital para el cumplimiento de los objetivos empresariales (Universidad Rey Juan Carlos, s f.).
- **Mapas estratégicos:** estos pretenden mostrar una representación simplificada de la realidad de la organización, ayudando a la alta gerencia a ubicarse, definir hacia dónde quieren ir y dónde está el futuro del negocio. Un mapa estratégico debe proporcionar de un modo sencillo la descripción de la estrategia de la empresa. Los mapas estratégicos deben recoger el conjunto de objetivos estratégicos, ordenándolos en diferentes perspectivas y representando las relaciones causa efecto entre objetivos.
- **Perspectivas:** Las perspectivas del negocio definirán los objetivos estratégicos, los indicadores y las metas, así como, las acciones estratégicas a ejecutar. En este rubro se distinguen de forma general dos perspectivas: interna y externa. Dentro de las perspectivas externas se incluyen los resultados de la actuación de la organización entre los que se destacan los financieros y la perspectiva del cliente. Por otra parte, dentro de la perspectiva interna destacan los objetivos

en los que la compañía tiene actuación, en este caso se destacan los procesos internos y formación y crecimiento.

- **Objetivos Estratégicos:** Los objetivos estratégicos son el fin al que aspira la organización. Es necesario definir los objetivos de forma coherente a la estrategia de la compañía, de esta forma utilizar el CMI como una herramienta de gestión enfocada a la implantación de la estrategia.
- **Indicadores:** Los indicadores son las relaciones cuantificadas de gestión, que funcionan para medir y valorar el cumplimiento de los objetivos estratégicos. Su selección y definición es lo que determina que la empresa tome un camino u otro, ya que un indicador mal seleccionado puede inducir a una desviación en el comportamiento empresarial materializándose en el no cumplimiento de la estrategia empresarial.
- **Metas:** Las metas representan el valor objetivo que se desea obtener para un indicador, en un período de tiempo determinado. Tanto las metas, como las acciones necesarias para el cumplimiento de los objetivos deben ser realistas, tanto en alcance como en período de tiempo.
- **Acciones Estratégicas:** estas se refieren a las actuaciones que contribuyen de forma específica a la conclusión de los objetivos. Su proceso de selección, priorización y asignación es una tarea fundamental en el diseño del CMI.

6.4.Diseño de Cuadro de Mando Integral para el Mantenimiento de las Redes de Distribución a Cargo del Área de Dirección de Energía.

La presente propuesta del modelo de gestión basado en un CMI, para el mantenimiento a cargo de Dirección de Energía ofrece un medio para atacar los focos donde el mantenimiento se encuentra con mayores deficiencias en cuanto a la distribución de energía se refiere. Dichas deficiencias se centran en la falta de detalle al recolectar la información de los trabajos de mantenimiento, motivación del personal, deficiencias en técnicas de mantenimiento preventivo, falta de procedimientos para la

realización de los trabajos programados, además, este modelo busca integrar el grupo de trabajo con la finalidad de que los aportes individuales sean valiosos en la obtención de los resultados planteados.

La metodología que se sigue para la elaboración del modelo de gestión basado en un CMI, para el mantenimiento de las redes de distribución a cargo del área de Dirección de Energía es precisamente el usado en el proceso de dirección estratégica, mostrado en el apartado 4.2.4.2, este proceso está compuesto por los 8 pasos anteriormente descritos, los cuales se deben evaluar y retroalimentar constantemente, para lograr resultados óptimos del modelo propuesto; dichas evaluaciones de cada uno de los pasos son desglosados a continuación:

6.4.1. Misión.

Como se ha mencionado constantemente a lo largo de todo este capítulo, la misión de la Cooperativa debe ser fundamental para formular los objetivos estratégicos, por tal motivo es de suma importancia su correcta interpretación y traducción en estrategias acertadas a la realidad.

La misión de la COOPESANTOS se muestra a continuación:

“Somos una empresa Cooperativa que brinda a nuestros asociados y usuarios, servicios de energía, infocomunicaciones y otros, en forma personalizada, conformados por un equipo de trabajo innovador, que se orienta en los valores de integridad, responsabilidad y solidaridad, impulsando el bienestar social en armonía con la naturaleza”.

6.4.2. Visión.

No menos importante la visión debe ofrecer un panorama de lo que desea llegar a ser la COOPESANTOS ya sea en un corto, mediano o largo plazo, dependiendo de los criterios que se desean evaluar.

La visión de la COOPESANTOS es:

“Ser líderes en servicios eficientes y personalizados de energía, infocomunicaciones y otros, para contribuir con el bienestar y desarrollo de nuestros asociados, usuarios y región de influencia”.

6.4.3. Perspectivas.

La perspectiva utilizada para la elaboración de la herramienta de gestión se definirá de forma general en perspectivas internas y externas, dividiendo las internas a su vez en procesos internos y crecimiento, así mismo, las externas se dividen en financieras y del cliente, según lo indican Kaplan y Norton (2002) para la elaboración de un CMI.

6.4.4. Objetivos Estratégicos.

Algunos objetivos estratégicos seleccionados en este rubro son extraídos del plan anual operativo, donde se definen las metas a cumplir en el período establecido. Otros objetivos, se propondrán como parte de la integración de la misión y la visión establecida por la Cooperativa a las actividades rutinarias del mantenimiento a redes de distribución eléctrica.

Según el plan anual operativo de la Cooperativa, los objetivos estratégicos de Dirección de Energía para el período de 2018 son:

- Diversificación de ingresos.
- Fortalecimiento del modelo de gestión de redes inteligentes.
- Mantener la calidad, confiabilidad y estabilidad en los servicios brindados.
- Sostener y mejorar la generación propia.
- Aumentar la energía eléctrica de generación propia.

De los objetivos anteriores, algunos están enfocados a la generación de energía de fuentes propias y generación distribuida, los cuales no forman parte de los alcances del presente proyecto; mientras que otros están enfocados al mantenimiento y mejoras a las redes de distribución, con la particularidad de que la estructura y formulación de los objetivos planteados no tienen un equilibrio entre cada una de las perspectivas del CMI. Por tal motivo este capítulo incluirá dentro de la propuesta objetivos estratégicos nuevos además de los ya existentes, que involucran el mantenimiento a redes de distribución de la Dirección de Energía.

La presente propuesta incluye al menos dos objetivos estratégicos por cada una de las perspectivas del CMI, así mismo, cada objetivo estratégico estará construido por al menos un indicador, estos se definirán más adelante en la sección 6.3.2. Por otra parte, es de suma importancia que cada uno de los indicadores y objetivos estratégicos se retroalimenten al menos una vez al año, con el objetivo de corregir y mejorar el modelo propuesto.

A continuación, se muestran los objetivos estratégicos seleccionados para cada una de las cuatro perspectivas del CMI:

6.4.4.1. Objetivos Estratégicos Perspectiva Financiera

Tabla 6.1 Objetivos Perspectiva Financiera.

Perspectiva	Objetivo estratégico
Financiera	Reducir en un 2% los costos de mantenimiento por cada kWh vendido, mediante la mejora de los procedimientos de mantenimiento.

Fuente: Elaboración Propia en Microsoft Word.

La tabla 6.1 muestra el objetivo estratégico propuesto desde el punto de vista financiero, el cual involucra el costo del mantenimiento por cada kWh vendido; el objetivo es reducir en un 2% los costos totales de mantenimiento realizados sobre los circuitos de distribución de energía, por cada kWh vendido, mediante la mejora de la planificación de las actividades y los procedimientos realizados en el mantenimiento de distribución de energía.

Este objetivo se podrá llevar a cabo siempre y cuando las cuadrillas de mantenimiento logren proporcionar la satisfacción al cliente propuesto en el modelo actual.

6.4.4.2. Objetivos Estratégicos Perspectiva Clientes.

Tabla 6.2 Objetivos Perspectiva Clientes.

Perspectiva	Objetivo estratégico
Clientes	Reducir en un 5% el tiempo de respuesta de las cuadrillas, en cuanto a interrupciones percibidas por los clientes. En los niveles críticos.
	Reducir en un 5% la frecuencia promedio de interrupciones percibidas por un abonado, en los niveles críticos de la red de distribución eléctrica.

Fuente: Elaboración Propia en Microsoft Word.

La tabla 6.2 presenta dos objetivos estratégicos, los cuales se propusieron para la perspectiva del cliente. En el primer caso, la finalidad del objetivo es reducir los tiempos en que un usuario se encuentra sin el servicio eléctrico, mejorando el tiempo de respuesta de las cuadrillas del departamento de distribución de energía, referente a los niveles críticos definidos en el capítulo 3. En el segundo caso, se pretende reducir la frecuencia promedio de interrupciones que percibe un usuario, en los niveles críticos de la red de distribución eléctrica.

Las acciones realizadas para lograr estos objetivos estratégicos, desde la perspectiva del cliente, se basan en la planificación y optimización de los procesos de mantenimiento; aumentando la cantidad de mantenimiento preventivo, reduciendo la cantidad de mantenimiento correctivo y la frecuencia de interrupciones a la red de distribución.

6.4.4.3. Objetivos Estratégicos Perspectiva de Procesos Internos.

Tabla 6.3 Perspectiva de Procesos Internos.

Perspectiva	Objetivo estratégico
Procesos Internos	Reducir en un 5% de las horas acumuladas de interrupciones referentes a causas de derecho de paso y vientos, en los circuitos críticos.
	Reducir en un 5% la frecuencia de interrupciones prolongadas a la red de distribución, en los niveles críticos, mediante la implementación de procedimientos de mantenimiento preventivo.
	Aumentar la cantidad promedio de horas dedicadas al mantenimiento preventivo en al menos un 40% de las tareas ejecutadas.

Fuente: Elaboración Propia en Microsoft Word.

La tabla 6.3 muestra los objetivos estratégicos que fueron propuestos para la perspectiva de procesos internos del CMI, dichos objetivos se dividen en tres, el primer objetivo, se refiere a la reducción de las horas acumuladas de interrupciones, referente a causas de derecho de paso y vientos en los circuitos críticos; El segundo objetivo, se refiere a la reducción de la frecuencia de interrupciones prolongadas a la red de distribución, en los niveles críticos mediante la implementación de procedimientos de mantenimiento preventivo, rubro que se conecta directamente con la cantidad de afectaciones ocurridas, variable la cual se usó como medida en los análisis de Pareto; el tercer objetivo pretende medir el aumento en la cantidad promedio de horas dedicadas al mantenimiento preventivo en al menos un 40% de las tareas ejecutadas por parte de las cuadrillas de mantenimiento de distribución de energía.

Para lograr el éxito en la implantación de los objetivos, es de suma importancia dar un seguimiento cercano al crecimiento personal y aprendizaje continuo de los colaboradores, pues, el modelo implica cambios sustanciales en la forma en cómo se hace el mantenimiento actualmente en el departamento de Distribución de Energía, procedimientos, manuales, mantenimientos preventivos, entre otros, forman parte de los cambios que traerá la presente propuesta.

6.4.4.4. Objetivos Estratégicos Aprendizaje y Crecimiento.

Tabla 6.4 Perspectiva de Aprendizaje y Crecimiento.

Perspectiva	Objetivo estratégico
Aprendizaje y Crecimiento	Invertir 16 horas anuales en la revisión y actualización de los manuales de puestos, de las cuadrillas de mantenimiento de las redes de distribución de energía.
	Invertir 16 horas anuales a la actualización y la formación del personal de cuadrillas de mantenimiento de la Coopesantos.

Fuente: Elaboración Propia en Microsoft Word.

La tabla 6.4 muestra los objetivos estratégicos planteados desde la perspectiva de aprendizaje y crecimiento del CMI, dicha perspectiva está compuesta por dos objetivos, el primero de ellos se refiere al control de la cantidad de horas invertidas en la revisión de los manuales de puestos de las cuadrillas de mantenimiento de las redes de distribución de energía, con el objetivo de verificar los procedimientos establecidos en dichos manuales, además, el segundo objetivo se refiere a la actualización académica del personal de cuadrillas de mantenimiento de la Cooperativa.

Para lograr el éxito en esta perspectiva es indispensable contar con el apoyo de la gerencia, así como el entusiasmo y dedicación del personal técnico del departamento de Distribución de Energía.

6.4.5. Mapas Estratégicos.

En este caso los mapas estratégicos son utilizados como una guía para clarificar de forma gráfica, las relaciones causa-efecto que existe entre cada uno de los objetivos estratégicos de las perspectivas mencionadas en el apartado anterior. Este se elabora evaluando los objetivos de la perspectiva de aprendizaje y crecimiento del personal, el cual es la base de toda organización, de no ser así, ningún objetivo de las perspectivas que se encuentra encima de esta se lograrían cumplir, por esta razón es que los colaboradores son el activo más valioso de la organización.

Luego que se han evaluado los objetivos de la perspectiva de aprendizaje y crecimiento, se definen las relaciones existentes entre estos y los objetivos de procesos internos, seguidamente, se relacionan estos objetivos con los de clientes y estos a su vez con los objetivos financieros de la organización; Siendo el objetivo final, maximizar el valor de la Cooperativa para el área concesionada.

Dicho mapa estratégico se encuentra dividido por perspectivas, según se muestra en la figura 6.8, donde se puede distinguir gráficamente como se relacionan los objetivos de una perspectiva, con los del nivel superior correspondiente.

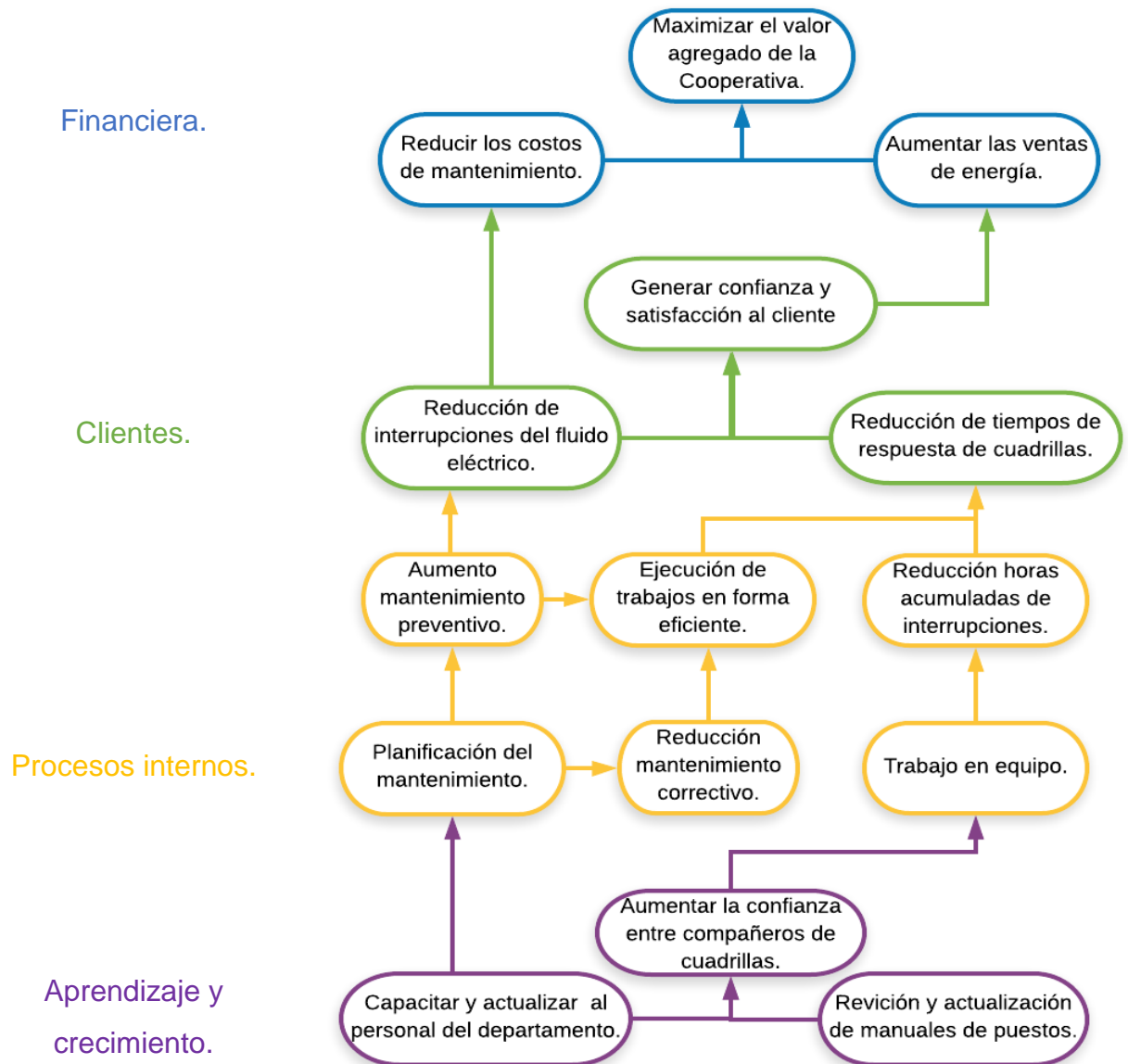


Figura 6.8 Mapa Estratégico Distribución de Energía según Perspectiva.

Fuente: Elaboración Propia en LucidChart.com

6.4.6. Indicadores.

Definidos y organizados los objetivos para cada una de las estrategias, se procede a la formación de indicadores mediante el uso de números básicos, los cuales deben ser de fácil recolección, además permitir calcular de forma cuantitativa, cada uno de los objetivos estratégicos propuestos por las perspectivas del CMI.

Se pretende formular al menos un indicador clave para cada uno de los objetivos estratégicos planteados en la sección 6.3.4 de esta forma obtener un indicador numérico que pueda ser medible y comparable, con la finalidad de tomar acciones ante los resultados obtenidos.

Para determinar cada uno de los siguientes indicadores, se analizaron los utilizados por la ARESEP para medir las operaciones de la Cooperativa y escogieron los que mejor se adaptan al modelo propuesto, además se definieron nuevos indicadores en conjunto con las jefaturas, de tal modo que se asegure un funcionamiento adecuado del CMI propuesto.

Los indicadores propuestos, además, se complementan directamente con otros aspectos del CMI, como lo son:

- Descripción: En este caso, el CMI muestra una breve descripción de los indicadores, con la finalidad de que una persona externa al departamento, que desconozca los procesos, logre entender lo que desea lograr el indicador.
- Fuente de información: Este rubro determina de dónde, cada cuanto y el procedimiento a seguir para obtener la información solicitada en el indicador.
- Código: este se usa como una abreviatura del indicador.
- Fórmula: es la forma matemática en cómo se asignará un valor cuantitativo al respectivo indicador.

- Unidad de medida: Es la forma en la que se desea expresar el resultado del indicador.
- Frecuencia de medición: en el caso del CMI, para el departamento de Distribución de Energía, las frecuencias fueron asignadas en conjunto con las jefaturas, de tal modo que estas coincidan con los periodos de evaluación de la estrategia definida en el PAO, los cuales se dan cada cuatro meses con la finalidad de presentar resultados al consejo administrativo.
- Responsable: las responsabilidades fueron asignadas entre los miembros del departamento, en conjunto con las jefaturas.

6.4.6.1. Indicador, Perspectiva Financiera.

Indicadores y descripción La tabla 6.5 muestra el indicador “Costo total del mantenimiento” el cual medirá el costo total que representa el mantenimiento correctivo, preventivo y mejorativo de las redes de distribución por cada kWh vendido. Este propone atacar el objetivo estratégico de reducir en un 2% los costos de mantenimiento por cada kWh vendido; pero para lograr resultados favorables a este rubro, es indispensable adoptar la consigna de brindar el mejor servicio al cliente en cuanto a la continuidad del servicio eléctrico en la zona concesionada, tal como los muestra la visión de la Cooperativa.

Tabla 6.5 Indicador, Perspectiva Financiera.

Perspectiva	Objetivo estratégico	Indicador
Financiera	Reducir en un 2% los costos de mantenimiento por cada kWh vendido con respecto al periodo anterior, mediante la mejora de los procedimientos de mantenimiento.	Costo total del mantenimiento (¢/kWh).

Fuente: Elaboración Propia en Microsoft Word.

El indicador medirá el costo total que representa el mantenimiento a las redes de distribución por cada kWh vendido, el resultado obtenido se debe comparado con el resultado del mismo cuatrimestre del año anterior y el objetivo es reducir los costos de mantenimiento en un 2% para cada periodo establecido.

Fuente de información:

Unidad de medida: ¢/kWh.

Frecuencia de medición: El periodo de medición de este indicador será mensual, y su revisión será cuatrimestral con el objetivo de que coincida con el periodo de evaluación de la estrategia, he informe de los resultados al consejo administrativo.

Responsable: Ronald Castillo.

Fórmulas y códigos: La fórmula 6.1 muestra la forma en cómo se calcula este indicador.

- **Costo Total de Mantenimiento:**

$$CTM = \frac{\text{Costo Total del Mantenimiento}}{\text{kWh vendidos}} \quad (\text{Ecuación 6.1})$$

6.4.6.2. Indicadores, Perspectiva Clientes.

Indicador y descripción: La tabla 6.6 muestra los indicadores de “*Duración promedio de interrupciones a la red de distribución*”, el cual muestra el tiempo promedio de interrupciones que un cliente percibe en los niveles críticos y periodo establecido. El indicador de “*Frecuencia promedio de interrupciones a la red*” muestra la cantidad promedio de interrupciones que un cliente percibe en un periodo establecido, en los niveles críticos de la red de distribución eléctrica. Los resultados favorables de esta

perspectiva se desean alcanzar mediante el mejoramiento de los procesos internos del departamento de distribución de energía. Los resultados obtenidos deben ser comparados con los del periodo anterior, con el objetivo de verificar los porcentajes propuestos. Donde se desea reducir en un 5% el tiempo de respuesta promedio de las cuadrillas, además de reducir en un 5% la frecuencia promedio de interrupciones percibidas por un abonado, en ambos casos centrado en las interrupciones de los niveles críticos.

Tabla 6.6 Indicadores, Perspectiva Clientes.

Perspectiva	Objetivo estratégico	Indicadores.
Clientes	Reducir en un 5% el tiempo promedio de respuesta de las cuadrillas con respecto al periodo anterior, en cuanto a interrupciones percibidas por los clientes. En los niveles críticos.	Duración promedio de interrupciones a la red de distribución (h).
	Reducir en un 5% la frecuencia promedio de interrupciones percibidas por un abonado, en los niveles críticos de la red de distribución eléctrica.	Frecuencia promedio de interrupciones a la red (\bar{X}).

Fuente: Elaboración Propia en Microsoft Word.

Fuente de información:

Unidad de medida: el indicador de “*Duración promedio de interrupciones*” se medirá en “*Tiempo en horas*” y el indicador de “*Frecuencia promedio de interrupciones a la red*” se medirá en “*Interrupciones promedio por abonado*”.

Frecuencia de medición: El periodo de medición de este indicador será mensual y su revisión será cuatrimestral, con el objetivo de que coincida con el periodo de evaluación de la estrategia, he informe de los resultados al consejo administrativo.

Responsables: Claudio Ureña “Duración promedio de interrupciones”, Carlos Abarca “Frecuencia promedio de interrupciones a la red”.

Fórmulas y códigos: Las fórmulas 6.2 y 6.3 muestran la forma en cómo se deben calcular respectivamente estos indicadores.

- **Duración promedio de interrupciones a la red:**

$$D.P.I.R. = \left(\sum_{i=1}^n A_i * T_i \right) / At \quad (\text{Ecuación 6.2})$$

En donde:

- A_i = Número de abonados o usuarios afectados por la interrupción i , de los niveles críticos.
- T_i = Tiempo en horas de la interrupción i .
- At = Número total de abonados del sistema eléctrico, subestación, circuito o alimentador, etc.
- n = Número de interrupciones en el periodo de estudio.

- **Frecuencia promedio de interrupciones a la red:**

$$F.P.I. = \left(\sum_{i=1}^n A_i * C_i \right) / At \quad (\text{Ecuación 6.3})$$

En donde:

- A_i = Número de abonados o usuarios afectados por la interrupción i , en los niveles críticos.
- C_i = Total de interrupciones, asociados al elemento de protección de nivel crítico.
- At = Número total de abonados del sistema eléctrico, subestación, circuito o alimentador, etc.
- n = Número de interrupciones en el periodo de estudio.

6.4.6.3. Indicadores, Perspectiva Procesos Internos.

Indicador y descripción: La tabla 6.7 muestra los indicadores formulados para los objetivos de procesos internos, donde la *“Duración acumulada de interrupciones”* propone presentar la cantidad total de horas acumuladas de interrupciones prolongadas referentes a causas de derecho de paso y vientos, en los circuitos críticos. El indicador de *“Total, interrupciones prolongadas.”* Pretende mostrar el total de interrupciones prolongadas que sucedieron, en los niveles críticos de la red de distribución, mediante la implementación de procedimientos de mantenimiento preventivo, por otra parte, los indicadores de *“Total mantenimiento preventivo”* y *“Total mantenimiento correctivo”* buscan medir la cantidad porcentual de horas dedicadas al mantenimiento, ya sea preventivo o correctivo, de las tareas ejecutadas en el departamento. Estos casos tendrán éxito siempre y cuando exista compromiso y la participación del personal de todos los niveles del departamento de Dirección de Energía. Los resultados obtenidos deben ser comparados con los del periodo anterior para verificar el porcentaje meta establecido; los objetivos de estos son: reducir en un 5% las horas acumuladas de interrupciones referentes a causas de derecho de paso y vientos, reducir en un 5% la frecuencia de interrupciones prolongadas en los niveles críticos, así como, aumentar en un 40% las tareas de mantenimiento preventivo ejecutadas por las cuadrillas de distribución de energía.

Tabla 6.7 Indicadores Perspectiva Procesos Internos.

Perspectiva	Objetivo estratégico	Indicadores
Procesos Internos	Reducir en un 5% de las horas acumuladas de interrupciones referentes a causas de derecho de paso y vientos, en los circuitos críticos.	Duración acumulada de interrupciones (h).
	Reducir en un 5% el porcentaje de interrupciones prolongadas respecto al total de interrupciones en la red de distribución, para los niveles críticos.	Porcentaje de interrupciones prolongadas (%).
	Aumentar la cantidad promedio de horas dedicadas al mantenimiento preventivo en al menos un 40% de las tareas ejecutadas.	Porcentaje mantenimiento preventivo (%).
		Porcentaje mantenimiento correctivo (%).

Fuente: Elaboración Propia en Microsoft Word.

Fuente de información:

Unidad de medida: el indicador de “*Duración acumulada de interrupciones*” se medirá en “*Tiempo en horas*”, el “*Porcentaje de interrupciones prolongadas*” se medirá en “*Porcentaje*” y los indicadores de “*Porcentaje de mantenimiento correctivo y preventivo*” se medirán en “*Porcentajes*”.

Frecuencia de medición: El periodo de medición de este indicador será mensual y su revisión será cuatrimestral, con el objetivo de que coincida con el periodo de evaluación de la estrategia, he informe de los resultados al consejo administrativo.

Responsables: Claudio Ureña “*Duración acumulada de interrupciones*”, Ronald Castillo “*Porcentaje de interrupciones prolongadas*”, Claudio Ureña “*Total de mantenimiento preventivo*”, Franklin Monge “*Total de mantenimiento correctivo*”.

Fórmulas y códigos: Las ecuaciones 6.4, 6.5, 6.6 y 6.7 muestran la forma en cómo se deben calcular respectivamente cada uno de estos indicadores.

- **Duración acumulada de interrupciones.**

$$D.A.I = \sum_{i=1}^n D_i \quad (\text{Ecuación 6.4})$$

Donde:

- D_i = Duración total de la interrupción prolongada “ i ” referente a derecho de paso y vientos en los niveles críticos.
- n = Número de interrupciones en el periodo de estudio.

- **Porcentaje de interrupciones prolongadas.**

$$FIP = \frac{NP}{NT} * 100 \quad (\text{Ecuación 6.5})$$

Donde:

- NP = Número total de interrupciones con duración mayor a cinco minutos, en los niveles críticos.
- NT = Número total de interrupciones a la red

- **Porcentaje mantenimiento preventivo.**

$$TMP = \frac{MP}{TM} x 100 \quad (\text{Ecuación 6.6})$$

Donde:

- MP = Total de horas dedicadas al mantenimiento preventivo, en el periodo establecido.

- *TM = Total de horas dedicadas al mantenimiento, en el periodo establecido.*

- **Porcentaje mantenimiento correctivo.**

$$TMC = \frac{MC}{TM} \times 100 \quad (\text{Ecuación 6.7})$$

Donde:

- *MC = Total de horas dedicadas al mantenimiento correctivo, en el periodo establecido.*
- *TM = Total de horas dedicadas al mantenimiento, en el periodo establecido.*

6.4.6.4. Indicador Perspectiva Aprendizaje y Crecimiento.

Indicadores y Descripción: La tabla 6.8 muestra los indicadores propuestos para la perspectiva de aprendizaje y crecimiento, donde *“Actualización del manual de puestos”* propone medir la cantidad total de horas anuales invertidas a actualizar y mejorar los manuales de puestos de las cuadrillas de mantenimiento. Además, el indicador de *“Recapitular procedimientos de mantenimiento”* pretende medir la cantidad de horas anuales invertidas por las cuadrillas de mantenimiento de redes de distribución de energía, en recordar los procedimientos para efectuar los trabajos de forma óptima. El indicador de *“Capacitación del personal de mantenimiento”* muestra la cantidad de capacitaciones recibidas por el personal de mantenimiento de redes de distribución en forma anual.

Los primeros dos indicadores fueron formulados para cumplir con las expectativas del objetivo específico de revisión y actualización de los manuales de puestos, el tercer indicador se propone como iniciativa para cumplir el objetivo de formación y actualización del personal. Estos casos tendrán éxito siempre y cuando exista

compromiso y la participación del personal de todos los niveles del departamento de Dirección de Energía, así como el apoyo de la alta gerencia.

Tabla 6.8 Indicadores, Perspectiva de aprendizaje y crecimiento.

Perspectiva	Objetivo estratégico	Indicadores
Aprendizaje y Crecimiento	Invertir 24 horas anuales en la revisión y actualización de los manuales de puestos, de las cuadrillas de mantenimiento de las redes de distribución de energía.	Horas invertidas en actualización del manual de puestos (h).
		Horas invertidas en recapitular procedimientos de mantenimiento (h).
	Invertir 32 horas anuales a la actualización y formación del personal de distribución de energía, en el tema de mantenimiento preventivo de redes de distribución.	Horas invertidas en capacitación del personal de mantenimiento. (h)

Fuente: Elaboración propia en Microsoft Word.

Los resultados obtenidos en este apartado a diferencia de los anteriores, no debe ser comparado con los resultados anteriores, en lugar de eso, se debe considerar aumentar y mejorar la calidad de los procedimientos y las capacitaciones.

Los objetivos que se pretenden cubrir con estos objetivos son: Invertir 24 horas anuales en la revisión y actualización de los manuales de puestos, de las cuadrillas de mantenimiento de las redes de distribución de energía, además, invertir 32 horas anuales a la actualización y formación del personal de distribución de energía, en temas de mantenimiento preventivo de redes de distribución.

Fuente de información:

Unidad de medida: En este caso todos los casos, la medida de los indicadores se harán en “horas”.

Frecuencia de medición: Los periodos de medición de los indicadores mostrados anteriormente se harán de forma cuatrimestral, con el objetivo de retroalimentar la metodología de las labores de mantenimiento.

Responsable: En este caso, a los indicadores se les dará seguimiento por medio de una comisión encargada de la actualización y capacitación del personal.

Fórmulas y códigos: Las ecuaciones 6.8, 6.9 y 6.10 muestran la forma en cómo se deben calcular respectivamente cada uno de estos indicadores.

– **Horas de actualización del manual de puestos.**

$$AMP = HIMP \quad \text{Ecuación 6.8}$$

Donde:

- *HIMP* = Total de horas anuales invertidas en la actualización y mejora de los manuales de puestos.

– **Horas recapitulando procedimientos de mantenimiento.**

$$RPM = HIRP \quad \text{Ecuación 6.9}$$

Donde:

- *HIRP* = Horas anuales invertidas a recapitular procedimientos de mantenimiento.

– **Horas capacitando el personal de mantenimiento.**

$$CPM = CRPM$$

Ecuación 6.10

Donde:

- *CRPM* = Cantidad de capacitaciones recibidas por el personal de mantenimiento anualmente.

6.4.7. Metas.

Dentro de CMI las metas permiten establecer resultados obtenidos de cada uno de los indicadores, asimismo, informar del desempeño obtenido y el máximo deseado, las metas deben, además, ser cuantificables y estar relacionadas directamente con el objetivo estratégico de cada una de las perspectivas, al mismo tiempo, deben ser una meta factible de alcanzar y orientadas al mejoramiento continuo.

Además de un medio de evaluación, las metas sirven para dar seguimiento y tomar acciones sobre los objetivos estratégicos, sirviendo de señalización de los resultados. En este caso, se utiliza una señalización de colores según se muestra en la figura 6.9, para identificar el nivel de cumplimiento de cada uno de los indicadores, donde el verde indica que los resultados cumplen con las expectativas, el amarillo indica un cumplimiento medio de los objetivos y el rojo revela un cumplimiento bajo de los objetivos planteados.

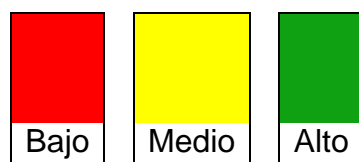


Figura 6.9 Señalización del CMI.

Fuente: Elaboración propia en Microsoft Word.

Las metas porcentuales obtenidas en los objetivos estratégicos del CMI propuesto, se definieron a partir de las necesidades del departamento, en conjunto con las jefaturas, y las metas se fijaron respecto estos porcentajes previamente establecidos, además,

es de suma importancia revisar dichos porcentajes en futuras reuniones de jefaturas con la finalidad de retroalimentar los datos y ajustarlos de ser necesarios.

Finalmente, la tabla 6.9 muestra la hoja de evaluación propuesta para el CMI, la cual podrá utilizarse para evaluar el desempeño de la implantación del modelo de gestión de mantenimiento definido más adelante.

Tabla 6.9. Hoja de Evaluación CMI Propuesto

Perspectiva	Objetivo Estratégico	Indicador	Descripción	Fuente de Información	Código	Fórmula	Unidad de medida	Frecuencia	Responsable	Meta Final		
										Alta	Media	Baja
Financiera	Reducir en un 2% los costos de mantenimiento por cada kWh vendido, mediante la mejora de los procedimientos de mantenimiento.	Costo total del mantenimiento.	El indicador medirá el costo total que representa el mantenimiento correctivo, preventivo y mejorativo de las redes de distribución, por cada kWh vendido.		CTM	$\frac{\text{Costo Total del Mantenimiento}}{\text{kWh vendidos}}$	€/kWh	Mensual.	Ronald Castillo	≥ 1%	≥ 0.5	<0.5
	Reducir en un 5% el tiempo promedio de respuesta de las cuadrillas, en cuanto a interrupciones percibidas por los clientes. En los niveles críticos.	Duración promedio de interrupciones a la red.	Este indicador muestra el tiempo promedio de las interrupciones que un cliente percibe.		DPIR	$\frac{\sum_{i=1}^n A_i * T_i}{At}$	Tiempo en Horas	Mensual.	Claudio Ureña	≥ 5%	≥ 2.5	<2.5
Cientes	Reducir en un 5% la frecuencia promedio de interrupciones percibidas por un abonado, en los niveles críticos de la red de distribución eléctrica.	Frecuencia promedio de interrupciones a la red.	Este índice presenta la cantidad promedio de interrupciones, que percibe un abonado.		FPI	$\frac{\sum_{i=1}^n A_i * C_i}{At}$	Promedio	Mensual.	Carlos Abarca.	≥ 5%	≥ 2.5	<2.5

Continúa

Perspectiva	Objetivo Estratégico	Indicador	Descripción	Fuente de Información	Código	Fórmula	Unidad de medida	Frecuencia	Responsable	Meta Final		
										Alta	Media	Baja
Procesos Internos	Reducir en un 5% de las horas acumuladas de interrupciones prolongadas referentes a causas de derecho de paso y vientos, en los circuitos críticos.	Duración acumulada de interrupciones.	Este indicador presenta la cantidad total de horas acumuladas de interrupciones prolongadas, referentes a causas de derecho de paso y vientos en los circuitos críticos.		DAI	$\sum_{i=1}^n D_i$	Tiempo en Horas	Mensual.	Claudio Ureña.	≥ 5%	>2,5%	<2,5%
	Reducir en un 5% la frecuencia de interrupciones prolongadas a la red de distribución, en los niveles críticos, mediante la implementación de procesos de mantenimiento preventivo.	Total de interrupciones prolongadas	Este indicador muestra el total de interrupciones prolongadas que sucedieron, en los niveles críticos de la red de distribución.		FIP	$\frac{NP}{NT} * 100$	Unidad	Mensual.	Ronald Castillo	≥ 5%	>2,5%	<2,5%
	Aumentar la cantidad promedio de horas dedicadas al mantenimiento preventivo en al menos un 40% de las tareas ejecutadas.	Total mantenimiento preventivo.	Este indicador muestra la cantidad porcentual de horas dedicadas al mantenimiento preventivo de las redes de distribución.		TMP	$\frac{MP}{TM} * 100$	Porcentaje	Mensual.	Claudio Ureña	≥ 40%	> 30%	≤ 30%
		Total, mantenimiento correctivo.	Este indicador muestra la cantidad porcentual de horas dedicadas al mantenimiento correctivo de las redes de distribución.		TMC	$\frac{MC}{TM} * 100$	Porcentaje	Mensual.	Franklin Monge	≤ 60%	< 70%	≥ 70%

Continúa

Perspectiva	Objetivo Estratégico	Indicador	Descripción	Fuente de Información	Código	Fórmula	Unidad de medida	Frecuencia	Responsable	Meta Final		
										Alta	Media	Baja
Aprendizaje y crecimiento	Invertir 24 horas anuales en la revisión y actualización de los manuales de puestos, de las cuadrillas de mantenimiento de las redes de distribución de energía.	Horas de actualización del manual de puesto.	Este indicador mide la cantidad de horas anuales invertidas a actualizar y mejorar los manuales de puestos de las cuadrillas de mantenimiento.		AMP	<i>HIMP</i>	Tiempo en horas.	Cuatrimestre.	Comisión de actualización.	≥ 24	>12	≤ 12
		Horas invertidas en recapitular procedimientos de mantenimiento.	Este indicador se refiere a la cantidad de horas anuales invertidas por las cuadrillas de mantenimiento de redes de distribución en recordar los procedimientos para efectuar un trabajo óptimo.		RPM	<i>HIRP</i>	Tiempo en horas.	Cuatrimestre.	Susana Fallas.	≥ 24	>12	≤ 12
	Invertir 32 horas anuales a la actualización y formación del personal de distribución de energía, en el tema de mantenimiento preventivo.	Horas invertidas en capacitación del personal de mantenimiento.	Este indicador muestra la cantidad de capacitaciones recibidas por el personal de mantenimiento de las redes de distribución en forma anual.		CPM	<i>CRPM</i>	Tiempo en horas.	Cuatrimestre.	Susana Fallas.	≥ 32	> 16	≤ 15

Fuente: Elaboración Propia en Microsoft Word.

6.5.Propuesta de un Modelo de Gestión Basado en el CMI y el Mejoramiento Continuo.

La Figura 6.10, muestra la propuesta del modelo de gestión de mantenimiento, para la reorganización de las labores en las redes de distribución eléctrica a cargo de Dirección de Energía, este se basa en el CMI como método para la planeación de la estrategia y evaluación de los resultados, además, incluye el ciclo de la mejora continua y la retroalimentación basado en los resultados obtenidos, que alinee las estrategias, objetivos, metas, visión y visión de la Cooperativa.

Este modelo propone 5 etapas principales, las cuales deben desarrollarse progresivamente, según el estado actual de la Coopesantos, haciendo énfasis en la gestión y optimización en el tiempo de los procesos asociados a la planificación, programación y ejecución del mantenimiento. Adicionalmente, el modelo propuesto contempla herramientas de apoyo para el desarrollo e implementación de cada una de las etapas.

Etapas del modelo de gestión propuesto y sus herramientas:

- Diagnóstico: utiliza un método de auditoría para su evaluación, en este caso se recomienda utilizar la auditoría “Asset Management, Operational, Reability, Maintenance, Survey.”
- Jerarquización de Equipos: En este caso se recomienda el uso de los diagramas de Pareto como ayuda para la jerarquización de las prioridades de los equipos y procesos críticos.
- Diseños de planes de mantenimiento: En este caso para la elaboración de los planes de mantenimiento, se recomienda el uso de las herramientas del RCM y los procedimientos de ejecución programados.

- Programación y ejecución de las labores de mantenimiento: En esta etapa es de fundamental importancia contar con el presupuesto asignado para la programación y ejecución de las actividades de mantenimiento.
- Evaluación de resultados: En este caso la evaluación de los resultados es propuesta mediante la implementación de la herramienta del CMI

La finalidad de dicho modelo es colocarlo en un lugar visible al igual que la tabla de evaluación del Cuadro de Mando Integral, con el objetivo de mostrar a los colaboradores los resultados obtenidos y el método ejecutado con el cual se están obteniendo resultados.

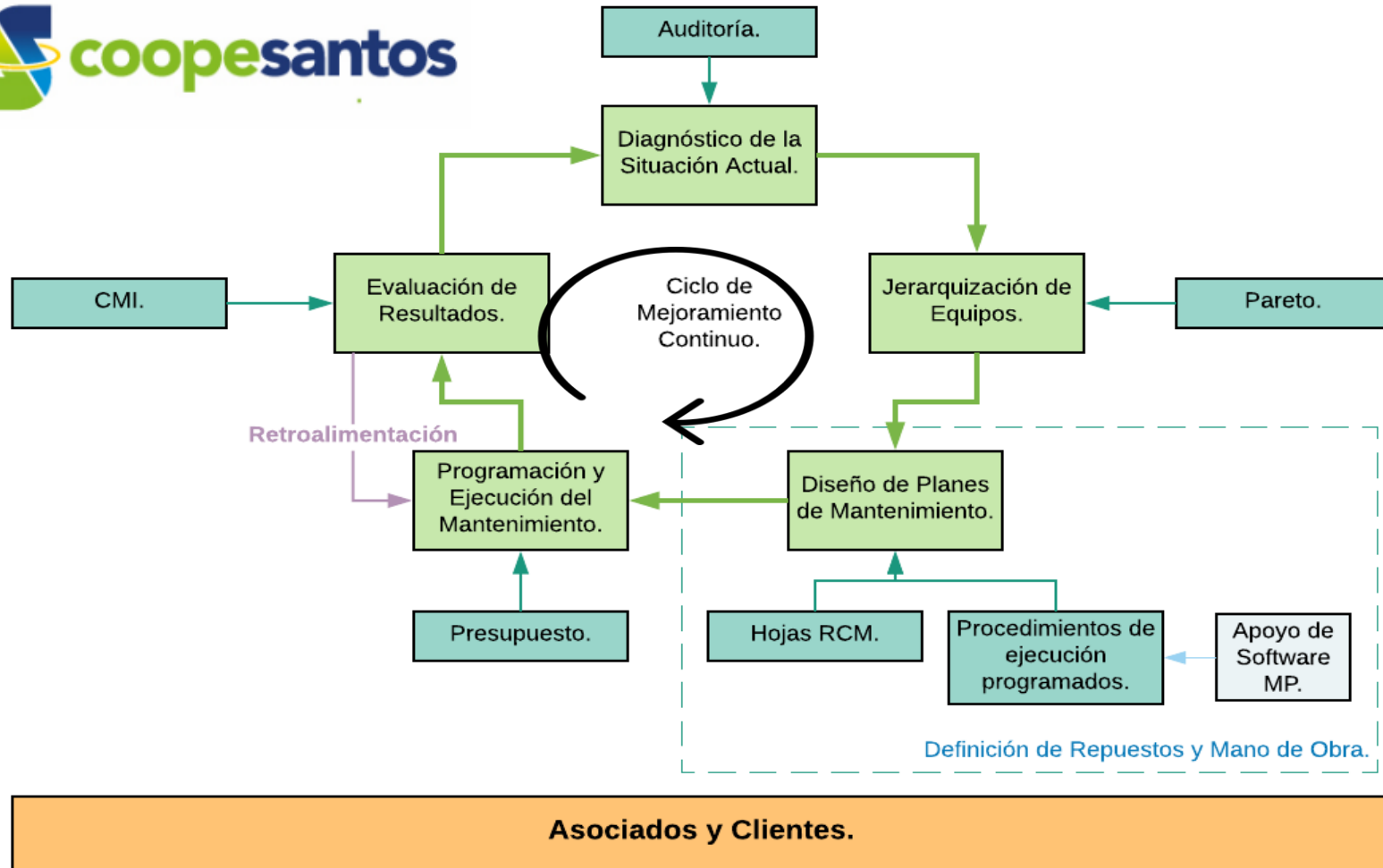


Figura 6.10 Modelo de Gestión de Mantenimiento Propuesto.

Fuente: Elaboración Propia en LucidChart.

6.6. Análisis Económico.

La presente propuesta del Modelo de Gestión del mantenimiento proyecta que con una eventual implementación, se podrán reducir los costos del mantenimiento con respecto a la cantidad de kWh vendidos en un 2%, esto con respecto al periodo anterior, porcentaje que deberá ser revisado y de ser necesario, corregido para los siguientes periodos según lo decida el equipo de evaluación en cada una de las reuniones de retroalimentación, las cuales serán cuatrimestrales.

Para el periodo del año 2017, los gastos totales del Departamento de Distribución de Energía corresponden a ₡767.671.915,50, de los cuales ₡210.181.873,94 pertenecen a gastos del mantenimiento, además, durante este mismo periodo el total de kWh vendidos corresponde a 105.156.494,00 kWh. Por tanto, el costo del mantenimiento por cada kWh vendido, para dicho departamento durante el año 2017 fue de ₡1,9988/kWh. Para el primer cuatrimestre del año 2018 los gastos correspondientes al mantenimiento ascienden a ₡75.783.647,12 y la cantidad de kWh vendidos fueron 37.759.412,00 kWh, por tanto, para el periodo que acaba de terminar el costo del mantenimiento fue de ₡ 2,0070/kWh. De lo anteriormente dicho se elabora la tabla 6.10 donde se aprecia que el costo del mantenimiento va en aumento; lo que busca el modelo propuesto es reducir ese costo en un 2% con respecto al periodo anterior. Lo que de implementarse la propuesta reduciría el costo actual del mantenimiento a ₡1.9669/kWh.

Tabla 6.10 Costo del Mantenimiento por kWh vendido.

	Gastos Mantenimiento	Energía Vendidas	Costo x kWh
2017	¢210.181.873,94	105.156.494,00 kWh	¢1,9988/kWh
I Cuatrimestre 2018	¢75.783.647,12	37.759.412,00 kWh	¢ 2,0070/kWh
Proyección.			¢ 1,9669/kWh

Fuente: Elaboración Propia en Microsoft Excel.

Según los costos actuales que representa el mantenimiento al departamento de Distribución de Energía, se estima que el presupuesto total que se debe asignar para ejecutar las labores de mantenimiento en la Cooperativa debe ser los que se muestran en la tabla 6.11. dicho presupuesto se obtiene a partir de la ecuación 6.11 la cual indica que el presupuesto es el producto de la Energía total vendida, por el costo del mantenimiento por un factor de corrección.

Tabla 6.11 Presupuesto de Mantenimiento.

	Energía Total Vendida	Costo del Mantenimiento	Factor de corrección	Presupuesto Proyectado
I Cuatrimestre 2018	37.759.412,27	¢ 2,0070/kWh	0.95	¢ 71.994.464,76
Proyección para 2018				¢ 215. 983. 394, 29

Fuente: Elaboración Propia en Microsoft Excel.

La tabla 6.12 muestra la asignación del presupuesto con forme a los circuitos, tomando como referencia el análisis de criticidad elaborado en el apartado 3.2.2, para el periodo del 2017. Dicha distribución del presupuesto se hará con respecto al porcentaje de indisponibilidad obtenido en dicho estudio; es importante aclarar que en este caso se utilizan los datos de indisponibilidad registrados para el año 2017 pues el análisis se hizo al iniciar la práctica profesional en el mes de febrero y para ese momento no se contaban con los datos del primer cuatrimestre del año 2018.

Tabla 6.12 Proyección del Presupuesto por Circuitos.

Circuito	Ubicación	% Indisponibilidad	Presupuesto Proyectado
1	Dota	28,05%	€60.578.457,11
2A	Acosta	25,76%	€55.632.267,73
4	Mora	16,46%	€35.558.925,47
7	San Marcos	15,49%	€33.445.712,72
2B	Intermedia	9,94%	€21.463.280,85
8	Casa Mata	2,55%	€5.498.804,77
6	San Antonio	1,48%	€3.189.621,73
5	San Gerardo	0,29%	€616.323,92

Fuente: Elaboración Propia en Microsoft Excel.

De la tabla 6.12 se observa que el circuito de Dota es al que se le debe asignar un mayor presupuesto del proyectado para las labores de mantenimiento con un 28% del total, además, Acosta, Mora y San Marcos reciben una importante cantidad del presupuesto debido a estos también son elementos críticos dentro de la red de distribución de energía.

Finalmente, se recomienda destinar un presupuesto al menos de €230 millones de colones para efectuar las labores de mantenimiento propuestas en este informe.

Según las proyecciones establecidas por las jefaturas de Dirección de Energía en conjunto con el facilitado, se deciden estimar que con la implementación del modelo se deben reducir al menos en un 2% el costo del mantenimiento por cada kWh vendido, lo que representaría bajar los costos de €2,0070/kWh a €1,9669/kWh, con la finalidad de que este sea considerado de importancia para la Cooperativa. Aunque es fundamental reconocer que, el primer periodo comprendido con la implementación del modelo servirá de referencia para los siguientes periodos. En este caso, toda la información correspondiente al presupuesto actual utilizado en el mantenimiento de las redes de distribución se detalla en el anexo 9.6.

Capítulo 7. Conclusiones y Recomendaciones.

7.1. Conclusiones.

- Se evaluó el nivel del mantenimiento actual en el Departamento de Distribución de Energía, encontrando que este se encuentra “por debajo del promedio” según la auditoría “Asset Management, Operational, Reability, Maintenance, Survey”.
- Se determinó mediante los diagramas de Pareto, que los niveles “Nivel I-Barras de Media Tensión”, “IV-Subramales Monofásicos”, “II-Circuitos Ramales de Reposición Automática”; las causas de “Derecho de Paso”, “Desconocido”, “Vientos”, “Rayería” y los circuitos de “San Marcos”, “Acosta”, “Mora” y “Dota”, son los elementos más críticos para la red, incluyendo los equipos contenidos en estos.
- Se propusieron manuales de mantenimiento rutinario mediante el uso de procedimientos de inspección para los equipos con medio impacto sobre las operaciones de las redes de distribución.
- Se propuso un Manual de Mantenimiento Basado en Confiabilidad (RCM) para los transformadores de potencia de la Coopesantos, R.L.
- Se diseñó un Modelo de Gestión de Mantenimiento basado en un Cuadro de Mando Integral.
- Se propuso un presupuesto anual para la implementación del modelo de gestión del mantenimiento.

7.2.Recomendaciones.

- Tomar acciones de mantenimiento preventivo para los circuitos, niveles y causas críticas de perturbaciones al sistema de distribución de energía.
- Estandarizar las Ordenes de Trabajo y capacitar el personal para que las completen correctamente.
- Organizar la información de los trabajos de mantenimiento en el software MP con el objetivo de estandarizar, analizar y optimizar las labores actuales.
- Documentar detalladamente las labores realizadas a los transformadores de potencia para enriquecer el programa de mantenimiento basado en confiabilidad (RCM).
- Revisar e implementar los manuales de mantenimiento basados en procedimientos de inspección, propuestos para los equipos “Reconectores” y “Reguladores de Tensión”.
- Revisar e implementar los manuales de mantenimiento basados en condición (RCM) propuestos para los transformadores de potencia.
- Revisar e implementar el Modelo de Gestión de Mantenimiento basado en un Cuadro de Mando Integral, con el fin de optimizar las labores del Departamento de Distribución de Energía.
- Se recomienda aumentar el presupuesto anual del mantenimiento a ¢ 230.000.000.00 con la intención de implementar el Modelo de Gestión de Mantenimiento propuesto al Departamento de Distribución de Energía.

Capítulo 8. Bibliografía.

- Coopesantos R. L. (2010). Costa Rica. Recuperado de www.coopesantos.com
- Duffuaa, S., Raouf, A. y Dixon, J.(2000). Sistemas de mantenimiento. Planeación y control. México: Editorial Limusa, S.A.
- Kaplan, R. & Norton, D. (2002). Cuadro de mando integral (The Balanced Scorecard). (2a. ed.) España: Ediciones Gestión 2000.
- Mora, L. (2009). Mantenimiento: Planeación, Ejecución y Control. México: Editorial Alfaomega.
- Moubray, J. (2004). Mantenimiento Centrado en Confiabilidad. Estados Unidos de América: Aladon LLC.
- Niven, P. (2006). Balanced scorecard step-by-step. (2a. ed.) [Cuadro de mando integral paso a paso]. Estados Unidos de América: John Wiley & Sons, Inc.
Recuperado de http://www.vra.com/vralibrary/ebooks/Balanced_Scorecard_Step_by_Step.pdf
- Parra, C. & Crespo, A. (2015). Ingeniería de Mantenimiento y Fiabilidad Aplicada a la Gestión de Activos. (2a. ed.) España: INGEMAN.

- Parra, C. & Crespo, A. (2017). Técnicas de Auditoría aplicadas en los procesos de Gestión del Mantenimiento y de la Confiabilidad (Borrador # IV del libro Ingeniería de Mantenimiento y Fiabilidad Aplicada). España: INGEMAN. Recuperado de <http://www.confiabilidadoperacional.com/articulos.php>
- Sexto, L. (Julio, 2017). Tipos de Mantenimiento. ¿Cuántos y Cuáles Son? (Blog Radical Management). Recuperado de <http://se-gestiona.radical-management.com/2017/07/>
- Sexto, L. (Enero, 2018). Mantenimiento ¿Inversión? ¿Creador de Valor? ¿Generador de Utilidades? (Blog Radical Management). Recuperado de <http://se-gestiona.radical-management.com/2018/01/por-luis-felipe-sexto-es-un-hecho-que.html>
- Tavares, L. (2000). Administración moderna de mantenimiento. Brasil: Nuevo Polo Publicaciones.
- Universidad Rey Juan Carlos (s.f.). El cuadro de mando integral. Madrid: Cátedra Madrid Excelente. Recuperado de <http://madridexcelente.com/wp-content/uploads/2015/08/CATEDRA2.pdf>
- Viveros, P., Stegmaier, R., Kristjanpoller, F., Barbera, L. y Crespo, A. (2013). Propuesta de un modelo de gestión de mantenimiento y sus principales herramientas de apoyo. *Ingeniare. Revista Chilena de Ingeniería*, 21(1), 125-138. Recuperado de <http://www.redalyc.org/articulo.oa?id=77225903012>

Capítulo 9. Anexos

9.1. Auditoría de Mantenimiento, Asset Management Operational, Reliability and Maintenance Survey (AMORMS)

A continuación, se muestran cada una de las preguntas evaluadas en la auditoría por área y sub-área, la cual se aplicó a la Dirección de Energía para evaluar el nivel de mantenimiento.

1. Gestión de Activos, Objetivos del Negocio (KPIS) y Organización de Soporte.

1.1. Visión Gerencial & Liderazgo

- 1.1.1. ¿Existen Directrices Corporativas sobre el proceso de Gestión de Activos?
- 1.1.2. ¿Existe Conciencia de la Gestión de Activos y su Administración? (Roles/Alcances/Responsabilidades)
- 1.1.3. ¿Existe un Control detallado sobre los objetivos del negocio desde la Gerencia Corporativa?
- 1.1.4. ¿Tiene la Gerencia Corporativa un liderazgo integral y sostenible sobre el negocio? (Control Sostenible)
- 1.1.5. ¿La Gerencia Corporativa, las gerencias intermedias y los niveles técnicos y de ejecución comparten de forma eficiente el liderazgo del negocio? (Empoderamiento)

1.2. Políticas Integrales de Mantenimiento (Gerencial)

- 1.2.1. ¿Existe una política de mantenimiento integrada con la Gestión Corporativa del negocio?
- 1.2.2. ¿Las políticas de mantenimiento de corto, mediano y largo plazo, están ajustadas a la realidad del negocio?
- 1.2.3. ¿La política de mantenimiento ha sido creada de acuerdo con las políticas estratégicas del negocio?
- 1.2.4. ¿Las políticas de operación y mantenimiento están vinculadas e integradas con los objetivos y metas del negocio?
- 1.2.5. ¿La política de Mantenimiento y Confiabilidad están integradas con la visión y misión del negocio?

1.3. Control Financiero (KPIS claves del negocio)

- 1.3.1. ¿Existe un procedimiento bien desarrollado para gestionar el control financiero (KPIS claves del negocio)?
- 1.3.2. ¿Los procesos de control financiero se aplican a partir del análisis de los KPIS claves de forma continua y no de forma eventual?
- 1.3.3. ¿El sistema de control financiero es monitoreado y auditado de forma eficiente?
- 1.3.4. ¿El control financiero está totalmente vinculado con las metas y objetivos de la organización?

1.3.5. ¿El proceso de control de los KPIS financieros están integrado con los procesos indicadores técnicos y económicos de las áreas de mantenimiento y confiabilidad?

2. Modelos de Jerarquización basados en Riesgo (Criticidad de Activos).

2.1. Priorización de equipos.

2.1.1. ¿La organización ha desarrollado un modelo de criticidad de equipos basados en Riesgo?

2.1.2. ¿El modelo de Riesgo priorización de equipos está alineado con los objetivos del negocio?

2.1.3. ¿La información utilizada para estimar la frecuencia y la de las fallas es tomada de una fuente confiable y veraz?

2.1.4. ¿El modelo de priorización de equipos es un modelo estándar para toda la organización y es utilizado en todas las áreas operacionales de la organización?

2.1.5. ¿Los resultados de jerarquización de equipos se utilizan para tomar decisiones de mejora en la operación y mantenimiento de los activos?

2.2. Gestión de los procesos de Seguridad, Salud y Ambiente

2.2.1. ¿Existe un plan eficiente de emergencias y contingencias en la organización?

2.2.2. ¿Se ha comunicado al personal sobre las potenciales consecuencias sobre los eventos que pueden afectar seguridad, la salud y el ambiente?

- 2.2.3. ¿Se tiene desarrollada una política de emergencias y seguridad bien documentada y comunicada?
- 2.2.4. ¿Los planes de emergencias y seguridad son revisados, mejorados y actualizados de forma continua?
- 2.2.5. ¿Los planes de emergencias están certificados por organizaciones locales e internacionales reconocidas?

3. Análisis de Problemas (Análisis de Causa Raíz)

3.1. Equipos multidisciplinarios de optimización

- 3.1.1. ¿Los trabajadores están bien organizados y motivados para el logro de los objetivos del negocio?
- 3.1.2. ¿El ambiente de trabajo es propicio para realizar análisis que promuevan cambios y procesos de mejora?
- 3.1.3. ¿Existe un proceso eficiente de comunicación entre la gerencia de la organización y el resto de los niveles administrativos?
- 3.1.4. ¿La estructura organizacional de los trabajadores está orientada a soportar el proceso integral de gestión de activos?
- 3.1.5. ¿Existe un proceso estándar que promueva a los trabajadores a participar en equipos multidisciplinarios?

3.2. Métodos de Análisis de Fallas

- 3.2.1. ¿La organización utiliza un método estándar de análisis de fallas para toda la organización?
- 3.2.2. ¿La metodología de Análisis de Fallas permite identificar el área de oportunidad en función de nivel de Riesgo provocado por los modos de fallas?
- 3.2.3. ¿La metodología de Análisis de Fallas propone un procedimiento que permita validar de forma eficiente las hipótesis planteadas (validación con hechos reales)?
- 3.2.4. ¿Las recomendaciones generadas de los análisis de fallas son seleccionadas a partir de un procedimiento de Análisis Costo Riesgo Beneficio?
- 3.2.5. ¿Se evalúan y auditan los resultados reales de las acciones recomendadas una vez finalizados los análisis de fallas?

4. Procesos de programación, planificación y optimización de planes de mantenimiento, inspección y operaciones.

4.1. Programación y planificación.

- 4.1.1. ¿Existe definida una estrategia a nivel gerencial de optimización del mantenimiento?
- 4.1.2. ¿Existe un proceso detallado y eficiente de programación y planificación del mantenimiento?
- 4.1.3. ¿Se cumplen de forma eficiente las Estrategias de Planificación y Programación para el mantenimiento de los equipos?

4.1.4. ¿Las estrategias de planificación y programación del mantenimiento están alineadas con el plan de negocio de la organización?

4.1.5. ¿Las estrategias de planificación y programación del mantenimiento se analizan y se auditan los resultados de aplicación de estas estrategias?

4.2. Planes de Mantenimiento por Condición (técnicas predictivas).

4.2.1. ¿Existe un proceso eficiente de gestión del mantenimiento por condición?

4.2.2. ¿Se realizan actividades de mantenimiento por condición de forma organizada y continua?

4.2.3. ¿Existe un plan de monitoreo de condiciones basado en el nivel de criticidad por Riesgo de los activos de la organización?

4.2.4. ¿El monitoreo de condiciones es parte integral de una estrategia de optimización del mantenimiento?

4.2.5. ¿El proceso de monitoreo de condiciones de la compañía es auditado y se le hace seguimiento a la efectividad de las recomendaciones emitidas?

4.3. Técnicas de optimización en las áreas de Confiabilidad, Mantenimiento y Operaciones

4.3.1. ¿La organización ha desarrollado un modelo guía de implantación de las metodologías de Confiabilidad y Mantenimiento, orientado a cumplir con los objetivos del negocio?

4.3.2. ¿La organización cuenta con un grupo de soporte encargado de administrar y facilitar las herramientas de Confiabilidad y Mantenimiento?

- 4.3.3. ¿Se aplican de forma organizada y constante los diferentes métodos de Confiabilidad y Mantenimiento (RCM, RCA, TPM, RBI, Lean...)?
- 4.3.4. ¿Se miden, auditan y confirman los resultados de las aplicaciones de los métodos de Confiabilidad y Mantenimiento?
- 4.3.5. ¿Se revisan y actualizan los métodos de Confiabilidad y Mantenimiento (se toman en cuenta las novedades, actualizaciones y desarrollo de nuevos métodos de optimización)?

5. Procesos de asignación de recursos, soporte informático y soporte logístico a los procesos de Mantenimiento y Confiabilidad

5.1. Sistema de soporte informático de mantenimiento (software de mantenimiento)

- 5.1.1. ¿Existe un sistema eficiente de soporte informático para el mantenimiento?
- 5.1.2. ¿El diseño de las órdenes de trabajo dentro del software es adecuado y se utiliza de forma eficiente?
- 5.1.3. ¿El sistema de órdenes de trabajo ayuda a mejorar los procesos de programación y planificación del mantenimiento?
- 5.1.4. ¿El software de mantenimiento es utilizado en forma extensa por toda la organización, incluyendo todos los tipos de paros (correctivos, preventivos, por condición, detenciones mayores, seguimiento de componentes de fallas, etc.)?

5.1.5. ¿El sistema de soporte informático de mantenimiento genera de forma automática indicadores técnicos y económicos, los cuáles son ampliamente usados por toda la organización para mejorar la toma de decisiones?

5.2. Sistema de control de documentos

5.2.1. Existe un sistema general de administración de documentos técnicos de mantenimiento (planos, P&D, flujo-gramas de procesos, manual de operaciones, etc.)

5.2.2. ¿Existe un sistema de administración de documentos que integre la información del mantenimiento con las otras áreas de la organización?

5.2.3. ¿Existe un sistema de administración de documentos que cumpla con alguna norma o estándar de calidad?

5.2.4. ¿El sistema de administración de la documentación está totalmente implementado de forma informática?

5.2.5. ¿El sistema de administración de documentos, está en línea para toda la organización y se usa de forma amplia y eficiente?

5.3. Manejo de repuestos, materiales (logística)

5.3.1. ¿El proceso de general de abastecimiento y logística de repuestos es eficiente?

5.3.2. ¿El proceso de abastecimiento y planificación de materiales es organizado y tiene un flujo ordenado y bien controlado?

5.3.3. ¿El proceso de manejo y planificación de materiales está desarrollado para toda la planta?

5.3.4. ¿EL proceso de abastecimiento y planificación de materiales está integrado de forma eficiente con el área de mantenimiento?

5.3.5. ¿EL proceso de Abastecimiento y planificación de materiales tiene indicadores de optimización integrados a nivel de los objetivos del negocio que son evaluados, analizados, utilizados y auditados de forma continua?

5.4. Procesos de administración de las bodegas e inventarios

5.4.1. ¿La administración del inventario es llevada a cabo por una organización bien estructurada para esta función?

5.4.2. ¿La administración del inventario es llevada y controlada por una herramienta de soporte informática?

5.4.3. ¿El proceso de administración de la bodega y manejo de inventarios, incluye indicadores de optimización de repuestos utilizando técnicas de análisis de Riesgo?

5.4.4. ¿El software de administración de los repuestos, genera de forma automática, indicadores de análisis de inventarios que son utilizados para optimizar los diversos procesos de la gestión de materiales?

5.4.5. ¿Los procesos de administración de abastecimiento y manejo de inventarios están orientados a lograr los objetivos del proceso de Gestión de Activos?

6. Procesos de control y análisis de indicadores técnicos del negocio (RAM)

6.1. Indicadores de desempeño técnico

- 6.1.1. ¿Existe un proceso de eficiente de registro de la información histórica de los equipos?
- 6.1.2. ¿Se realizan de forma eficiente análisis de mejora sobre la información histórica de fallas y operación de los equipos?
- 6.1.3. ¿Existe un programa estándar de análisis de indicadores implementado de forma eficiente?
- 6.1.4. ¿Se realizan análisis sistemáticos de fallas a partir de indicadores de riesgo previamente definidos?
- 6.1.5. ¿La organización evalúa y toma decisiones a partir de indicadores de mejora en confiabilidad y mantenibilidad de forma eficiente (MTTF, MTTR, Disponibilidad, etc.)?

6.2. Programas de revisión de los planes de mantenimiento

- 6.2.1. ¿Se realizan análisis de mejora sobre los diferentes tipos de mantenimientos ejecutados?
- 6.2.2. ¿Se toman acciones sobre los análisis realizados a los diferentes tipos de mantenimientos ejecutados?
- 6.2.3. ¿El análisis de los mantenimientos ejecutados, es realizado de forma eficiente y sistemática?

6.2.4. ¿Las recomendaciones realizadas a partir del análisis de los mantenimientos ejecutados, son tomadas en cuenta y se auditan los resultados de las acciones emitidas?

6.2.5. ¿Se realiza algún proceso de benchmarking en relación a los indicadores de mantenimiento y confiabilidad?

6.3. Control de contratistas

6.3.1. ¿El uso de contratistas es eficiente y se tienen modelos de contratos establecidos por áreas y tipos de trabajo?

6.3.2. ¿Los contratos de corto y largo plazo están totalmente estandarizados?

6.3.3. ¿Existe un proceso de validación y auditoría de las credenciales de las contratistas que participan en los diferentes procesos de mantenimiento y operación?

6.3.4. ¿Existen un proceso eficiente de evaluación del desempeño real de los contratistas, que sea constantemente monitoreado y que permita tomar acciones sobre las desviaciones encontradas?

6.3.5. ¿Los contratos de negocios establecidos con los contratistas están totalmente alineados en términos de estrategias con los objetivos y metas del negocio?

6.4. Gestión de talleres

- 6.4.1. ¿La organización cuenta con un servicio eficiente: propio o contratado de talleres para actividades de mantenimiento?
- 6.4.2. ¿Existe un proceso interno que permita evaluar el desempeño de los servicios prestados por los talleres?
- 6.4.3. ¿Existe un modelo de contrato estándar desarrollado para todos los servicios solicitados a los talleres?
- 6.4.4. ¿Existe un procedimiento específico que permita evaluar los tiempos de entrega, los costos y la calidad de ejecución de los servicios ofrecidos por los talleres?
- 6.4.5. ¿Existe un modelo de auditoría y benchmarking certificado bajo una norma local o internacional, que permita evaluar los Servicios ofrecidos por los talleres?

7. Proceso de revisión y mejora continua

7.1. Control de Calidad

- 7.1.1. ¿Existe un modelo eficiente de gestión de la calidad dentro del área de mantenimiento?
- 7.1.2. ¿Existe el conocimiento de que la calidad contribuye a la mejora del desempeño de los procesos de mantenimiento y confiabilidad?
- 7.1.3. ¿La organización del mantenimiento está alineada con los programas de mejoramiento de la calidad?

7.1.4. ¿La organización de mantenimiento ha sido acreditada en alguna norma relacionada con la calidad?

7.1.5. ¿La compañía está acreditada en alguna norma de la calidad y se ha incorporado el proceso de gestión de la calidad dentro del mantenimiento?

7.2. Programas de mejora continua

7.2.1. ¿Las mejoras en los procesos de mantenimiento y confiabilidad son llevadas de forma ordenada y actualizadas bajo un modelo específico?

7.2.2. ¿Existe un marco de referencia para incluir mejoras en los procesos de mantenimiento y confiabilidad?

7.2.3. ¿Existe un programa de seguimiento a las propuestas de mejoras en las áreas de mantenimiento y confiabilidad?

7.2.4. ¿El proceso de Mejora continua es una práctica común en las áreas de mantenimiento y confiabilidad?

7.2.5. ¿El proceso de mejora continua es una práctica estándar de todos los negocios que conforman el proceso industrial analizado?

7.3. Programas de desarrollo de personal

7.3.1. ¿La organización cuenta con un departamento que se encargue del proceso de adiestramiento formal al personal de toda la organización?

7.3.2. ¿Se provee de adiestramiento eficiente al personal nuevo de la organización?

7.3.3. ¿Existe un plan de entrenamiento específico y ajustado a todo el ciclo de vida del trabajador?

- 7.3.4. ¿El programa de adiestramiento de todo el personal está adecuado al puesto de trabajo y está orientado a lograr los objetivos del negocio?
- 7.3.5. ¿El programa de entrenamiento incluye formación en las áreas de técnicas modernas de mantenimiento, confiabilidad y gestión de activos?

9.2. Ejemplo de Orden de Trabajo Generadas con MP.

9.2.1. Actividades Rutinarias.

Orden de Trabajo Cerrada Folio:

OT000105PE



Duración aproximada: 8 h 40 m

abr-2015 al: 30-abr-2015

Responsable: EQUIPO D

AE5 850 KW

Actividades rutinarias

\ BUJE Y CONO: INSPECCIÓN VISUALSOLDADURA SOPORTE DEL CONO

7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	
---	---	---	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	--

\ CARCASA, ESTRUCTURA DE LA NACELLE Y KAT/KBT: CÁNCAMO DE SEGUR. DEL MARCO DE LA PUERTA TRASERA

7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	
---	---	---	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	--

\ EJE PRINCIPAL: DETECTAR FUGAS DE GRASA EN RODAMIENTOS EJE PRINCIP

7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	
---	---	---	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	--

\ EJE PRINCIPAL: LUBRICAR RODAMIENTOS DELANT. Y TRAS. DEL CABALLETE

7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	
---	---	---	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	--

\ EJE PRINCIPAL: VACIAR EL LUBRICANTE DE LAS BANDEJAS RECOGE GRASAS

7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	
---	---	---	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	--

\ GENERADOR: DESGASTE Y ASIEN TO DE ESCOBILLAS DE FASE

7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	
---	---	---	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	--

\ GENERADOR: DESGASTE Y ASIEN TO DE ESCOBILLAS DE TIERRA

7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	
---	---	---	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	--

\ GENERADOR: LIMPIEZA DE CUERPO DE ANILLOS ROZANTES

7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	
---	---	---	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	--

\ GENERADOR: RE-ENGRASE DE RODAMIENTOS LA-LOA

7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	
---	---	---	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	--

\ SISTEMA DE YAW: LUBRICACIÓN ED LA CORONA DENTADA

7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
---	---	---	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----

\ SISTEMA DE YAW: POLVO DE DESGASTE PETP EN PLATAFORMA SUPERIOR

7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
---	---	---	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----

\ SMP: DESCARGA DE DATOS SMP

7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
---	---	---	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----

\ SMP: FUNCIONAMIENTO DE SMP

7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
---	---	---	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----

\ SMP: INSPECCION DEL CABLE DE CONEXION A TIERRA

7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
---	---	---	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----

\ SMP: INSTALACION DE ACELEROMETROS

7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
---	---	---	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----

Observaciones:

LINEA OK: 30250h
 TURBINA OK:29682h
 DISPONIBILIDAD:98.14%
 TOTAL PRODUCIDA:6 GWH / 495 MWH
 Hormigon reventado
 Tornillos oxidados en gradas de entrada a la torre
 Linea de acero de la manguera oxidada
 Seguro de manilla FG005 reventado
 Falta de marchamo en linea de vida
 Bandeja entre caballete y multiplicadora exceso de grasa
 y retenedor dañado
 Unión entre tramos tornillos oxidados
 Suciedad y oxido en torre por dentro
 Falta empaque en el marco de la puerta de la nacell
 Generador recostado en la nacell
 Oxido en bastidor delantero
 Tela ignifuga suelta
 Barra antirrotación oxidada
 Estructura de cono reventada
 Falta de modulo en cabecera de armario TOP

9.2.2. Actividades no Rutinarias.

Orden de Trabajo

Folio:

OT000189PE


del 12-nov-2015 al 30-nov-2015

Responsable: EQUIPO D

Duración aproximada: 10 h 00 m

Generó: olgerr

Fecha y hora de recepción de la OT:

Revisó:

Fecha y hora de devolución de la OT:

Autorizó:

AE5 850 KW GAMESA G52

Localización: \ FINCA 4
Equipo padre:
Prioridad: Alta
Clasificación 1: AEROGENERADOR
Clasificación 2:
Centro de costo: C.C-AE05 CENTRO DE COSTO AE05

Actividades no rutinarias

3220 SW Int Rotor muy Alta L2

Solicitante:
Fecha de notificación: 2-sep-2015 14:27
Duración aproximada: 10 h 00 m
Requiere paro: No

Tipo de trabajo: Correctivo
Prioridad: Media
Clasificación 1: COMPROBACIÓN
Clasificación 2:

Observaciones:

El Aerogenerador Acompla por pocos segundos y se desacopla.
Se solicita ayuda a PTS GAMESA

12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----

Fecha y hora de inicio: _____ Fecha y hora de terminación: _____

Tiempo invertido en realizar el trabajo: _____

Procedimiento realizado: _____

9.3.Procedimientos de Inspección.

9.3.1. Procedimiento Regulador de Tensión.

Parte	Tareas	Repuesto	Equipo	Frec.
Control/ CPU-Panel	Verificar que el buen funcionamiento de la pantalla		Equipo para trabajos eléctricos	Semestral
	Efectuar navegación en el panel utilizando las teclas disponibles, de manera que se verifique su buen funcionamiento.		Equipo para trabajos eléctricos	Semestral
	Verificar el funcionamiento de las luces, aplicando el comando de prueba y verificando que todas enciendan.		Equipo para trabajos eléctricos	Semestral
Control/ UPS	Desconectar la alimentación de la UPS, y verificar el correcto funcionamiento del equipo	UPS	Equipo para trabajos eléctricos	Semestral

Parte	Tareas	Repuesto	Equipo	Frec.
Control/ Cableado	Probar que la firmeza de la conexión del cableado sea la adecuada	Cable UTP, conectores RJ45	prensa para RJ45, peladora de UTP, toallas de papel. Equipo para trabajos eléctricos	Semestral
	Revisar el estado de los pines de conexión en los terminales del cableado del gabinete.			Semestral
	En el cableado de comunicación verificar que los puertos estén con sus respectivas luces activas			Semestral
	En el cableado de comunicación verificar que los terminales se encuentren en buen estado, usar el estándar EIA 568B en caso de recambio.			Semestral
	Si hay Cable Modem, revisar que tenga supresor de picos en el cable coaxial, si está ausente anotar y reportar el caso.			Semestral
	Verificar que los cables se encuentren firmemente conectados.			Semestral
	Si hay fibra óptica, revisar la sujeción de la fibra			Semestral
	Revisar el cableado de puesta a tierra			Semestral

Parte	Tareas	Repuesto	Equipo	Frec.
Control/ Transferencia	Desconectar uno de los dos interruptores de alimentación y verificar que el equipo se energiza a través de la fuente AC	Refiérase al manual para identificar la ubicación de los interruptores	Equipo para trabajos eléctricos	Semestral
	Re-establezca el interruptor desconectado.		Equipo para trabajos eléctricos	Semestral
	Desconectar el otro interruptor de alimentación y verificar nuevamente que el equipo se energiza a través de la fuente AC		Equipo para trabajos eléctricos	Semestral
	Desconectar ambos interruptores de alimentación y verificar que el equipo se energiza a través de la fuente DC		Equipo para trabajos eléctricos	Semestral
Control/ Gabinetes	Revisar que se encuentren los candados correspondientes y en buen estado.	Candado	Equipo para trabajos eléctricos	Semestral
	Revisar los sellos de hule de las puertas.	Sellos de hule	Equipo para trabajos eléctricos	Semestral
	Revisar los conectores del fondo de la base de los gabinetes y los respiraderos, revisando su posicionamiento y limpieza.	Conectores	Equipo para trabajos eléctricos	Semestral

Parte	Tareas	Repuesto	Equipo	Frec.
Control/ Gabinetes	Limpieza Interior y exterior del gabinete.	Líquido limpiador	Equipo para trabajos eléctricos	Semestral
	Verificar presencia de humedad a lo interno de gabinete e identificar las posibles causas en caso de existir humedad.	Sellos de hule.	Equipo para trabajos eléctricos. Toallas secas	Semestral
	Verificar la presencia de corrosión en el gabinete, en caso de existir, programar mantenimiento correctivo.	Lija y pintura	Equipo para trabajos eléctricos	Semestral
	Verificar la existencia de insectos o animales dentro del gabinete, identificar los puntos de posible entrada.	Sellos de hule	Equipo para trabajos eléctricos	Semestral
	Verificar derecho de paso.		Equipos para trabajos eléctricos	Semestral
	Aplicar insecticida al interior del gabinete.	Insecticida	Equipo para trabajos eléctricos	Semestral
Control/ Cambiador de TAPS	A través del control manipular el cambiador de TAPS hasta llevarlo a la posición neutral		Equipo para trabajos eléctricos	Semestral
	Verificar en el control, la luz de neutro debidamente encendida		Equipo para trabajos eléctricos	Semestral

Parte	Tareas	Repuesto	Equipo	Frec.
Control/ Cambiador de TAPS	Verificar en pantalla que la posición del TAP sea 0		Equipo para trabajos eléctricos	Semestral
	Mover el cambiador a -1		Equipo para trabajos eléctricos	Semestral
	Verificar que la luz de neutro se apaga, y que la posición del TAP en pantalla sea -1.		Equipo para trabajos eléctricos	Semestral
	Mover el cambiador a +1		Equipo para trabajos eléctricos	Semestral
	Verificar que la luz de neutro se apaga, y que la posición del TAP en pantalla sea +1.		Equipo para trabajos eléctricos	Semestral
	Verificar que la luz de neutro se apaga, y que la posición del TAP en pantalla sea +1.		Equipo para trabajos eléctricos	Semestral
Cuba	Verificar deformaciones en la cuba.		Equipo para trabajos eléctricos	Semestral
	Verificar deformaciones en la tapa de la cuba.		Equipo para trabajos	Semestral
	Verificar si existe óxido en la superficie de la cuba		Equipo para trabajos eléctricos y poste	Semestral
	Verificar si existe óxido en los elementos de sujeción		Equipo para trabajos eléctricos y poste	Semestral

Parte	Tareas	Repuesto	Equipo	Frec.
Cuba	Verificar firmeza en sujeciones al poste		Equipo para trabajos eléctricos y poste	Semestral
	Verificar fugas de aceite.		Equipo para trabajos eléctricos y poste	Semestral
	Verificar derecho de paso.		Equipo para trabajos eléctricos y poste	Semestral
	Verificar visualmente estado de la válvula de extracción de muestra de aceite.		Equipo para trabajos eléctricos y poste	Semestral
	Verificar sujeción en bornes de puesta a tierra y verificar corrosión.	Bornes.	Equipo para trabajos eléctricos y poste	Semestral
	Verificar el buen estado de la pintura.	Pintura	Equipo para trabajos eléctricos y poste	Semestral
	Realizar prueba de hermeticidad. Con aceite, aplicando 50 KPa por 30 min, no debe haber pérdidas de presión, aceite, ni deformaciones. (chapas 2,5 mm)	Compresor	Equipo para trabajos eléctricos	Bianual
Aisladores	Verificar visualmente estado de los aisladores.		Equipo para trabajos eléctricos y poste	Semestral
	Verificar firmeza en conexiones.		Equipo para trabajos eléctricos	Semestral
	Verificar puntos calientes		Cámara termográfica	Semestral

Parte	Tareas	Repuesto	Equipo	Frec.
Aceite	Verificar nivel de aceite.	Aceite para transformador	Cámara termográfica	Semestral
	Tomar y realizar análisis de aceite. Según procedimientos estandarizados		Equipo para trabajos eléctricos	Bianual
Núcleo	Verificar nivel de ruido, debe ser menor a 50 dB		Sonómetro, equipo para trabajos eléctricos	Semestral
	Verificar vibraciones		Equipo para trabajos eléctricos	Semestral
Bobinado	Prueba de Aislamiento de bobinado		Equipo para trabajos eléctricos.	Bianual
	Prueba de rigidez dieléctrica, para verificar comportamiento térmico de barnices		Equipo para trabajos eléctricos.	Bianual
	Prueba de polimerización del papel.		Equipo para trabajos eléctricos.	Bianual
	Medición de la resistencia de los arrollados		Mega ohmímetro	Bianual
conmutador	Realizar pruebas de cambio de Taps, verificando el funcionamiento mecánico del conmutador.		Equipo para trabajos eléctricos.	Semestral

En caso detectar alguna anomalía efectuar la corrección en sitio siempre que se tenga al alcance las herramientas e insumos necesarios, de lo contrario anote la situación y programe un mantenimiento correctivo.

9.3.2. Procedimiento Re-conector.

Parte	Tareas	Repuesto	Equipo	Frec.
Control / CPU- Panel	Verificar el funcionamiento de la pantalla,		Equipo para trabajos eléctricos y poste	Semestral
	Verificar el funcionamiento de las teclas disponibles, navegando en el panel.		Equipo para trabajos eléctricos y poste	
	Verificar el funcionamiento de las luces, aplicando el comando de prueba y verificando que todas enciendan.		Equipo para trabajos eléctricos y poste	
Control / Batería	Ejecutar la prueba de la batería desde el panel de control		Equipo para trabajos eléctricos y poste	Semestral
	Inspeccionar visualmente los bornes en busca de irregularidades.	Bornes	Equipo para trabajos eléctricos y poste	
	Verificar derrames de líquido.	Baterías.	Equipo para trabajos eléctricos y poste	
	Verificar el estado del cableado.	Cables para conexión de batería	Equipo para trabajos eléctricos y poste	
	Verificar puntos calientes con termómetro infrarrojo.		Termómetro infrarrojo	

Parte	Tareas	Repuesto	Equipo	Frec.
Control / Cableado	Probar que la firmeza de la conexión del cableado sea la adecuada.		Equipo para trabajos eléctricos y poste	Semestral
	Revisar el estado de los pines de conexión, en los terminales del cableado del gabinete.	Terminales de conexión	Equipo para trabajos eléctricos y poste	
	Verificar que los puertos estén con sus respectivas luces activas.		Equipo para trabajos eléctricos y poste	
	Verificar que los terminales se encuentren en buen estado. usar el estándar EIA 568B en caso de recambio.	Terminales de conexión	Equipo para trabajos eléctricos y poste	
	Verificar que los cables se encuentren firmemente conectados.	Terminales y cables	Equipo para trabajos eléctricos y poste	
	Si hay Cable Modem, revisar que tenga supresor de picos en el cable coaxial, si está ausente anotar y reportar el caso.		Equipo para trabajos eléctricos y poste	
	Si hay fibra óptica, revisar la sujeción de la fibra.		Equipo para trabajos eléctricos y poste	
	Verificar puntos calientes con termómetro infrarrojo.		Termómetro infrarrojo	
	Verificar el cableado de puesta a tierra.	Cable de puesta a tierra	Equipo para trabajos eléctricos y poste	

Parte	Tareas	Repuesto	Equipo	Frec.
Control / Transferencia	Desconectar uno de los dos interruptores de alimentación y verificar que el equipo se energiza a través de la fuente AC	Refiérase al manual para identificar la ubicación de los interruptores	Equipo para trabajos eléctricos y poste	Semestral
	Reestablezca el interruptor desconectado.		Equipo para trabajos eléctricos y poste	
	Desconectar el otro interruptor de alimentación y verificar que la UPS se encuentra alimentada.		Equipo para trabajos eléctricos y poste	
	Desconectar ambos interruptores de alimentación y verificar que la UPS se encuentra alimentada.		Equipo para trabajos eléctricos y poste	
Control / Gabinetes	Revisar que se encuentren los candados correspondientes y en buen estado.	Candado	Equipo para trabajos eléctricos	Semestral
	Revisar los sellos de hule de las puertas.	Sellos de hule	Equipo para trabajos eléctricos	
	Revisar los conectores del fondo de la base de los gabinetes y los respiraderos, revisando su posicionamiento y limpieza.	Conectores	Equipo para trabajos eléctricos	
	Limpieza Interior y exterior del gabinete.	Líquido limpiador	Equipo para trabajos eléctricos	

Parte	Tareas	Repuesto	Equipo	Frec.
Control / Gabinetes	Verificar presencia de humedad a lo interno de gabinete e identificar las posibles causas en caso de existir humedad.	Sellos de hule	Equipo para trabajos eléctricos	Semestral
	Verificar la presencia de corrosión en el gabinete, en caso de existir, programar mantenimiento correctivo.	Lija y pintura	Equipo para trabajos eléctricos	
	Verificar la existencia de insectos o animales dentro del gabinete, identificar los puntos de posible entrada.	Sellos de hule	Equipo para trabajos eléctricos	
	Verificar derecho de paso.		Equipos para trabajos eléctricos y de poste	
	Aplicar insecticida al interior del gabinete.	Insecticida	Equipo para trabajos eléctricos	
En caso detectar alguna anomalía efectuar la corrección en sitio siempre que se tenga al alcance las herramientas e insumos necesarios, de lo contrario anote la situación y programe un mantenimiento correctivo.				

9.4.Hoja RCM Para Transformadores de potencia.

Función		Falla Funcional	Sub- parte	Modo de falla		Causas		Efectos	Tareas Propuesta.	
A	Transformar y regular el voltaje de acuerdo con sus características de diseño.	A	El voltaje no es regulado de acuerdo a las características de diseño.	Devanados.	1	Espiras en corto circuito.	sobrecalentamiento.	Incremento de pérdidas.	Prueba de relación de transformación.	
A	Transformar y regular el voltaje de acuerdo con sus características de diseño.	A	El voltaje no es regulado de acuerdo a las características de diseño.	Devanados.	2	Falso contacto.	Contactos sueltos por vibración.	contactos dañados.	No se induce el campo electromagnético.	Prueba de resistencia de devanados.
A	Transformar y regular el voltaje de acuerdo con sus características de diseño.	A	El voltaje no es regulado de acuerdo a las características de diseño.	Devanados.	3	Soportes flojos.	Vibración.	Incremento de pérdidas y ruido.	Análisis de vibraciones y/o ruido.	
A	Transformar y regular el voltaje de acuerdo con sus características de diseño.	A	El voltaje no es regulado de acuerdo a las características de diseño.	Devanados.	4	Falla de aislamiento.	sobrecalentamiento	Degradación del líquido aislante.	Descargas parciales.	Análisis de aceite, cromatografía de gases.
A	Transformar y regular el voltaje de acuerdo con sus características de diseño.	A	El voltaje no es regulado de acuerdo a las características de diseño.	Cambiador de derivaciones	5	Mecanismo mecánico no funciona.	Daño del mecanismo.	Regulación deficiente.	Prueba de cambio de derivación.	
A	Transformar y regular el voltaje de acuerdo con sus características de diseño.	B	Presencia de un ruido o vibración anormal	Núcleo.	1	Soportes flojos.	Vibración.	Incremento de pérdidas y ruido.	Análisis de vibraciones y/o ruido. Análisis de pérdidas en el núcleo.	
A	Transformar y regular el voltaje de acuerdo con sus características de diseño.	C	Deterioro de características refrigerantes.	Líquido Aislante.	1	Pérdidas de propiedades físicas.	Sobrecalentamiento	Envejecimiento	Menor transferencia de calor	Recambio de líquido aislante.

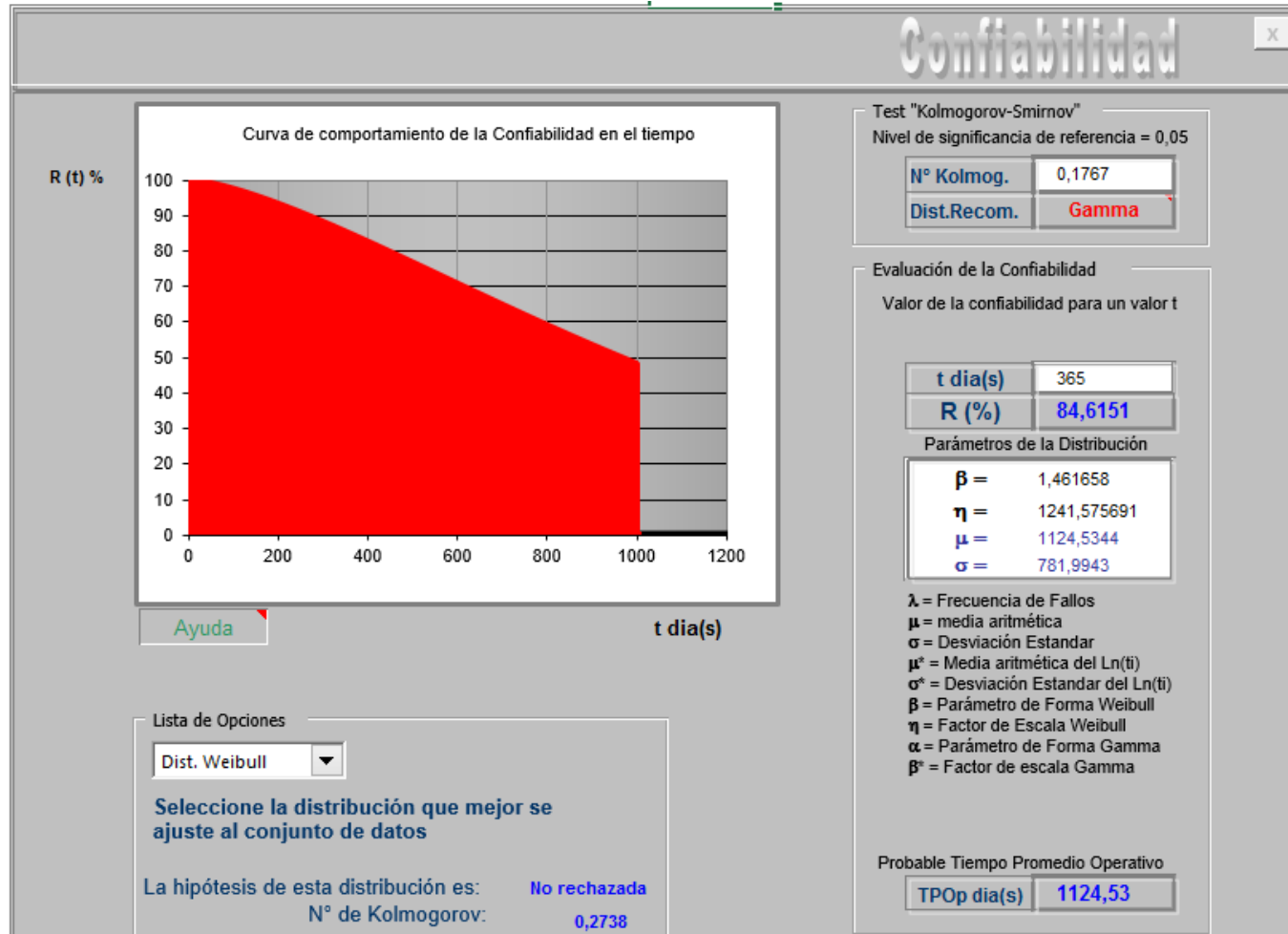
Función		Falla Funcional		Sub- parte	Modo de falla	Causas		Efectos	Tareas Propuesta.	
A	Transformar y regular el voltaje de acuerdo con sus características de diseño.	C	Deterioro de características refrigerantes.	Líquido Aislante.	2	Lodos en el aceite.	Envejecimiento	Obstrucción en la circulación del líquido aislante.	Proceso de filtrado y secado del transformador. Análisis dieléctrico	
A	Transformar y regular el voltaje de acuerdo con sus características de diseño.	C	Deterioro de características refrigerantes.	Líquido Aislante.	3	Alto contenido de humedad en líquido aislante.	Perdida de hermeticidad	Deterioro en los empaques.	Oxidación acelerada de componentes en contacto	Proceso de filtrado y secado del transformador. Análisis dieléctrico
A	Transformar y regular el voltaje de acuerdo con sus características de diseño.	D	Deterioro en el nivel de aislamiento.	Líquido Aislante.	1	Pérdidas de propiedades físicas.	Sobrecalentamiento	Envejecimiento	Menor aislamiento.	Recambio de líquido aislante.
A	Transformar y regular el voltaje de acuerdo con sus características de diseño.	D	Deterioro en el nivel de aislamiento.	Líquido Aislante.	2	Lodos en el aceite.	Envejecimiento	Degradación del papel.	Proceso de filtrado y secado del transformador. Análisis dieléctrico	
A	Transformar y regular el voltaje de acuerdo con sus características de diseño.	D	Deterioro en el nivel de aislamiento.	Líquido Aislante.	3	Alto contenido de humedad en líquido aislante.	Perdida de hermeticidad	Deterioro en los empaques.	Reducción del aislamiento, oxidación y descargas parciales.	Proceso de filtrado y secado del transformador. Análisis dieléctrico
A	Transformar y regular el voltaje de acuerdo con sus características de diseño.	D	Deterioro en el nivel de aislamiento.	Líquido Aislante.	4	Nivel bajo de líquido aislante.	Deterioro de empaques.	Fugas	Reducción del aislamiento.	Monitorear nivel de aceite. Termografía.
A	Transformar y regular el voltaje de acuerdo con sus características de diseño.	D	Deterioro en el nivel de aislamiento.	Aisladores de baja, alta, neutro y pararrayos.	5	Fractura de aislador.	Rayería.	Probabilidad de arco eléctrico.	Inspección visual. Termografía.	
A	Transformar y regular el voltaje de acuerdo con sus características de diseño.	D	Deterioro en el nivel de aislamiento.	Aisladores de baja, alta, neutro y pararrayos.	6	Electrocución de animales.	Contractos expuesto	Probabilidad de arco eléctrico.	Instalar y comprobar blindaje en conexiones.	

Función		Falla Funcional		Sub- parte	Modo de falla		Causas		Efectos	Tareas Propuesta.
A	Transformar y regular el voltaje de acuerdo con sus características de diseño.	D	Deterioro en el nivel de aislamiento.	Aisladores de baja, alta, neutro y pararrayos.	7	Aislamiento reducido.	Suciedad en los aisladores.		Probabilidad de arco eléctrico.	Limpieza de aisladores. Pruebas de aislamiento en los aisladores.
A	Transformar y regular el voltaje de acuerdo con sus características de diseño.	D	Deterioro en el nivel de aislamiento.	Cambiador de derivaciones .	8	Alto contenido de humedad en líquido aislante.	Corrosión.		Probabilidad de arco eléctrico.	Análisis de líquido aislante.
A	Transformar y regular el voltaje de acuerdo con sus características de diseño.	E	Conexiones inadecuadas.	Aisladores de baja, alta, neutro y pararrayos.	1	Oxidación en conexión.	Deterioro en conexiones.		Recalentamiento	Inspección visual, termografía y reemplazo de conectores.
A	Transformar y regular el voltaje de acuerdo con sus características de diseño.	E	Conexiones inadecuadas.	Aisladores de baja, alta, neutro y pararrayos.	2	Conexión floja o suelta.	Vibración.		Recalentamiento y probabilidad de arco eléctrico.	Termografía, re-socar tornillos según torque recomendado por el fabricante.
A	Transformar y regular el voltaje de acuerdo con sus características de diseño.	F	Reducción de capacidad de descarga	Pararrayos	1	Deterioro del aislador.	Corrosión.	Aislador dañado.	Menor capacidad para descargar sobretensiones.	Inspección visual y termografía.
A	Transformar y regular el voltaje de acuerdo con sus características de diseño.	G	Falta de estanqueidad del líquido aislante y/o gas inerte.	Tanque de expansión.	1	Fugas de líquido aislante.	Deterioro de empaques.	Vibración.	Pérdidas de nivel de líquido, contaminación.	Inspección visual, Re-socar tornillos al torque recomendado por el fabricante. Recambio de empaques.
A	Transformar y regular el voltaje de acuerdo con sus características de diseño.	G	Falta de estanqueidad del líquido aislante y/o gas inerte.	Tanque de expansión.	2	Fugas de gas inerte.	Deterioro de empaques.	Deterioro de bolsa de neopreno.	Ingreso de humedad al líquido aislante.	Inspección visual, Re-socar tornillos al torque recomendado por el fabricante. Recambio de empaques.
A	Transformar y regular el voltaje de acuerdo con sus características de diseño.	G	Falta de estanqueidad del líquido aislante y/o gas inerte.	Tanque de expansión.	3	Corrosión en el tanque.	Daños en la pintura dieléctrica.		Mayor probabilidad de fugas	Aplicar capa de pintura según lo recomienda el fabricante.

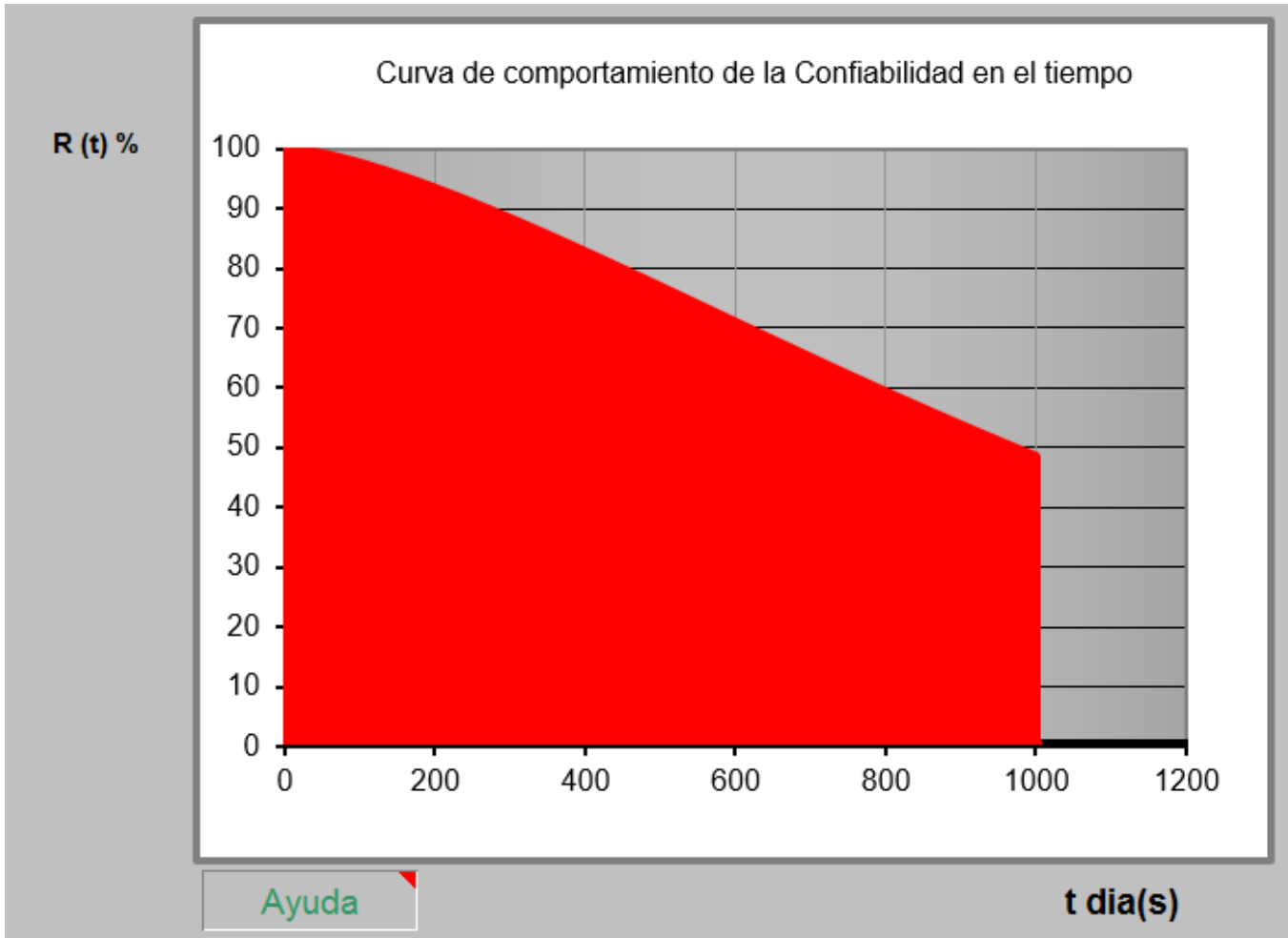
Función		Falla Funcional		Sub- parte	Modo de falla	Causas		Efectos	Tareas Propuesta.	
A	Transformar y regular el voltaje de acuerdo con sus características de diseño.	G	Falta de estanqueidad del líquido aislante y/o gas inerte.	Bolsa de Neopreno.	4	Daños en la bolsa de Neopreno.	Deterioro condiciones del aire inusuales.	Envejecimiento	Ingreso de humedad al líquido aislante.	Análisis de aceite.
A	Transformar y regular el voltaje de acuerdo con sus características de diseño.	G	Falta de estanqueidad del líquido aislante y/o gas inerte.	Cuba.	5	Fugas de líquido aislante.	Deterioro de empaques.	Corrosión.	Pérdidas de nivel de líquido, contaminación ambiental.	Inspección visual, Re-socar tornillos al torque recomendado por el fabricante. Recambio de empaques. Aplicar pintura según recomendación del fabricante.
A	Transformar y regular el voltaje de acuerdo con sus características de diseño.	G	Falta de estanqueidad del líquido aislante y/o gas inerte.	Radiador.	7	Fugas de líquido aislante.	Deterioro de empaques.	Corrosión.	Pérdidas de nivel de líquido, contaminación ambiental.	Inspección visual, Re-socar tornillos al torque recomendado por el fabricante. Recambio de empaques. Aplicar pintura según recomendación del fabricante.
A	Transformar y regular el voltaje de acuerdo con sus características de diseño.	H	Extracción inadecuada de la humedad.	Deshumidificador	1	Depósito de sílice saturado.	Deterioro de bolsa de neopreno.	Manejo inadecuado.	Ingreso de humedad al líquido aislante.	Inspección del deshumidificador, cambio de sílice y/o análisis de aceite.
A	Transformar y regular el voltaje de acuerdo con sus características de diseño.	I	Intercambio de calor inadecuado	Radiador.	1	Circulación inadecuada del líquido aislante.	Lodos en el líquido aislante.		Aumento en la temperatura del líquido aislante.	Monitorear temperatura del líquido aislante.
A	Transformar y regular el voltaje de acuerdo con sus características de diseño.	I	Intercambio de calor inadecuado	Radiador.	2	Circulación inadecuada del flujo de aire.	Corrosión.		Aumento en la temperatura del líquido aislante.	Inspección visual. Aplicar pintura según recomendación del fabricante.
A	Transformar y regular el voltaje de acuerdo con sus características de diseño.	I	Intercambio de calor inadecuado	Abanicos.	3	Uno o más abanicos dañados.	Motor dañado.	Conexiones sueltas.	Aumento en la temperatura del líquido aislante.	Monitorear temperatura del líquido aislante. Revisar conexiones, prueba de encendido de abanicos.

Función		Falla Funcional		Sub- parte	Modo de falla	Causas		Efectos	Tareas Propuesta.	
A	Transformar y regular el voltaje de acuerdo con sus características de diseño.	I	Intercambio de calor inadecuado	Abanicos.	4	Protección térmica bloqueada.	Daño en protección.	Aumento en la temperatura del líquido aislante.	Monitorear temperatura del líquido aislante. Revisar conexiones, prueba de encendido de abanicos.	
A	Transformar y regular el voltaje de acuerdo con sus características de diseño.	J	Transmisión inadecuada de señales	Sensores de monitoreo.	1	Las señales de monitoreo no están presentes.	Daño de sensores.	Desconexión de sensores.	No es posible monitorear las señales.	Verificar la señal de los sensores, de no existir revisar conexiones y comprobar su estado.
A	Transformar y regular el voltaje de acuerdo con sus características de diseño.	J	Transmisión inadecuada de señales	Sensores de monitoreo.	2	Los valores no son confiables.	Des calibración de sensores.		No es posible monitorear las señales.	Comprobar calibración de los sensores periódicamente.
A	Transformar y regular el voltaje de acuerdo con sus características de diseño.	K	Conexión y desconexión anormal del transformador	Sistemas de medición y protección.	1	Los relés no accionan el circuito de disparo.	Daño en relé y/o conductores	Conexión suelta o floja.	Daños en transformador.	Prueba del correcto funcionamiento del relé.
A	Transformar y regular el voltaje de acuerdo con sus características de diseño.	K	Conexión y desconexión anormal del transformador	Sistemas de medición y protección.	2	Los relés accionan inadecuadamente el circuito de disparo.	Daño en relé y/o conductores	Falso contacto y/o inducción por parte de otros elementos.	Desconexión no deseada.	Separación de la alimentación y cables de señales de los relés. Revisión del estado del cableado.
A	Transformar y regular el voltaje de acuerdo con sus características de diseño.	K	Conexión y desconexión anormal del transformador	Sistemas de medición y protección.	3	Reacción lenta de los relés.	Daño en relé.		Daños en transformador.	Prueba del correcto funcionamiento del relé.
A	Transformar y regular el voltaje de acuerdo con sus características de diseño.	K	Conexión y desconexión anormal del transformador	Sistemas de medición y protección.	4	Circuito de disparo no opera correctamente.	Daño en cables de conexión.	Daño en re- conector.	Daños en transformador.	Prueba del correcto funcionamiento del relé.

Confiabilidad Anual



Curva de confiabilidad en el tiempo.



9.6.Manual de Mantenimiento Según Hoja RCM

Manual de Mantenimiento.		
Departamento:	Distribución de Energía.	
Máquina:	Transformador de potencia	
Ubicación:	La Lucha <input type="checkbox"/>	San Pablo: <input type="checkbox"/>
Equipos de seguridad:	Todos lo equipos necesarios para trabajos eléctricos y poste.	
Frecuencia:	Anual	Fecha:
Tipo:	Preventivo= Pv	Predictivo= Pd
Cantid. Horas hombre:		
Parte.	Tareas.	Observaciones
Parte Activa (Núcleo y devanados).	Pv Prueba de relación de transformación.	
	Pv Prueba de resistencia de devanados.	
	Pv Análisis de vibraciones y/o ruido.	
	Pv Análisis de pérdidas en el núcleo.	
Cambiador de derivaciones.	Pv Prueba de cambio de derivaciones.	
Líquido aislante.	Pd Análisis de líquido aislante	Realizar con anterioridad a la programación del mantenimiento para tomar decisiones.
	Pv Tareas según predictivo	
	Pv Filtrado de líquido aislante.	Según IT 2.07.03 Norma 2,3,4
	Pv Monitorear nivel del líquido aislante.	
Aisladores de baja, alta, neutro y pararrayos.	Pv Inspección visual.	Recambiar en caso de presentar fractura.
	Pv Limpieza de contaminación atmosférica.	
	Pd Termografía.	Verificar fracturas.
	Pv Instalar y/o revisar blindaje.	

Aisladores de baja, alta, neutro y pararrayos.	Pv	Verificar firmeza en todas las conexiones.	
	Pv	Verificar el buen estado del cableado.	
	Pv	Limpieza de los contactos.	
	Pv	Prueba de aislamiento.	Recambiar en caso de presentar fractura.
Puesta a tierra.	Pv	Verificar firmeza en todas las conexiones.	
	Pv	Verificar el buen estado del cableado.	
Pararrayos	Pv	Limpieza del pararrayos y contactos.	
	Pd	Verificar el buen estado del pararrayos mediante termografía.	
Tanque de expansión.	Pv	Inspección visual.	En caso de fugas recambiar los empaques.
			En caso de oxidación, pintar según recomienda el fabricante.
	Pv	Re-socar tornillos	A torque recomendado por los usuarios.
	Pv	Recambio de empaques.	Según procedimiento del fabricante.
Radiador.	Pv	Limpieza de los contactos.	
	Pv	Verificar temperatura del aceite.	
	Pv	Inspección visual de óxido.	En caso de oxidación, pintar según recomienda el fabricante.
	Pv	Inspección visual de grietas.	En caso de presentarse programar correctivo.
Abanicos.	Pv	Limpieza de contaminación atmosférica.	
	Pv	Monitorear temperatura del líquido aislante.	
	Pv	Revisar conexiones.	
	Pv	Revisar estado de cableado.	
	Pv	Limpieza de todas las partes de los abanicos.	
Cuba.	Pv	Verificar que los abanicos enciendan.	En caso de no encender cambiar.
	Pv	Inspección Visual de fugas.	En caso de fugas recambiar los empaques.
	Pv	Inspección Visual de oxidación.	En caso de oxidación, pintar según recomienda el fabricante.

Cuba	Pv	Limpieza de toda la superficie.	
	Pv	Re-socar tornillos.	Torque según especificaciones del fabricante.
Deshumificador.	Pv	Recambio de la Sílice	
	Pv	En caso de estar saturada notificarlo.	
Sistemas de monitoreo	Pv	Verificar que la señal de los sensores es la correcta.	En caso de defecto, cambiar sensor
	Pv	Verificar que todos los cables se encuentren en buen estado.	En caso de defecto, cambiar cable.
	Pv	Revisar firmeza en todas las conexiones.	
	Pv	Limpia todos los contactos.	
	Pv	Verificar que las señales de control estén separadas de las alimentaciones.	En caso de encontrarlos juntos, separar los cables.
Medición y protección.	Pv	Separación de la alimentación y cables se señal.	
	Pv	Verificar el correcto funcionamiento de los relés.	
	Pv	Calibrar los medidores de señal (medidores de aguja).	

9.7. Datos Financieros Relevantes para Distribución de Energía.

9.7.1. Datos Consumo de Energía por Circuitos.

Circuito	Consumo de energía Cuatrimestre I 2018 (kWh)
1- Dota.	4.685.563,50 kWh
2A – Acosta.	10.657.433,00 kWh
2B – Intermedia.	6.102.884,75 kWh
4 – Mora.	4.490.635,25 kWh
5 – San Gerardo.	274.088,43 kWh
6 – San Antonio.	1.651.146,09 kWh
7 – San Marcos.	8.340.076,00 kWh
8 – Casa Mata.	1.557.585,25 kWh
TOTAL	37.759.412,27

Fuente: Coopesantos, R.L.

9.7.2. Datos de Consumo de Energía por Sectores.

Sector	Consumo de energía 2017 (kWh)	Consumo de energía Cuatrimestre I 2018 (kWh)
Residencial	67.733.035	22.496.938
Lampara privada	113.698	39.728
Lampara publica	2.988.978	1.033.483
Preferencial	1.517.924	419.653
Grandes industriales	11.807.546	5.969.385
Comercio y servicios inferior a 3000 kWh	14.674.241	4.982.063
Comercio y servicios superior a 3000 kWh	3.835.736	1.182.015
Industria inferior a 3000 kWh	1.686.282	740.378
Industria superior a 3000 kWh	799.054	271.622

Fuente: Coopesantos, R.L.

9.7.3. Gastos del Departamento de Distribución de Energía.

Cuenta	Gasto	Descripción
095-100-000-0000	¢494.046.642,79	Gastos Distribución.
095-100-120-0000	¢61.777.964,46	Averías.
095-100-125-0000	¢168.011.429,03	Generales de Distribución.
095-300-005-0000	¢18.326.374,57	Costos DITEM
095-300-010-0000	¢25.509.504,65	Gastos DITEM
Total	¢767.671.915,50	

Fuente: Coopesantos, R.L.

9.7.4. Gastos de Mantenimiento.

Cuenta	Gasto de Mantenimiento	Descripción
095-100-050-0000	¢57.382.712,71	Transporte
095-100-095-0000	¢63.014.813,13	Mantenimiento derecho de paso
095-100-125-0025	¢52.535.168,43	Mantenimiento de postes
095-100-125-0030	¢3.066.697,08	Mantenimiento subestaciones
095-100-125-0035	¢8.327.761,15	Mantenimiento de equipos
095-100-125-0060	¢1.760.180,29	Mantenimiento de acometidas
095-300-005-0005	¢7.521.381,02	Mantenimiento de equipos
095-300-005-0015	¢110.754,75	Pruebas y diagnóstico
095-300-010-0115	¢8.589.199,01	Mantenimiento planta general
095-300-010-0135	¢7.873.206,37	Mantenimiento de equipos
Total	210.181.873,94	

Fuente: Coopesantos, R.L.