

**MODELO GERENCIAL PARA LA OPTIMIZACIÓN DE MANTENIMIENTO
PREVENTIVO SOBRE EL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN LOCAL DE ENERGÍA
EN EL SUR DE CASANARE**

AMARO FERNANDO TONCEL BRITO

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

2016

**MODELO GERENCIAL PARA LA OPTIMIZACIÓN DE MANTENIMIENTO
PREVENTIVO SOBRE EL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN LOCAL DE ENERGÍA
EN EL SUR DE CASANARE**

AMARO FERNANDO TONCEL BRITO

**Monografía de Grado para optar al título de Especialista en Gerencia de
Mantenimiento**

Director

CARLOS BORRÁS PINÍLLA

Ph.D en Ingeniería Mecánica

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

2016

AGRADECIMIENTOS

El autor quiere agradecer:

Agradezco a Dios por las bendiciones recibidas, ya que gracias a él hoy cumplo otro más de mis sueños anhelados, el cual me permite crecer como persona y como profesional.

A mi esposa **Yubelis Sarabia**, quien con su amor y su paciencia siempre ha sabido sobrellevarme y ha entendido mis sueños y aspiraciones, convirtiéndose ella en uno de mis más importantes motivos de lucha y de superación. Pilar de mi hogar, quien en su incansable esfuerzo por la unidad de la familia ha inculcado en mí valores en los que predominan la perseverancia y compromiso.

A mis hijos **Juan Fernando, Juan Sebastián y María Fernanda Toncel**, quienes sacrificaron el tiempo que compartimos juntos, permitiéndome aprovechar este espacio para invertirlo en actividades curriculares y hacer realidad este sueños.

A mis padres **María Isolina Brito y Luis Fernando Toncel**, por creer ciegamente en mí, y por mantener siempre la firme convicción de algún día ver reflejado en su hijo una persona de bien, capaz de aportar cosas buenas a la sociedad y al mundo que lo rodea.

A mis compañeros de la especialización, en especial a Héctor, Robinson y Jhonnatan, a quienes desde hoy entran a engrosar mi pequeña lista de **AMIGOS** y a quienes les deseo el mayor de los éxitos en sus proyectos venideros.

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	14
1. GENERALIDADES DEL PROYECTO	16
1.1. MARCO CONTEXTUAL.....	16
1.1.1. Empresa de energía de Casanare (ENERCA S.A E.S.P.).....	16
1.1.2. Sistema de Distribución de Energía Eléctrica.	19
1.1.3. Comercialización de la electricidad.....	25
1.2. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	25
1.3. OBJETIVOS.....	26
1.3.1. Objetivo general.	26
1.3.2. Objetivos específicos.	26
1.4. JUSTIFICACIÓN.....	27
2. MARCO TEÓRICO	28
2.1. EVOLUCIÓN DEL MANTENIMIENTO'	30
2.1.1. Primera generación.....	30
2.1.2. Segunda generación.....	31
2.1.3. Tercera generación.....	32
2.2. CONFIABILIDAD EN SISTEMAS ELÉCTRICOS.....	33
2.2.1. Indicadores.	34
2.2.2. Disponibilidad.....	35
2.2.3. Mantenibilidad.....	36

2.3. MANTENIMIENTO DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS	36
2.3.1. Inspecciones visuales.	37
2.3.2. Mantenimiento preventivo programado.....	37
2.3.3. Mantenimiento correctivo.	37
3. RECOPIACIÓN Y TRATAMIENTO DE LA INFORMACIÓN	39
3.1. PLAN DE MANTENIMIENTO ACTUAL.....	39
3.1.1. Inspecciones semanales.....	39
3.1.2. Inspección mensual.	40
3.1.3. Mantenimiento correctivo.....	41
3.2. HISTORIAL DE FALLAS EN SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN LOCAL	42
3.2.1. Fallas en redes de baja tensión.	48
3.2.2. Fallas en transformadores de distribución.	49
3.3.3. Falla en pararrayos.	49
3.3.4. Fallas en interruptores	50
3.3.5. Fallas en transformadores de potencia.	50
4. MODELO DE MANTENIMIENTO PROPUESTO	51
4.1. MANTENIMIENTO PREVENTIVO PROACTIVO	51
4.1.1. Análisis del estado actual de la gestión de mantenimiento realizada al sistema de distribución local.	52
4.1.2. Conclusión de los resultados del cuestionario.	56
4.2. METAS Y OBJETIVOS ESTRATÉGICOS PARA LA GESTIÓN DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO EN EL SISTEMA DE DISTRIBUCION LOCAL DE ENERGÍA.	58

4.3. INDICADORES PARA LA MEDICIÓN Y EVALUACIÓN DEL MODELO GERENCIAL DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO SOBRE EL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN LOCAL DE ENERGÍA EN ZONA SUR	60
4.3.1. Ejecución del mantenimiento preventivo.....	60
4.3.2. Eficiencia en la utilización de personal para la ejecución del mantenimiento preventivo.	60
4.3.3. Eficiencia en la Organización del Mantenimiento Preventivo.....	60
4.3.4. Atraso del Trabajo.....	60
4.4. ELEMENTOS QUE DEBEN SER INCLUIDOS EN LA NUEVA PROPUESTA DE GESTION DEL MANTENIMIENTO PREVENTIVO.....	61
4.4.1. Formularios.....	61
5. FORMA DE IMPLEMENTACIÓN DEL MODELO PROPUESTO.....	67
5.1. GENERALIDADES.....	67
6. CONCLUSIONES	68
7. RECOMENDACIONES.....	70
BIBLIOGRAFÍA.....	71

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Subestaciones de distribución	20
Tabla 2. Características de la primera generación del mantenimiento	31
Tabla 3. Características de la segunda generación del mantenimiento	32
Tabla 4. Características de la tercera generación del mantenimiento	33
Tabla 5. Cantidad de Fallas	43
Tabla 6. Comparativo Ordenes Urbanas Y Rurales Ejecutadas Por Municipios "Zona Sur"	44
Tabla 7. Número de Actividades Ejecutadas en Zona Sur del 1/08/2014 al 20/07/2015	46
Tabla 8. Informe de trabajo diario de mantenimiento	62
Tabla 9. Inventario forestal en redes SDL	63
Tabla 10. Informe de falla en los sistemas	64
Tabla 11. Orden de trabajo de energía (Hoja 1 de 2)	65
Tabla 12. Orden de trabajo de energía (Hoja 2 de 2)	66

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. División regional zona sur (Casanare).....	17
Figura 2. Cambio de aisladores en mal estado.....	18
Figura 3. Acercamiento de árboles sobre las redes eléctricas energizadas	19
Figura 4. Esquema de redes de distribución en Casanare.	23
Figura 5. Sistema de suministro eléctrico.	24
Figura 6. Asignación de ordenes	42
Figura 7. Poste de media tensión cercano a la vía, fracturado por colisión con vehículo automotor	47
Figura 8 Fuga de aceite en transformador de distribución.....	47
Figura 9. Pararrayo tipo línea explotado en subestación de distribución.	48
Figura 10. Cuestionario.....	53

LISTA DE GRÁFICAS

	Pág.
Gráfico 1. % de fallas por municipios “Zona Sur”	43
Gráfico 2. Ordenes urbanas y rurales por municipios “Zona Sur”	45
Gráfico 3. Número de actividades ejecutadas en zona sur	46
Gráfico 4. ¿Sabía usted que la empresa de energía de Casanare, cuenta con un modelo de gestión de mantenimiento preventivo muy obsoleto?:.....	55
Gráfico 5. ¿En el sistema de distribución local de energía de la zona sur, se aplica mantenimiento preventivo proactivo?:	55
Gráfico 6. ¿Considera usted que las rutinas de mantenimiento preventivo aplicadas en la actualidad al sistema de distribución local resultan eficientes y eficaces?.....	56
Gráfico 7.: ¿Considera usted, sea necesario optimizar y mejorar el plan de mantenimiento preventivo en la zona sur?	56

RESUMEN

TITULO: MODELO GERENCIAL PARA LA OPTIMIZACIÓN DEL MANTENIMIENTO PREVENTIVO SOBRE EL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN LOCAL DE ENERGÍA EN EL SUR DE CASANARE*

AUTOR: AMARO FERNANDO TONCEL BRITO**

PALABRAS CLAVES:

MANTENIMIENTO PREVENTIVO, ENERCA, ZONA SUR, MODELO GERENCIAL

DESCRIPCIÓN:

Históricamente, las empresas buscan a diario la mejora en sus gestiones y procesos. Con ello, se ha hecho visible el interés que se muestra por la innovación y desarrollo de nuevas tecnologías. El surgimiento de nuevas empresas, que día a día se afianzan en los mercados locales, nacionales y extranjeros, han generado preocupación al interior de organizaciones legalmente constituidas con antelación a este auge tecnológico. Lo cual promueve que se desarrollen nuevas estrategias, metodologías, técnicas y demás, con el fin de garantizar la sostenibilidad y la permanencia en el mercado. Esto sin importar que dichas empresas sean grandes, medianas o pequeñas.

La presente monografía desarrolla un modelo gerencial de mantenimiento basado en **MANTENIMIENTO PREVENTIVO** para la optimización del sistema local de distribución de energía eléctrica en la zona sur del departamento de Casanare. Modelo realizado con el fin de reducir o eliminar en gran medida, la afectación causada a los usuarios del operador de red local (ENERCA S.A. E.S.P.), producto de las constantes interrupciones del servicio de energía para esta zona del departamento. El objetivo principal es brindar una herramienta que genere aportes beneficiosos, a fin de lograr cumplir con las metas propuestas por la organización.

El alcance de esta monografía es especificar en un modelo gerencial, que sirva de guía en la mejora del plan de mantenimiento preventivo actual aplicado en el área de operación y mantenimiento de redes. Este modelo se definirá basados en antecedentes históricos, verificación de indicadores, optimización de recursos, etc. Además, permitirá consolidar la información pertinente, para luego realizar análisis de la misma y así proyectar soluciones encaminadas a lograr la eficiencia y eficacia en el proceso. El modelo es totalmente teórico, puesto que no serán tenidos en cuenta para esta monografía, los resultados obtenidos de la aplicación en el sistema.

* Monografía de grado

** Facultad de ingenierías Físico – Mecánicas. Especialización en Gerencia de Mantenimiento.
Director: Carlos Borrás Pinílla

ABSTRACT

TITLE: MANAGEMENT MODEL FOR THE OPTIMIZATION OF PREVENTIVE MAINTENANCE ON THE SYSTEM OF LOCAL DISTRIBUTION OF ENERGY IN SOUTH OF CASANARE*

AUTHOR:
AMARO FERNANDO TONCEL BRITO**

KEY WORDS:
PREVENTIVE MAINTENANCE, ENERCA, SOUTH ZONE, MANAGEMENT MODEL.

CONTENTS:

Historically, companies seek daily improvement in his efforts and processes. This has made visible the interest shown by the innovation and development of new technologies. The emergence of new companies, which day by day become strengthened in local, national and foreign markets, have generated concern within legally constituted organizations ahead of this technological boom. This promotes the development of new strategies, methodological, technical and other, in order to ensure sustainability and permanence in the market. This regardless of whether these companies are big, medium or small.

This monograph develops a management model of maintenance based on PREVENTIVE MAINTENANCE for the optimization of the local electric power distribution system in the southern area of the Casanare department. Model designed to reduce or eliminate to a great measure the damage caused to the users of the local network operator (ENERCA S.A. E.S.P.), as a result of the constant interruptions of the energy service for this area of the department. The main objective is to provide a tool that generates beneficial contributions in order to achieve the goals proposed by the organization.

The scope of this monograph is to specify in a managerial model, that serve as a guide in the improvement of the preventive maintenance plan current applied to the area of operation and maintenance of networks. This model will define based on historical background, verification of indicators, optimisation of resources, etc. In addition, it will allow consolidating the relevant information, in order to then make the same analysis and thus project solutions aimed at achieving efficiency and effectiveness in the process. The model is completely theoretical, since not will be dyed in has for this monograph, the results obtained of it application in the system.

* Monography

** Physical – Mechanical Faculty. Maintenance Management Specialization. Director: Carlos Borrás Pinilla

INTRODUCCIÓN

La comercialización de energía eléctrica es la principal actividad económica de la empresa de energía de Casanare ENERCA S.A. E.S.P. Por ello, es muy importante garantizar la continuidad y disponibilidad del servicio, a fin de no incurrir en faltas con los entes reguladores, tales como la comisión de regulación de energía y gas CREG y la superintendencia de servicios públicos SSPD y, principalmente, para evitar molestias y descontentos en los usuarios beneficiados con dicho servicio.

Entre los componentes principales que conforman el sistema eléctrico de distribución, encontramos los transformadores de distribución, las redes eléctricas conocidas como media tensión (13,2KV), protecciones en media y baja tensión (cortacircuitos, pararrayos, sistema de puesta a tierra, etc.). Históricamente estos componentes del sistema, resultan ser de alta criticidad, por lo tanto, cualquier afectación en esta, significa interrupción del servicio de energía. Los transformadores de distribución se encargan de transformar tensiones 34,5KV a 13,2KV para proceder a repartir esa tensión a los distintos circuitos principales o secundarios derivados de dicha subestación de distribución, pasando por los transformadores de distribución 13,2KV/220-120V que son los que generalmente empleamos en nuestras viviendas residenciales.

Teniendo en cuenta lo antes mencionado, se crea la necesidad de implementar un modelo efectivo de mantenimiento que pueda garantizar unos niveles aceptables de confiabilidad y disponibilidad del sistema, con el fin de lograr satisfacer las expectativas de los clientes, y que además no incurra en penalizaciones por tiempos de respuesta por fuera del rango permitido por los entes reguladores.

El mantenimiento preventivo proactivo proporcionará la confiabilidad esperada para cumplir con la estrategia propuesta, donde adicionalmente se podrá hacer seguimiento y control de los avances que se obtengan en la mejora de indicadores de gestión. Con esta metodología se garantizarán beneficios de varios tipos, dentro de los cuales se podrán incluir económicos, trae beneficios en los costos de implementación, calidad de las intervenciones, aumento de la disponibilidad y confiabilidad, además de favorecer el conocimiento específico de los equipos, aprovechando la experiencia y conocimiento de grupos interdisciplinarios de trabajo.

Esta monografía muestra el desarrollo de un modelo de mantenimiento basado en mantenimiento preventivo, para el sistema de distribución de energía en el departamento de Casanare, específicamente para la zona sur en la cual se analizó la información presentada a continuación.

1. GENERALIDADES DEL PROYECTO

1.1. MARCO CONTEXTUAL

1.1.1. Empresa de energía de Casanare (ENERCA S.A E.S.P.) Es una empresa de servicios públicos de modalidad mixta, creada el catorce (14) de agosto de 2003, donde en principio su actividad comercial estaba basada en la comercialización de gas. Posteriormente para el año 2007 y luego de recibir en comodato los activos eléctricos de la gobernación de Casanare, municipios del departamento y la Empresa de Energía de Boyacá, centra su actividad comercial principal en la distribución y comercialización de energía eléctrica. Este comodato fue aprobado por la CREG mediante resolución 037 de 2007.

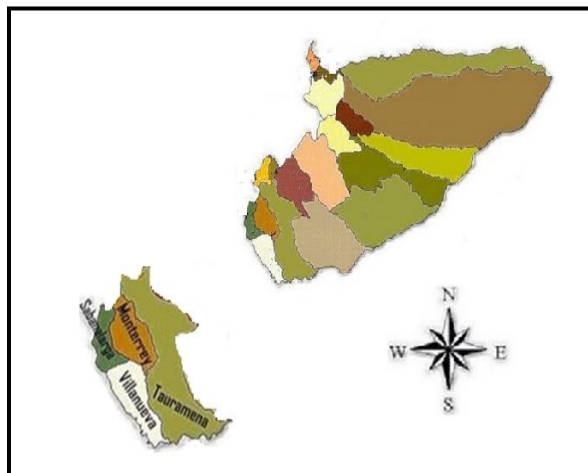
Luego de recibir los activos antes mencionados y con la premura de mejorar las condiciones de servicio prestadas en ese momento, Enerca decide con apoyo de la gobernación departamental realizar modificaciones en la subestación Aguaclara “Aguaclara (Sabanalarga)” donde inicialmente era un activo de la empresa de energía de Boyacá y estaba alimentada a 34.5 KV desde la subestación de San Luis de Ganeno (Boyacá). Con el objetivo de mejorar el servicio de energía en los municipios de Villanueva, Barranca de Upia, San Carlos, San Luis de Gaceno, Monterrey, Tauramena y Sabanalarga, se inicia la construcción de una línea de transmisión de energía con un nivel de tensión a 115 KV que conecta la central de generación de Chivor con la subestación de Aguaclara y se construyó una nueva subestación en Aguaclara (Sabanalarga) con una potencia de 20 MVA 115KV/34.5-13.2 KV. Luego de un arduo trabajo, que trajo consigo desarrollo para la zona. La línea de alta tensión y la subestación de potencia entraron en operación en el año 2008.

Enerca S.A. E.S.P. Es hoy en día la empresa líder en distribución y comercialización de energía eléctrica en Casanare. Por ello, Enerca es el operador de red del departamento de Casanare y actualmente cuenta con más de 250.000 usuarios.

Para dar un mejor manejo del área de operación y mantenimiento de redes eléctricas, se ha optado por dividir el departamento en cuatro (4) zonas: zona norte, zona sur, zona centro 1 y zona centro 2, lideradas cada una de ellas por un director de proceso.

La zona sur, objeto de estudio en esta monografía, está compuesta por seis (6) municipios, de los cuales cuatro pertenecen al departamento de Casanare: Tauramena, Monterrey, Villanueva y Sabanalarga, además del municipio de San Luis de Gaceno perteneciente al departamento de Boyacá y el municipio de Barranca de Upiá perteneciente al departamento del Meta).

Figura 1. División regional zona sur (Casanare)



Fuente: SUPERINTENDENCIA DELEGADA DE ENERGÍA Y GAS COMBUSTIBLE. Informe mensual zona sur Enerca S.A. E.S.P. Diciembre 2013 en línea [citado 14 de agosto de 2016] Disponible en: [http://www.superservicios.gov.co/content/download/2003/21285/version/1/file/\(2013\)+INFORME+EJECUTIVO+DE++DE+GESTION+EMPRESA+DE+ENERGIA+DE+CASANAR+E+SA+ESP.pdf](http://www.superservicios.gov.co/content/download/2003/21285/version/1/file/(2013)+INFORME+EJECUTIVO+DE++DE+GESTION+EMPRESA+DE+ENERGIA+DE+CASANAR+E+SA+ESP.pdf)

1.1.1.1. Inconvenientes Eléctricos: El principal problema del sistema eléctrico, es que el departamento de Casanare cuenta con redes eléctricas en su mayoría antiguas y obsoletas, las cuales fueron construidas hace alrededor de cuatro (4) décadas por la empresa de energía de Boyacá, quien era el operador de red de esos momentos. Esta realidad que afronta el departamento de Casanare en la actualidad, y con el auge de la explotación minera en el sector, y aumento exponencial de la población, han generado que las proyecciones tenidas en cuenta a la hora de diseñar las redes en esa época, no se acerque a la necesidad vivida hoy. Por tal motivo a diario se evidencia la falla en los sistemas, ya sea por sobrecargas, obsolescencias, deterioro, etc.

Figura 2. Cambio de aisladores en mal estado



Fuente: GLOBOVISION. Despliegan plan de mantenimiento de tendido eléctrico en Vargas. 20 mayo, 2015. [en línea] [citado 15 de agosto de 2016] Disponible en: <http://globovision.com/despliegan-plan-de-mantenimiento-de-tendido-electrico-en-vargas/>

1.1.1.2. Inconvenientes forestales: Tradicionalmente el Casanare es una tierra rica en agua, tanto por los nacederos naturales, ríos y lluvias constantes. Esto ha provocado que se presenten inconvenientes con la flora de la región, debido al crecimiento desahogado que presenta la vegetación, que siempre afecta la prestación del servicio por contacto de las ramas de los arboles con las redes energizadas, ocasionando cortocircuitos e intermitencia en el servicio de energía. Para el año 2016 se han presentado lluvias durante todo el primer semestre, y

amenaza con ser igual para el segundo semestre.

Figura 3. Acercamiento de árboles sobre las redes eléctricas energizadas



Fuente: CORPOELEC.. Corpoelec realizó poda en 5 kilómetros de circuitos del municipio Miranda, 02 febrero de 2014. [en línea] [citado 15 de agosto de 2016] Disponible en: <http://www.corpoelec.gob.ve/noticiascorpoelec-realiz%C3%B3-poda-en-5-kil%C3%B3metros-de-circuitos-del-municipio-miranda>

1.1.2. Sistema de Distribución de Energía Eléctrica. Es la parte del sistema de suministro eléctrico cuya función es el suministro de energía desde la subestación de distribución hasta los usuarios finales (medidor del cliente). Se lleva a cabo por los Operadores del Sistema de Distribución (Distribution System Operator o DSO en inglés).

Los elementos que conforman la red o sistema de distribución son los siguientes:

1.1.2.1. Subestación de distribución: Es el conjunto de elementos (transformadores, interruptores, seccionadores, etc.) cuya función es reducir los niveles de alta tensión de las líneas de transmisión (o subtransmisión) hasta

niveles de media tensión para su ramificación en múltiples salidas¹. Como ya se había mencionado, existen varias subestaciones de distribución ubicadas en los distintos municipios, las cuales entregan energía a los distintos principales y secundarios en 13,2KV, quienes distribuyen energía a los transformadores que encontramos normalmente en los barrios y veredas de nuestro sector, quienes se encargan de transformar las tensiones 13,2KV a 220/110voltios que son las que finalmente llega hasta nuestros hogares. En la zona sur contamos con las siguientes subestaciones de distribución:

Tabla 1. Subestaciones de distribución

ITEM	SUBESTACION	UBICACIÓN	CAPACIDAD (MVA)	NIVEL DE TENSION (KV)
1	TAURAMENA	VEREDA ACEITE ALTO (TAURAMENA)	6,1	34,5/13,2
2	MONTERREY	MONTERREY	5	34,5/13,2
3	AGUACLARA	VEREDA AGUACLARA (SABANALARGA)	20	115/34,5-13,2
4	SAN CARLOS	VEREDA SAN CARLOS (SABANALARGA)	0,3	34,5/13,2
5	EL SECRETO	VEREDA EL SECRETO (SAN LUIS DE GACENO)	1,6	34,5/13,2
6	VILLANUEVA	VILLANUEVA	10	34,5/13,2
7	BARRANCA DE UPIA	BARRANCA DE UPIA	1,5	34,5/13,2
8	GEMELOS	VEREDA CAIMAN BAJO (VILLANUEVA)	0,5	34,5/13,2

¹ WIKIPEDIA. Definición de Red de distribución de energía eléctrica . [en línea] [citado 15 de agosto de 2016] Disponible en: https://es.wikipedia.org/wiki/Red_de_distribuci%C3%B3n_de_energ%C3%ADa_el%C3%A9ctrica

Para poder brindar el soporte de energía a la zona sur, existen otros subestaciones que no hacen parte del sistema de distribución pero si del sistema de transmisión tales como:

- **Central generadora de energía de Chivor.** En la actualidad, la energía que se distribuye en la zona sur del departamento de Casanare, es generada en Chivor (Boyacá), donde a existe un transformador de potencia de 90MVA quien a través de líneas eléctricas de tensión 115KV abastece de energía a varios departamentos, entre los cuales como se mencionaba anteriormente una porción de esta energía es consumida por las zonas sur y centro 2 de Casanare.
- **Subestación Aguaclara.** Desde Chivor se recibe energía a tensión 115KV, la cual llega hasta la subestación Aguaclara, Ubicada en la vereda Aguaclara (Sabanalarga) y es alimentado un transformador de potencia de 20MVA (115KV/34,5-13,2KV) luego de transformar la tensión de 115KV a tensiones 34,5KV y 13,2KV, se distribuye a las diferentes subestaciones de distribución que alimentan los circuitos urbanos y rurales de los distintos municipios que conforman la zona sur.

De la subestación Aguaclara se desprenden tres (3) circuitos principales a nivel 34,5Kv y uno (1) a nivel 13,2KV. Los circuitos 34,5KV son:

- Aguaclara – Villanueva – Barranca de Upia – Los gemelos, con una extensión de 60 Kms de longitud
- Aguaclara – San Carlos – El secreto – San Luis de Gaceno: con una extensión de 15 Kms de longitud
- Aguaclara – Monterrey – Tauramena – Altos del porvenir (ECOPETROL), con una longitud de 80 Kms de longitud.
- El circuito 13,2KV es:

- Aguaclara – Villa Carola, con una extensión de 35 Kms de longitud.

1.1.2.2. Circuito primario.

1.1.2.3. Circuito secundario. Circuitos ramales, derivados de los circuitos principales, los cuales benefician a particulares, comerciales, etc. Adicionalmente requieren la instrucción de redes adicionales para beneficiar a estos potenciales usuarios.

La distribución de la energía eléctrica desde las subestaciones de transformación de la red de transporte se realiza en dos etapas².

La primera está constituida por la red de reparto, que, partiendo de las subestaciones de transformación, reparte la energía, normalmente mediante anillos que rodean los grandes centros de consumo, hasta llegar a las estaciones transformadoras de distribución. Las tensiones utilizadas están comprendidas entre 25 y 132 kV. Intercaladas en estos anillos están las estaciones transformadoras de distribución, encargadas de reducir la tensión desde el nivel de reparto al de distribución en media tensión.

La segunda etapa la constituye la red de distribución propiamente dicha, con tensiones de funcionamiento de 3 a 30 kV y con una característica muy radial. Esta red cubre la superficie de los grandes centros de consumo (población, gran industria, etc.), uniendo las estaciones transformadoras de distribución con los centros de transformación, que son la última etapa del suministro en media tensión, ya que las tensiones a la salida de estos centros es de baja tensión (125/220 ó 220/380 Voltios)

² WIKIPEDIA. Definición de Red de distribución de energía eléctrica . [en línea] [citado 15 de agosto de 2016] Disponible en: https://es.wikipedia.org/wiki/Red_de_distribuci%C3%B3n_de_energ%C3%ADa_el%C3%A9ctrica

Las líneas que forman la red de distribución se operan de forma radial, sin que formen mallas, al contrario que las redes de transporte y de reparto. Cuando existe una avería, un dispositivo de protección situado al principio de cada red lo detecta y abre el interruptor que alimenta esta red.

La localización de averías se hace por el método de "prueba y error", dividiendo la red que tiene la avería en dos mitades y energizando una de ellas; a medida que se acota la zona con avería, se devuelve el suministro al resto de la red. Esto ocasiona que en el transcurso de localización se pueden producir varias interrupciones a un mismo usuario de la red.

En zona sur se cuenta con alrededor de 120 kilómetros de red en tensión 34,5KV y en tensión 13,2KV existen más de 350 kilómetros.

A finales del año 2015 la Empresa de Energía de Casanare recibió una actualización de los activos de la gobernación departamental de Casanare, y con ello recibe además nuevo comodato para efectuar operación y mantenimiento sobre dichos activos.

Figura 4. Esquema de redes de distribución en Casanare.

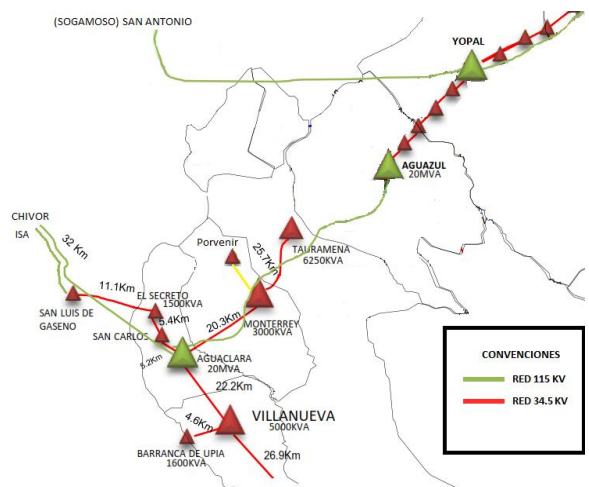
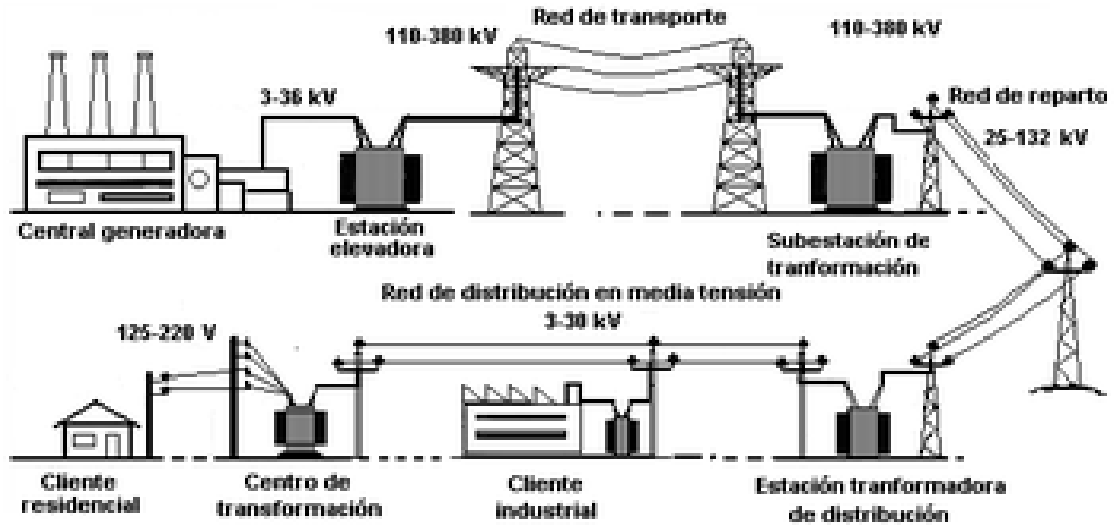


Figura 5. Sistema de suministro eléctrico.



Fuente: WIKIPEDIA. Definición de Red de distribución de energía eléctrica . [en línea] [citado 15 de agosto de 2016] Disponible en: https://es.wikipedia.org/wiki/Red_de_distribuci%C3%B3n_de_energ%C3%ADa_el%C3%A9ctrica

En Colombia los sistemas de distribución, como todo lo relacionado con los sistemas de potencia, están regulado por la Comisión de Energía y Gas (CREG). En resolución 70 del 28 de mayo de 1998 se establecen los siguientes niveles de tensión, en los cuales se realizan las instalaciones de distribución y transmisión:

- Nivel de tensión I: tensiones inferiores a 1 kV
- Nivel de tensión II: tensiones comprendidas entre 1 a 30 kV
- Nivel de tensión III: tensiones comprendidas entre 30 kV y 62 kV
- Nivel de tensión IV: tensiones de valor mayor a 62 kV

Según la resolución CREG 097 de 2008, se redefinen los siguientes niveles de tensión, modificando los anteriores así:

- Nivel de tensión I: tensiones inferiores a 1 kV
- Nivel de tensión II: tensiones comprendidas entre 1 a 30 kV

- Nivel de tensión III: tensiones comprendidas entre 30 kV y 57.5 kV
- Nivel de tensión IV: tensiones de valor mayor a 57.5 kV

1.1.3. Comercialización de la electricidad. La comercialización de la electricidad es la fase final en el suministro de electricidad desde la generación al consumidor. Los otros procesos principales son la transmisión y la distribución, sin perjuicio del autoconsumo. Para Enerca S.A. E.S.P., el motor y el sostén de la empresa son los usuarios, por tanto no debe escatimar en gastos por mantener una prestación de servicio en niveles óptimos y deseados.

1.2. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Las continuas fallas en el sistema de distribución local de energía que opera en la zona sur del departamento de Casanare, son diversas. Entre las más comunes encontramos las aperturas de protecciones de rearme manual (cortacircuitos tipo cañuela) por falla en las redes eléctricas. Para poder realizar el rearme de estas protecciones, es necesario el desplazamiento del personal técnicos hasta el sitio para poder restablecer el servicio, pérdida de aislamiento en los aisladores por obsolescencia, ruptura de conductores eléctricos por fatiga del material, cortocircuitos por caída de rama de árboles sobre las redes, quema de transformadores por descargas atmosféricas producto de la fallas en la operación de descargadores de sobretensión etc., todas estas fallas ocasionan inconformidad en los usuarios, quienes son los que al final gozan del servicio y esperan contar con este en todo momento. Adicionalmente dependiendo de la criticidad de la falla, se pueden incurrir en penalizaciones e investigaciones por parte de los entes reguladores como lo son la Comisión de regulación de energía y gas CREG y la superintendencia de servicios públicos domiciliarios SSPD este tipo de fallas ocasiona altas pérdidas económicas para la empresa y los usuarios.

En el capítulo 3 se hará una descripción extendida de las fallas que históricamente se han presentado en el sistema.

1.3. OBJETIVOS

1.3.1. Objetivo general.

- Proponer un modelo gerencial para la optimización del plan de mantenimiento preventivo sobre el sistema de distribución local de energía en la zona sur del departamento de Casanare.

1.3.2. Objetivos específicos.

- Analizar las referencias bibliográficas, documentación teórica y técnica referida a la gerencia estratégica, mantenimiento preventivo y sistema de distribución de energía.
- Identificar y reconocer como está conformado el sistema de distribución local de energía en la zona sur del departamento de Casanare, el cual servirá de base para este estudio.
- Analizar y estudiar información del historial de fallas en los diferentes municipios de la zona sur, donde opera el sistema de distribución local de energía, para así identificar circuitos neurálgicos donde se evidencia el mayor número de fallas presentadas.
- Establecer metas y objetivos estratégicos para la gestión de mantenimiento preventivo en el sistema de distribución local de energía “Zona sur”
- Establecer indicadores para la medición y evaluación de gestión de mantenimiento preventivo en el sistema de distribución local de energía “Zona sur”

- Establecer instructivos de trabajo para optimizar el mantenimiento preventivo en el sistema de distribución local de energía.

1.4. JUSTIFICACIÓN

El propósito de este trabajo, es optimizar de manera eficiente y eficaz el plan de mantenimiento preventivo aplicado en la zona sur, focalizando esfuerzos en los circuitos eléctricos más críticos del sistema.

La falta de optimización del plan de mantenimiento preventivo ha significado para Enerca S.A. E.S.P., pérdidas económicas cuantiosas, lo cual en este momento genera preocupación al interior de la organización. Logrando reforzar esta falencia, se podrá asegurar un alto índice en cuanto a la confiabilidad, mantenibilidad y disponibilidad (CMD) en el servicio prestado.

El presente trabajo busca proponer un modelo de mantenimiento el cual reduzca los tiempos fuera de servicio de los circuitos principales de media tensión. Adicionalmente se propondrán acciones que permitan detectar condiciones críticas en el sistema, para poder intervenir antes de que se presente una falla.

Esta monografía también propone crear una nueva estrategia de mantenimiento preventivo para el sistema de distribución, ya que el modelo existente no ha sido reformado desde la puesta en operación de la empresa de energía de Casanare, y una empresa como Enerca S.A E.S.P., que busca reconocimiento regional y nacional, debe innovar y mantenerse a la vanguardia en uso de herramientas que ayuden a lograr dicho objetivo.

2. MARCO TEÓRICO

Ordoñez y Nieto³, explican que el mantenimiento preventivo es una actividad programada de inspección, tanto de funcionamiento como de seguridad, ajustes, reparaciones, análisis, limpieza, lubricación calibración, que deben llevarse a cabo en forma periódica en base a un plan establecido. El propósito es prever averías o desperfectos en su estado inicial y corregirlas para mantener la instalación en completa operación a los niveles y eficiencia óptimos.

El mantenimiento preventivo permite detectar fallas repetitivas, disminuir los puntos muertos por parada, aumentar la vida útil de los equipos, disminuir costos de reparaciones, detectar puntos débiles en la instalación entre una larga lista de ventajas.

El primer objetivo del mantenimiento es evitar las consecuencias de los fallos de equipos, logrando prevenir las incidencias antes de que estas ocurran. Las tareas de mantenimiento preventivo incluyen acciones como cambio de piezas desgastadas, cambio de aceites y lubricantes, etc.

Rodríguez Lizcano⁴, argumenta que la aplicación de instrumentos avanzados y básicos de mantenimiento, deriva en el conocimiento de las fallas y de su causa raíz, con todas sus connotaciones asociadas como: características, situaciones propias y ambiente donde se da, periodicidad, ocurrencia, medidas, soluciones, síntomas, causas básicamente inmediatas, modos de falla, función que se afecta, falla funcional presente, etc., permite planear el tiempo cuando debe realizarse la

³ ORDOÑEZ SANCLEMEMNTE, Jorge y NIETO ALVARADO, Leonardo, Mantenimiento de sistemas eléctricos de distribución, Universidad Politécnica Salesiana sede Guayaquil, Trabajo de grado, 2010.

⁴ RODRIGUEZ LIZCANO, Marlon, Modelo de gestión del mantenimiento preventivo y predictivo para las subestaciones de la empresa de energía de Cundinamarca, Universidad Industrial de Santander sede Bogotá, Monografía de grado, 2009.

reposición o reconstrucción del elemento antes de que entre en modo de falla por cuerpo o por función.

Lo normal es que el parámetro de medición para determinar el momento del cambio físico (o reconstrucción) o de su ajuste funcional se haga en términos tales como: hora de servicio, desgaste, unidades producidas, velocidades alcanzadas, consumo, valor de alguna variable de condición, etc. Al realizar el cambio, se realiza la tarea proactiva de falla, que se conoce como preventiva. La novedad de las acciones preventivas es que nunca se debe alcanzar la falla, presenta inconvenientes que cuando el elemento es sustituido o ajustado funcionalmente, se pierde cierta cantidad de vida útil ya que no alcanza el estado de falla o desarrollo completo de la vida útil.

El mantenimiento preventivo se puede clasificar en dos versiones:

- **Basado en el tiempo.** Es cuando intervienen en el tiempo y la frecuencia de inspección, el mantenimiento preventivo en esta versión es llamado sistemático.
- **Basado en la condición.** Es cuando interviene la condición de desgaste encontrada en la última revisión, conlleva al mantenimiento preventivo condicional logrando maximizar la vida útil del elemento y consiguiendo de esta forma reducir los costos de mantenimiento.

Las principales ventajas frente a otro tipo de mantenimiento son:

- Evitar averías mayores como consecuencia de pequeñas fallas.
- Preparar las herramientas y repuestos.
- Realizar la reparación en el momento oportuno, tanto para la producción como para el mantenimiento.
- Distribuir el trabajo de mantenimiento optimizando las cuadrillas de reparación.

- Disminuir la frecuencia de paros y aprovechar estos para realizar varias reparaciones pendientes en el mismo lapso de tiempo.

Desventajas:

- Se reduce la confiabilidad de elementos que se encontraban funcionando bien.
- Las maquinas pueden fallar demasiado temprano o demasiado rápido.
- Las tendencias requieren de tiempo y una amplia experiencia en equipos similares.

2.1. EVOLUCIÓN DEL MANTENIMIENTO⁵,

No son pocas las definiciones que a lo largo de la historia se le han dado al mantenimiento. En un principio mantener era sinónimo de reparar cuando existía una falla, con el tiempo pasó a ser visto como reparaciones programadas para aumentar la vida útil de los equipos, hasta llegar a la definición más aceptada hoy en día: Asegurar que los activos físicos continúen haciendo lo que sus usuarios quieren que hagan.

Esta visión del mantenimiento representa un avance significativo de lo que debe ser el objetivo del mantenimiento. John Moubray, en su libro Mantenimiento centrado en confiabilidad, distingue un camino de tres generaciones de mantenimiento al observar cuales eran las prácticas utilizadas en cada época.

2.1.1. Primera generación. Cubre el periodo desde 1930 hasta la segunda guerra mundial. En ese momento la maquinaria no estaba altamente mecanizada y no era relevante el tiempo de parada de la máquina. Por esta razón y además de caracterizarse por equipos fiables y sobredimensionados, la prevención de fallas

⁵ GÓMEZ LUBO, Néstor, Modelo de mantenimiento basado en RCM para las subestaciones portátiles 69KV/7,2KV de la empresa Carbones del Cerrejón LTD, Universidad Industrial de Santander sede Bucaramanga, Monografía de grado, 2012.

no era una prioridad para los directores de mantenimiento. A su vez, el personal que efectuaba el mantenimiento no requería muchas habilidades.

Tabla 2. Características de la primera generación del mantenimiento

Expectativas	Técnicas	Personal
Reparar cuando se rompe	Mantenimiento correctivo	Pocas habilidades

Fuente: MOUBRAY, John. Mantenimiento centrado en confiabilidad. México: Aladon, 2004. p.2-3

2.1.2. Segunda generación. Durante la segunda guerra mundial, se vio disminuida la fuerza laboral, por lo que se aumentó abruptamente la mecanización. Ya durante los años 50's había aumentado la cantidad y complejidad de todo tipo de máquinas y la industria cada día dependía más de ellas. Al depender tan directamente la producción de las máquinas, se empezó a prestar importancia en los tiempo que las máquinas no trabajaban, lo que llevó a la idea que se debía actuar preventivamente ante las fallas, dando lugar al concepto del mantenimiento preventivo, que en un principio consistía principalmente en reparaciones mayores y cambio de componentes a intervalos definidos. La edad de un dispositivo y la probabilidad de falla se pensaba estaban estrechamente relacionadas.

Este tipo de acciones llevaron a incrementar excesivamente los costos de mantenimiento dando lugar al desarrollo de los sistemas de planeación y control que ayudaron a controlarlo y han sido establecidos como una parte del mismo.

Tabla 3. Características de la segunda generación del mantenimiento

Expectativas	Técnicas	Personal
Mayor disponibilidad de la planta. Mayor vida útil de los equipos. Menor costo	Reparaciones programadas. Sistemas de planeamiento y control del trabajo. Computadoras grandes y lentas	Planeador

Fuente: MOUBRAY, John. Mantenimiento centrado en confiabilidad. México: Aladon, 2004. p.2-3

2.1.3. Tercera generación. En las décadas de los sesentas y setentas se volvió mucho más prioritario los impactos a la producción por tiempos de parada de las máquinas, agravados por la tendencia mundial a sistemas de producción "Just in time", en donde una pequeña falla de cualquier equipo probablemente podría causar la parada de toda la planta. Las expectativas del usuario subieron y el mantenimiento debió evolucionar para cumplirlas.

La preocupación por la seguridad y el medio ambiente es otro de los temas que desde hace unos años tomó fuerza, inclusive por encima de la producción, algunas compañías literalmente deben adecuarse a las expectativas de seguridad y cuidado ambiental o dejar de operar. Aquí es cuando la dependencia a la integridad de los activos (que puedan causar algún impacto) cobra una nueva magnitud que va más allá del costo, y que se torna en un ítem de supervivencia de la organización. En muy poco tiempo el mantenimiento pasó de no tener importancia a estar en la más alta prioridad de las organizaciones.

Tabla 4. Características de la tercera generación del mantenimiento

Expectativas	Técnicas	Personal
Mayor disponibilidad y confiabilidad de la planta. Mayor seguridad. Mejor calidad del producto. Ningún daño al medio ambiente. Mayor vida de los equipos. Mayor costo-eficacia	Monitoreo de condición. Diseño direccionado a la confiabilidad y facilidad para el mantenimiento. Estudio de riesgos. Computadoras pequeñas y rápidas. Análisis de modos de falla y sus efectos. Sistemas expertos. Trabajo multifacético y en grupos	Especializado.

Fuente: MOUBRAY, John. Mantenimiento centrado en confiabilidad. México: Aladon, 2004. p.2-3

Esto llevó a desarrollar nuevas investigaciones que cambiaron muchas de las creencias más profundas en torno al mantenimiento. En particular la generalizada teoría que ligaba la edad de un activo con la probabilidad de falla del mismo, cada día parece tener menos validez, de hecho se han revelado seis patrones de falla distintos. Lo que muestra que muchas de las tareas que tradicionalmente venían haciéndose en nombre del mantenimiento preventivo no logren ningún resultado, de hecho pueden llegar a ser contraproducentes aunque se hagan de forma planeada.⁶

2.2. CONFIABILIDAD EN SISTEMAS ELÉCTRICOS

La importancia de la energía eléctrica en el mundo ha provocado la dependencia total de las personas, ya que esta trae consigo desarrollo, prosperidad, evolución, etc. Por tanto, constantemente se mantiene en proceso de innovación para garantizar niveles óptimos de calidad en la oportuna prestación de servicio. En

⁶ MOUBRAY, John. Mantenimiento centrado en confiabilidad. México: Aladon, 2004. p.4

base a esto, se han creado una serie de normas, reglamentos y leyes que estandarizan unos parámetros a nivel nacional y regional totalmente autónomos, que regulan estos parámetros. En Colombia la ley 143 de 1994 establece que la prestación del servicio de energía eléctrica debe estar regida por "principios de eficiencia, calidad, continuidad, adaptabilidad, neutralidad, solidaridad y equidad"⁷ buscando atender la demanda de forma confiable, segura y con calidad del servicio, mediante la utilización de los recursos disponibles en forma económica.

2.2.1. Indicadores. Los Indicadores buscan cuantificar la calidad del servicio de energía eléctrica evaluando varios aspectos. Entre los Indicadores más comunes se encuentran:

- **Tasa de falla (λ):** es el número de fallas de un sistema o componente por unidad de tiempo de exposición. Generalmente se considera como unidad de tiempo 1 año.
- **Tiempo inactivo por mantenimiento (Mdt):** Maintenance down time, es el total de tiempo inactivo por mantenimiento programado para un periodo dado de tiempo. Incluye tiempo de logística, disponibilidad de equipo de trabajo y repuestos etc.
- **Tiempo medio inactivo (MDT):** Es el tiempo promedio de inactividad causada por mantenimiento programado y no programado, incluyendo cualquier tiempo de logística.

⁷ CONGRESO DE COLOMBIA, Ley 143 de 1994, artículo 6. Por la cual se establece el régimen para la generación, interconexión, transmisión, distribución y comercialización de electricidad en el territorio nacional, se conceden unas autorizaciones y se dictan otras disposiciones en materia energética. Disponible en: https://www.minminas.gov.co/documents/10180/667537/Ley_143_1994.pdf/c2cfbda4-fe12-470e-9d30-67286b9ad17

- **Tiempo medio entre fallas (MTBF):** Es el tiempo de exposición promedio entre fallas consecutivas de un componente.
- **Tiempo Promedio Para Reparar (MTTR):** Es el tiempo medio para reparar o reemplazar un componente. Los tiempos de logística asociados a la reparación, como adquisición de partes, movilización de las cuadrillas no están incluidos dentro de este indicador. Puede ser estimado dividiendo la suma de los tiempos de reparación entre el número de reparaciones, por lo tanto, es prácticamente el promedio del tiempo de reparaciones. La unidad más común para medir este indicador es de horas.
- **Tiempo promedio para mantener (MTTM):** es el tiempo promedio que toma mantener un componente, incluyendo los tiempos de logística.

2.2.2. Disponibilidad. La disponibilidad es el objetivo principal del mantenimiento, y es definida como la capacidad de un elemento de desarrollar las funciones para las que es requerido en un determinado instante de tiempo o durante un determinado periodo de tiempo. En la práctica, en sistemas de operación continua, la disponibilidad se expresa como el porcentaje de tiempo en que un elemento está en condiciones de operar.

$$D(t) = \frac{\sum \text{Tiempo disponible para producir}}{\sum \text{Tiempo disponible para producir} + \sum \text{Tiempo en mantenimiento}} \quad (2.1)$$

En general los indicadores de disponibilidad se dividen en dos sub-grupos: Disponibilidad Operacional (Ao) y Disponibilidad inherente (Ai). La Disponibilidad inherente considera la tasa de falla de los componentes y el tiempo medio de reparación de los mismos. La Disponibilidad Operacional va más allá al considerar los tiempos de parada por mantenimiento, tiempos de espera de componentes, tiempos de logística etc, proporcionan una medida más real de la disponibilidad del sistema.

$$A_i = \frac{MTBF}{MTBF+MTTR} \quad (2.2)$$

$$A_o = \frac{MTBM}{MTBM+MDT} \quad (2.3)$$

2.2.3. Mantenibilidad. Es la probabilidad que un equipo pueda ser puesto en condiciones operacionales en un tiempo dado⁸. La mantenibilidad se caracteriza por el tiempo promedio para reparar (MTTR) y depende de varios factores entre los que se encuentran:⁹

- Características de diseño de los equipos como modularidad, estandarización y facilidad de acceso a partes propensas a falla.
- Organización y eficiencia de las dependencias de mantenimiento.
- Habilidades del personal que ejecuta el mantenimiento.
- Disponibilidad de personal para realizar el mantenimiento.
- Disponibilidad de materiales y repuestos.
- Calidad y disponibilidad de la información técnica necesaria.
- Procedimientos de diagnóstico.
- Espacio de trabajo.

2.3. MANTENIMIENTO DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS

Básicamente el mantenimiento de subestaciones eléctricas tiene tres componentes: Las inspecciones visuales, las rutinas provenientes del mantenimiento preventivo y el mantenimiento correctivo.

⁸ BORRAS PINILLA, Carlos. Principios de mantenimiento. Yopal: Universidad Industrial de Santander, 2015. p.126.

⁹ Ibid. p.127.

2.3.1. Inspecciones visuales. Es el método de control más básico, caracterizado por tener rutinas de alta frecuencia y corta duración, no se necesita desenergizar la subestación y no se utilizan herramientas sofisticadas durante su realización. Su objetivo primordial es verificar el estado de los equipos y encontrar posibles anomalías como fugas en los transformadores, ventiladores averiados, fugas por los bujes de alta, presencia de animales en los cubículos de control y potencia etc que puedan ser evidenciadas usando los sentidos de las personas que llevan a cabo esta tarea. Durante estas inspecciones también se toma nota de las principales variables que deben ser monitoreadas en una subestación (temperatura y presión del transformador, corrientes en cada una de las fases etc), con el fin de utilizar estos datos en la detección de fallas.

2.3.2. Mantenimiento preventivo programado. El mantenimiento preventivo consiste en las inspecciones que se hacen a los elementos propensos a falla¹⁰ para verificar su estado y en algunas ocasiones para estimar la posibilidad de una falla en el futuro. Exceptuando las pruebas realizadas sobre el aceite del transformador, en subestaciones estas inspecciones se realizan con el sistema desenergizado.

2.3.3. Mantenimiento correctivo. Existen dos formas de llegar a este punto, primero y en consentimiento, se permite que la máquina o el equipo labore hasta que falle, normalmente esto se aplica a equipos de criticidad baja. Por otra parte existen casos en los que a pesar de realizar preventivos o estar pendiente de cumplir con los requerimientos del fabricante, se llega al punto que el equipo falle sin previo aviso, lo que requiere de una intervención de urgencia o programada, dependiente también a su criticidad en el sistema. Sin embargo, el mantenimiento correctivo en su forma más común, es decir no planeado, es el tipo de

¹⁰ BORRAS PINILLA, Carlos. Principios de mantenimiento. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, 2015. p.58.

mantenimiento más costoso y que más problemas causa a cualquier operación debido a:¹¹

- Requiere más personal.
- Conlleva a continuos paros que amenazan la producción.
- El tiempo indisponible de los equipos es mayor.
- Los equipos pueden sufrir daños irreparables.
- Ocasiona malestar y conflictos.

¹¹ GÓMEZ LUBO, Néstor, Modelo de mantenimiento basado en RCM para las subestaciones portátiles 69KV/7,2KV de la empresa Carbones del Cerrejón LTD, Universidad Industrial de Santander sede Bucaramanga, Monografía de grado, 2012.

3. RECOPIACIÓN Y TRATAMIENTO DE LA INFORMACIÓN

3.1. PLAN DE MANTENIMIENTO ACTUAL

En la actualidad, el plan de mantenimiento del sistema de distribución local, integra una pequeña parte del mantenimiento preventivo y una mayor parte en mantenimiento correctivo. El personal técnico es impulsado a realizar rutinas de inspecciones semanales y mensuales, en las cuales principalmente se verifican condiciones de operatividad y funcionamiento de los componentes que hacen parte del sistema. Posterior a estas visitas, y teniendo en cuenta el resultado de las mismas, se toma la decisión de intervenir de manera inmediata las condiciones encontradas. Actualmente la empresa cuenta con algunos equipos tecnológicos y electrónicos avanzados como la pistola termográfica, pinza amperimétrica de media tensión, sonómetro, y equipos especiales para realizar pruebas a transformadores. Uno de los principales inconvenientes es que estos equipos solo están disponibles para usarse en el casco urbano del municipio de Yopal, capital del departamento de Casanare, dejando a los demás municipios sin la opción de poder gozar de los beneficios que este tipo de tecnología brinda. Las intervenciones eléctricas están dentro de la rutina mensual, sin embargo, siempre se tiene en cuenta afectar lo menos posible a nuestros usuarios para no generar inconformidad en estos. A continuación se relacionan los aspectos más relevantes de cada actividad de mantenimiento.

3.1.1. Inspecciones semanales. Las inspecciones semanales, tienen como finalidad verificar variables que afecten o puedan llegar a afectar la continuidad en el servicio de energía, en este punto solo se cuenta con la experticia y con el cocimiento adquirido por los años en nuestro personal técnico calificado. En dichas inspecciones lo que se busca verificar principalmente es: donde

principalmente se evalúa la parte forestal, que históricamente siempre ha sido uno de los causantes recurrentes de falla. Por ello se busca identificar acercamiento de árboles sobre las redes de media tensión, con el fin de garantizar corredores de línea limpios. Por otra parte, se inspecciona el estado de las protecciones y aislamientos sobre las redes de media y baja tensión. Igualmente se desarrollan inspecciones sobre las subestaciones de distribución, y con estas inspecciones se busca hacer un seguimiento de las diferentes variables que pueden afectar el funcionamiento de las mismas, usando únicamente los sentidos y la experticia del personal de mantenimiento. En esta inspección se revisa y registra la siguiente información:

- Verificar eventos presentados en circuitos principales y registrados en reconectores de media tensión.
- Verificación del despeje corredor de líneas (ramas de árboles alejadas de las redes eléctricas energizadas) en media y baja tensión.
- Verificación de estado de las redes eléctricas de media y baja tensión.
- Verificar estado de las protecciones de las redes eléctricas en media tensión y transformadores de distribución.
- Existencia de candados y avisos de seguridad en subestaciones de distribución ubicadas principalmente en zonas rurales, donde existe mucha inseguridad.

3.1.2. Inspección mensual. A fines de mes se realiza un consolidado de interrupciones identificadas en circuitos principales, y se ordena realizar inspección a circuitos más fallados, con el fin de identificar posible causal de fallas y proceder a eliminar dicha condición. En esta inspección se realizan pruebas a todos los componentes del circuito, partiendo desde la subestación de distribución más cercana. Las principales actividades programadas para ejecutar en esta rutina se relacionan a continuación.

3.1.2.1. Subestación de distribución.

- Inspección visual del transformador de distribución (no se cuenta con equipo especializado para realizar pruebas en zona sur).
- Limpieza de caja de señales del Reconectador.
- Inspección de operatividad de la batería de respaldo.
- Inspección de las conexiones del cableado interno de la caja de señales.
- Medición de voltajes.
- Verificación protecciones (cortacircuitos, DPS, sistema de puesta a tierra)
- Prueba de funcionamiento del Reconectador.

3.1.2.2. Redes eléctricas de media tensión (13,8KV)

- Verificación de estado de las redes.
- Inspección de las protecciones de los circuitos principales y secundarios.

3.1.2.3. Transformador

- Verificación de tensión de salida (voltaje).
- Verificación de cargabilidad (amperaje).
- Inspección de las protecciones del transformador (cortacircuitos, pararrayos y DPS).

3.1.3. Mantenimiento correctivo. Como resultado de las diferentes inspecciones preventivas (proactivas) realizadas, en algunos casos es requerida la intervención inmediata del personal técnico para efectuar actividades de mantenimiento correctivo, aunque también se realizan actividades de mantenimiento correctivo como solución a una emergencia (no planificado). A continuación realizaremos un

explicativo general sobre el histórico de fallas en el sistema de distribución de energía eléctrica en la zona sur del Casanare durante los últimos 2 años.

3.2. HISTORIAL DE FALLAS EN SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN LOCAL

La compilación de la información correspondiente al histórico de fallas desde el 01 de agosto de 2014 y el 20 de julio del 2015, sobre el sistema de distribución local para la zona sur del departamento de Casanare, se obtuvo de una (1) fuente fidedigna, la cual es la única herramienta con la que cuenta el área de mantenimiento en la empresa de energía de Casanare, y es la línea gratuita de atención al cliente (115), donde gracias a las solicitudes realizadas por los usuarios, se registra en el sistema denominado control de órdenes de trabajo (COT), cuya información es corroborada con el registro de planillas diarias de los técnicos de mantenimiento, pero que para este estudio no se tuvieron en cuenta. A continuación se incluye imagen del sistema COT empleado para llevar registro y control de órdenes de trabajos, generadas en el departamento de Casanare.

Figura 6. Asignación de ordenes

Orden	Ticket	Tipo Orden	Prioridad	Fecha Inicio	Fecha Fin	Moneda	Fecha y Hora	Localidad	Territorio	Direccion	Tipo	Circuito	Observaciones	Nombre
58	PEEBU007	MITO PROGRAMADO REDES	Alta	2014-07-11 00:00:00	2014-07-11 00:00:00	033	2014-07-10 09:31:04	AGUAZUL	BARRIO CUIPAGUA	Municipal de Sogamoso via a corrales subestac	SUBESTACIONES	21639	En inspección visual dentro de conspcción de mantenimiento preventivo de BESA en la Subestación San Antonio en Sogamoso Boyaca se evidencia condición de riesgo de falla inminente en el seccionamiento de Línea Débit	Andrés Lena Rodríguez
137	AAG0223		Normal			019	2014-07-23 15:27:53	PAZ DE ARIPOZO	BARRIO BUENOS AIRES	Carrera 88 Ra-88 Bloque 1 Casa 2	PODAB	15420	Pruebas de envíos desde el sistema de PDRD hacia el software de ordenes de trabajo por favor no tener en cuenta este registro.	Pedro Arturo Peréz Mora
778	FBUR94	MITO PROGRAMADO REDES	Normal	2014-07-23 00:00:00	2014-07-23 00:00:00		2014-07-23 08:21:08	BARRANCA DE UPIA	VEREDA ALCARAVAN LA NIATA	CARRERA 4 N 11A - 03 BARRIO EL CENTRO	PODAB	21674	ACTIVIDADES DE PODAB SOBRE EL TRANSFORMADOR SITUADO EN LA CARRERA 4 N 11A 03 DEL BARRIO EL CENTRO EN EL MUNICIPIO DE BARRANCA DE UPIA	MIGUEL ANTONIO RONDON ORTIZ
779	FBUR94	MITO PROGRAMADO REDES	Normal	2014-07-23 00:00:00	2014-07-23 00:00:00		2014-07-23 08:21:11	BARRANCA DE UPIA	VEREDA ALCARAVAN LA NIATA	CARRERA 4 N 11A - 03 BARRIO EL CENTRO	PODAB	21674	ACTIVIDADES DE PODAB SOBRE EL TRANSFORMADOR SITUADO EN LA CARRERA 4 N 11A 03 DEL BARRIO EL CENTRO EN EL MUNICIPIO DE BARRANCA DE UPIA	MIGUEL ANTONIO RONDON ORTIZ

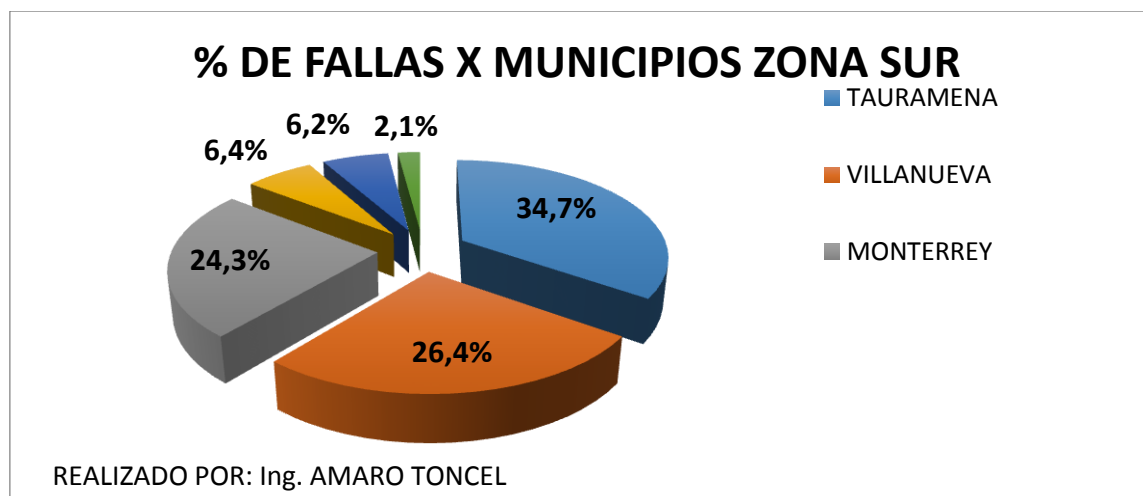
La información obtenida en registro extendido de Call Center, fue de 7459 incidencias generadas y atendidas desde el 1 de agosto de 2014 hasta el 20 de julio del 2015. Al realizar un primer filtro encontramos que: del total de incidencias, 2589 corresponden a Tauramena, 1966 incidencias al municipio de Villanueva, 1816 al municipio de Monterrey, 474 incidencias en el municipio de Sabanalarga, 459 incidencias generadas en Barranca de Upia (Meta) y 155 incidencias para San Luis de Gaceno (Boyacá).

Tabla 5. Cantidad de Fallas

MUNICIPIO	CANTIDAD DE FALLAS	% MÁS FALLADO
TAURAMENA	2589	34,7%
VILLANUEVA	1966	26,4%
MONTERREY	1816	24,3%
SABANALARGA	474	6,4%
BARRANCA DE UPIA	459	6,2%
SAN LUIS DE GACENO	155	2,1%
TOTALES	7459	100,0%

Fuente: Control de órdenes de trabajo (COT) Call Center Yopal

Gráfico 1. Porcentaje de fallas por municipios “Zona Sur”



Fuente: Control de órdenes de trabajo (COT) Call Center Yopal

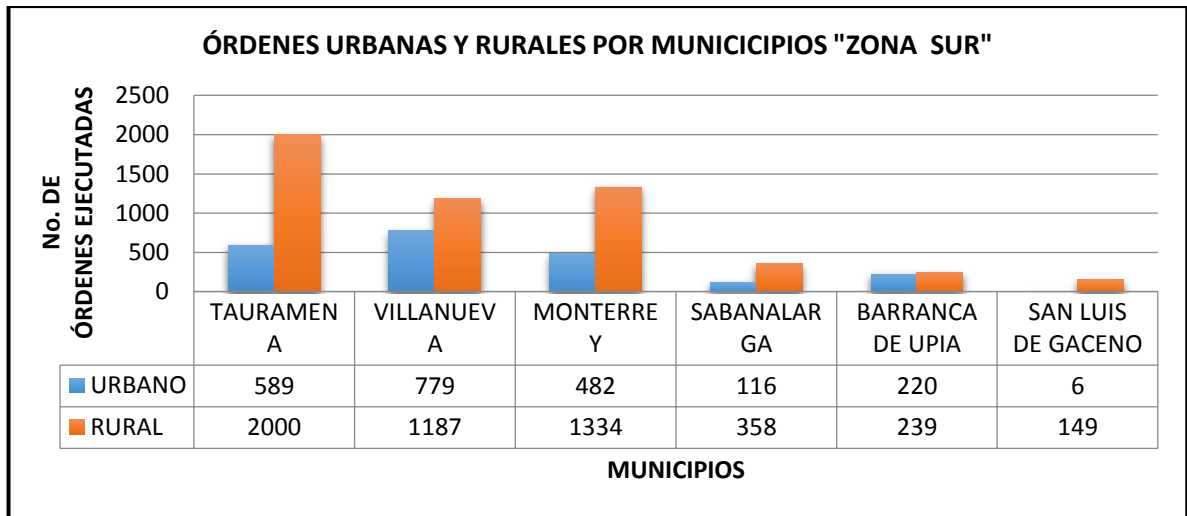
De esta gráfica, podemos deducir que Tauramena, Villanueva y Monterrey, son los municipios con más índices de fallas en la zona. Por ello, se deben focalizar esfuerzos en contrarrestar esta condición que se presenta en dichos municipios, ya que el alto índice de fallas implica afectación continua en la prestación del servicio, lo que refiere a incumplimientos en los estándares mínimos de calidad en la distribución y comercialización de energía.

Si realizamos otro filtro, encontramos que del total de las 7459 incidencias generadas, 2192 corresponden al perímetro urbano de los municipios, y 5267 pertenecen al perímetro rural, lo que implica, que la mayor afectación se produce para usuarios de la áreas rurales, quienes históricamente siempre han sido los más vulnerables en cuanto a la prestación del servicio que se les brinda. Por otra parte, según la gráfica vista a continuación, resulta evidente de que a pesar de que en Tauramena se presenta mayor número de incidencias totales que en Villanueva, en esta última la afectación en el perímetro urbano resulta aún mayor. Esto para la empresa de energía y para sus usuarios resulta crítico, teniendo en cuenta que la parte comercial e industrial se desarrolla principalmente en el área urbana, ver gráfica #2.

Tabla 6. Comparativo Ordenes Urbanas Y Rurales Ejecutadas Por Municipios "Zona Sur"

COMPARATIVO ÓRDENES URBANAS Y RURALES EJECUTADAS POR MUNICIPIOS "ZONA SUR"		
MUNICIPIOS	CANTIDAD DE ORDENES	
	URBANO	RURAL
TAURAMENA	589	2000
VILLANUEVA	779	1187
MONTERREY	482	1334
SABANALARGA	116	358
BARRANCA DE UPIA	220	239
SAN LUIS DE GACENO	6	149
TOTALES	2192	5267

Gráfico 2. Ordenes urbanas y rurales por municipios “Zona Sur”

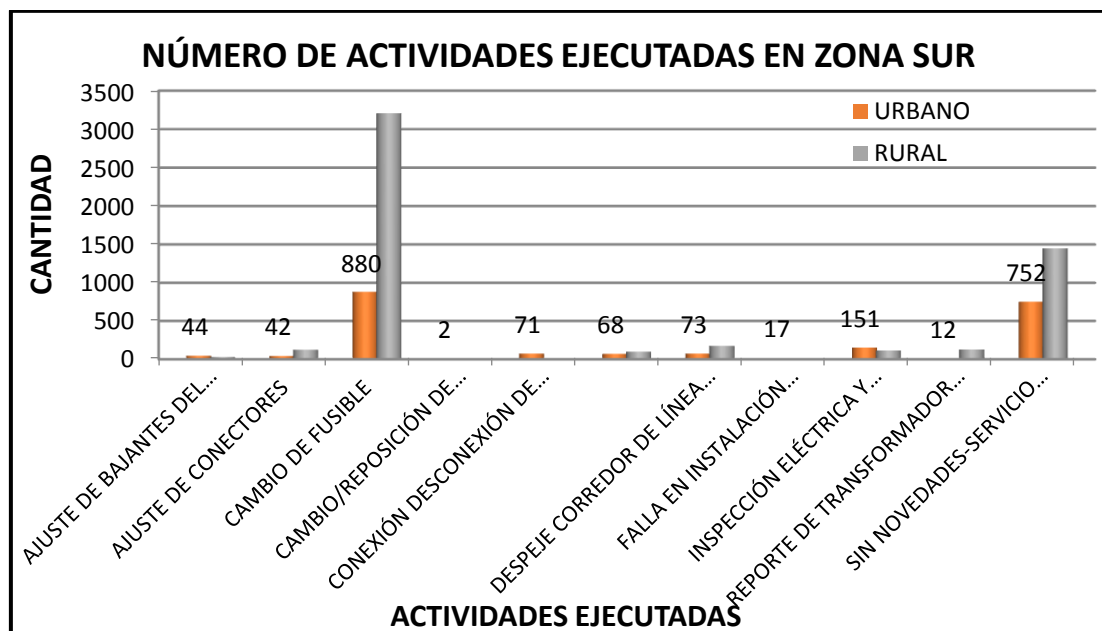


Dentro de la información analizada para esta monografía también encontramos que en muchos de los casos, las llamadas que se reciben a través de la línea gratuita de atención al cliente “call center”, donde los usuarios reportan la condiciones de interrupción de servicio, corresponden a sitios a los cuales ya se ha normalizado el servicio, o están vinculadas con órdenes generadas previamente para el mismo sector. Esto genera desgaste en nuestro personal técnico, ya que debe estar constantemente atendiendo requerimientos que muy seguramente alguno de sus compañeros ya atendió y dio solución oportuna. Para este estudio fueron identificadas 2200 órdenes correspondientes al 29,5% del total de las órdenes generadas y atendidas durante el periodo del 1 de agosto de 2014 al 20 de julio de 2015. Estas órdenes hacen referencia a SERVICIO NORMAL – SIN ACTUACION, lo que implica que el técnico se acercó al sitio pero el servicio se encontraba normal, y en la mayoría de casos la orden fue cerrada con la misma observación de órdenes generadas en el sector aledaño, normalizado en su momento por otro compañero del equipo de operación y mantenimiento de redes.

Tabla 7. Número de Actividades Ejecutadas en Zona Sur del 1/08/2014 al 20/07/2015

NÚMERO DE ACTIVIDADES EJECUTADAS EN ZONA SUR DEL 1/08/2014 AL 20/07/2015			
DESCRIPCIÓN DE ACTIVIDAD	CANTIDAD DE EVENTOS		TOTAL ZONA SUR
	URBANO	RURAL	
AJUSTE DE BAJANTES DEL TRANSFORMADOR	44	27	71
AJUSTE DE CONECTORES	42	122	164
CAMBIO DE FUSIBLE	880	3205	4085
CAMBIO/REPOSICIÓN DE TRANSFORMADORES	2	3	5
CONEXIÓN DESCONEXIÓN DE ACOMETIDA	71	17	88
CORRECTIVOS DE EMERGENCIA EN REDES ELÉCTICAS	68	99	167
DESPEJE CORREDOR DE LÍNEA (PODAS)	73	174	247
FALLA EN INSTALACIÓN ELÉCTRICA INTERNA	17	14	31
INSPECCIÓN ELÉCTRICA Y FORESTAL	151	112	263
REPORTE DE TRANSFORMADOR QUEMADO	12	126	138
SIN NOVEDADES-SERVICIO NORMAL	752	1448	2200

Gráfico 3. Número de actividades ejecutadas en zona sur



A continuación se relacionan imágenes de componentes del sistema de distribución afectados frecuentemente por fallas que se podían haber evitado previamente.

Figura 7. Poste de media tensión cercano a la vía, fracturado por colisión con vehículo automotor



Figura 8 Fuga de aceite en transformador de distribución.



Figura 9. Pararrayo tipo línea explotado en subestación de distribución.



Una vez se identificaron los eventos, se procedió a investigar el impacto de los mismos en la prestación del servicio. Esto debido a que hay eventos que por su naturaleza **no impactan** directamente al suministro de energía a menos que haya una falla subsecuente. Por ejemplo, uno de los modos de falla más comunes es: Problemas de comunicación para cerrar de manera remota los reconectores de media tensión desde el centro de control en Yopal. Esta falla por sí sola no deja indisponible el suministro de energía, pero si causan malestar en el personal técnico, porque evidencian que no hay confiabilidad en estos equipos, y que en caso de presentarse una falla se debe realizar desplazamiento hasta el sitio para poder manipular de manera manual un equipo que por naturaleza, debería ser autónomo. A continuación hacemos un pequeño recorrido conceptual sobre los equipos y componentes que causan mayor impacto en la continuidad y disponibilidad de servicio.

3.2.1. Fallas en redes de baja tensión. Durante la recopilación de la información se identificaron varios casos, en los que la manipulación ilegal de las redes

eléctricas, deterioro de instalaciones eléctricas internas, deterioro de acometida principal de los usuarios, conexiones irregulares falta de podas y sobrecargas de ramales en baja tensión, son variables que ocasionan interrupción de servicio por actuación de las protecciones (cortacircuitos) instaladas en el transformador del sector afectado. La falta de podas en algunos casos específicos, representa gran número de incidencias generadas, tanto en área urbana como en área rural, las constantes inspecciones para determinar este tipo de condiciones, ayuda a mejorar la estabilidad del servicio para este tipo de casos.

3.2.2. Fallas en transformadores de distribución. Como se mencionaba anteriormente la falta de seguimiento y control de las variables que afectan el buen funcionamiento del transformadores, tales como: termografías, pruebas de aceite, medición de aislamiento, cambio de protecciones en mal estado, representan un punto débil en el sistema, debido a que estos equipos se encuentran ubicados en lo más alto del nivel de jerarquía del sistema de distribución, por lo tanto deberían tener un trato especial y un cuidado o mantenimiento oportuno, con el fin de evitar fallas que atenten contra su operatividad.

3.3.3. Falla en pararrayos. De los 138 casos reportados de centros de cargas quemados en el periodo de estudio de esta monografía, se encontró que casi el 70% de las fallas en estos equipos, derivaba de afectación en las protecciones por descargas atmosféricas, vulnerando en principio las protecciones que brindan los DPS o pararrayos a estos equipos. Es de resaltar que la situación actual de la empresa de energía de Casanare, obliga a emplear equipos y herramientas que no cumplen con los diseños establecidos en la norma. Por tanto, en algunos casos hemos llegado a utilizar pararrayos que no cumplen en principio con el nivel de protección adecuado para soportar sobretensiones como las que se producen en una descarga atmosférica, dejando al azar la suerte del equipo que se supone debe proteger para evitar daños irreversibles.

3.3.4. Fallas en interruptores. Como su nombre lo indica, los interruptores tienen la función de interrumpir el suministro de energía para despejar fallas que se presenten en el circuito controlado por este. Sirve como mecanismo de protección en caso de presentarse sobrecargas (amperaje) o sobretensiones (voltaje) derivadas de cortocircuitos o descargas atmosféricas. Esto con el fin de evitar daños en los equipos y componentes del sistema de distribución, y afectación a electrodomésticos de nuestros usuarios. Casanare es una zona de clima tropical, en el cual es muy frecuente encontrar presencia de fuertes lluvias, vientos huracanados y descargas atmosféricas en cualquier época del año, lo cual mantiene dinámica la intervención de los interruptores, los cuales además tienen la ventaja que en cuestiones de milisegundos reactivan el sistema, en caso de tratarse de fallas transitorias como es el caso de las descargas atmosféricas o cortocircuitos leves por contacto de las redes energizadas con las ramas de los árboles.

3.3.5. Fallas en transformadores de potencia. El transformador de potencia es uno, sino el más importante componente del sistema de distribución, ya que de este depende la energía que se entrega a cada uno de los circuitos derivados a las subestaciones de distribución. Igualmente es un equipo que por su costo, no se cuenta con respaldo inmediato a la hora de presentarse alguna falla interna o daño de consideración. Por tal motivo es un equipo que debería estar siempre en continuo monitoreo y mantenimientos oportunos. En el periodo de este estudio, no se registraron fallas asociadas directamente con el transformador de potencia de la zona sur, el cual como habíamos comentado anteriormente se encuentra ubicado en la vereda Aguaclara del municipio de Sabanalarga, y es encargado de suministrar energía a los 6 municipios de la zona sur.

4. MODELO DE MANTENIMIENTO PROPUESTO

4.1. MANTENIMIENTO PREVENTIVO PROACTIVO

Para poder definir un modelo gerencial de mantenimiento preventivo para el sistema de distribución de energía en la zona sur del departamento de Casanare, inicialmente, se tuvo en cuenta la problemática actual que afecta dicho sistema. Además, se identificaron sectores neurálgicos en las áreas urbanas y rurales de los distintos municipios de dicha zona, posteriormente se realizó un cuestionario al 52,63% del personal técnico encargado de la operación y mantenimiento del sistema de distribución local en zona sur, donde luego de ponerlos en contexto, en cuanto a la información recopilada y analizada en este estudio, claramente se mostraron inconformes con el plan de mantenimiento actual y están de acuerdo en que se debe optimizar para buscar la mejora del mismo.

Luego de revisar la frecuencia y tipo de fallas que afectan directa e indirectamente el sistema de distribución local de energía, se pudo definir como solución a estas problemáticas, la implementación de un plan de mantenimiento preventivo proactivo, optimizado a las necesidades de la organización y a nuestros clientes.

La gestión del Mantenimiento Preventivo desarrollado a través del Automantenimiento y el Mantenimiento Programado está basada en la elaboración de un Plan de Mantenimiento Preventivo único para cada equipo o sistema existente.

Un Plan de Mantenimiento Preventivo se compone así de una lista exhaustiva de todas las acciones necesarias a realizar en una máquina o instalación en términos de:

- Limpieza
- Control
- Visita de inspección
- Engrase
- Intervenciones de profesionales de Mantenimiento

El Plan de Mantenimiento Preventivo permite tener una visión global y concreta de todas las acciones de preventivo previstas para una instalación determinada. Asimismo, nos permite hacer los enlaces esenciales entre los diferentes órganos o componentes de una máquina que deben cumplir con la misma función técnica, por lo que es un documento que nos permite considerar a una máquina como un conjunto de funciones que deben cumplir una misión dada y no como un conjunto de componentes, por lo que se planifican acciones de diferentes especialidades con las mismas funciones y con la misma frecuencia¹²

4.1.1. Análisis del estado actual de la gestión de mantenimiento realizada al sistema de distribución local. A continuación se expone formato del cuestionario empleado en la consulta, matriz DOFA de mantenimiento actual, y se proyecta gráfica con las respuestas obtenidas en cada una de las preguntas realizadas a diez (10) de los diecinueve (19) empleados del área de operación y mantenimiento de redes eléctricas en la zona sur. La muestra de los diez empleados corresponde al 52,6%.

¹² GOOGLE. Planificación del mantenimiento correctivo por avería. [en línea] [Citado: 10 septiembre de 2016]
Disponible en: <https://www.google.com.co/#q=como+planificar+el+mantenimiento+preventivo>.

Figura 10. Cuestionario

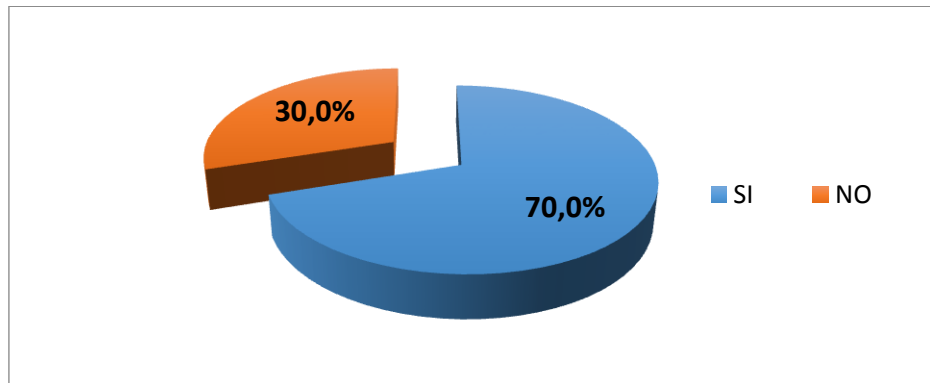
CUESTIONARIO		
<p>El cuestionario que se presenta a continuación, tiene como propósito dar respuesta a interrogantes que permitan proponer un modelo gerencial de mantenimiento preventivo, sobre el sistema local de distribución de energía en la zona sur del departamento de Casanare, cabe resaltar que la información suministrada en este cuestionario será empleada con fines académicos y estrictamente confidenciales. Por ello, se agradece su colaboración y aportes que puedan llevar a un feliz término este proyecto.</p> <p style="text-align: right;">Gracias</p> <p style="text-align: center;">INSTRUCCIÓN DE USO Lea cuidadosamente cada pregunta. Analice antes de responder. Emplee una Equis (x) en la opción deseada.</p>		
		SI NO
1	¿Sabía usted que la empresa de energía de Casanare, cuenta con un modelo de gestión de mantenimiento preventivo muy obsoleto?	<input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/>
2	¿En el sistema de distribución local de energía de la zona sur, se aplica mantenimiento preventivo proactivo?	<input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/>
3	¿Considera usted que las rutinas de mantenimiento preventivo aplicadas en la actualidad al sistema de distribución local resultan eficientes y eficaces?	<input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/>
4	¿Considera usted, sea necesario optimizar y mejorar el plan de mantenimiento preventivo en la zona sur?	<input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/>
En este espacio puede realizar comentarios o sugerencias al tema planteado		

Figura 11. Matriz DOFA del estado actual de la empresa de energía de Casanare

<p style="text-align: center;">FACTORES INTERNOS</p> <p style="text-align: center;">FACTORES EXTERNOS</p>	<p style="text-align: center;">FORTALEZAS</p> <ul style="list-style-type: none"> • La empresa dispone del personal técnico capacitado y competente para desarrollar las actividades de mantenimiento preventivo • La empresa cuenta con los recursos económicos necesarios para poner en funcionamiento el plan de mantenimiento. • Dentro de la empresa se cuenta con la premisa de la innovación y mejoramiento continuo. 	<p style="text-align: center;">DEBILIDADES</p> <ul style="list-style-type: none"> • El personal técnico debe estarse motivando continuamente para que realicen las actividades ordenadas. • La empresa no valora iniciativas propias del personal técnico, por lo tanto no hay confianza en las directivas. • Poca receptividad al cambio por parte de un grupo de técnicos acostumbrados al laboral bajo condiciones diferentes a la propuesta
<p style="text-align: center;">OPORTUNIDADES</p> <ul style="list-style-type: none"> • En la zona existen diversas empresas proveedores de materiales eléctricos de buena calidad. • Existen diferentes entidades encargadas de capacitar y actualizar conocimiento al personal operativo. • Existen empresas para instruir al personal técnico y administrativo en mantenimiento preventivo 	<p style="text-align: center;">FO (MAXI-MAXI)</p> <ul style="list-style-type: none"> • Capacitar al personal, enfocados en la filosofía del mantenimiento preventivo. • Compra de equipos y herramientas adecuadas para poder explotar todo el potencial del mantenimiento preventivo. • Vinculación de nuevos proveedores, ubicados en la zona, con el fin de minimizar tiempos de solicitud de materiales y demás 	<p style="text-align: center;">DO (MINI-MAXI)</p> <ul style="list-style-type: none"> • Establecer la filosofía de mantenimiento preventivo en la empresa, colocando como ejemplo experiencias vividas en otras organizaciones. • Eliminar riesgos de fallas en el sistema, aplicando conocimientos obtenidos en condiciones similares, con el fin de revertir dicha condición.
<p style="text-align: center;">AMENAZAS</p> <ul style="list-style-type: none"> • El no poder mantener condiciones de operación estable, en beneficio de nuestros clientes. • El aumento excesivo del consumo de energía, restringiendo las paradas de servicio al mínimo 	<p style="text-align: center;">FA(MAXI-MINI)</p> <ul style="list-style-type: none"> • Aunque existan inconvenientes para garantizar continuidad y disponibilidad del servicio, la organización cuenta con recursos necesarios para poder aplicar las distintas actividades de mantenimiento preventivo que mejoren los niveles de confiabilidad 	<p style="text-align: center;">DA(MINI-MINI)</p> <ul style="list-style-type: none"> • Emplear al máximo las rutinas de mantenimiento preventivo, para evitar paradas programadas de mantenimiento.

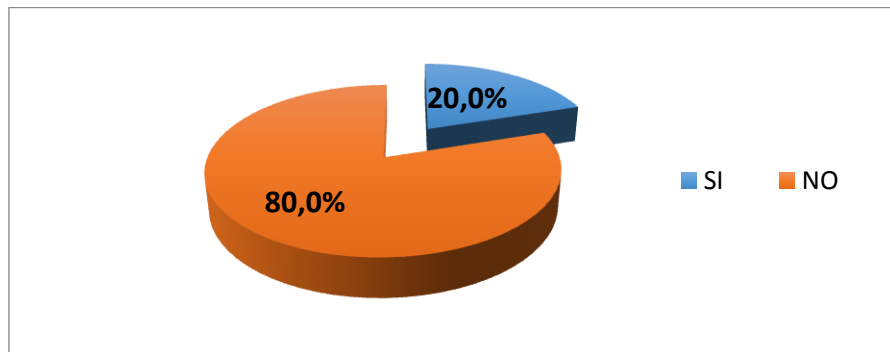
4.1.1.1. Pregunta 1: ¿Sabía usted que la empresa de energía de Casanare, cuenta con un modelo de gestión de mantenimiento preventivo muy obsoleto?: Según la respuesta obtenida por los participantes en el cuestionario, el 70% de la muestra conoce de esta condición.

Gráfico 4. ¿Sabía usted que la empresa de energía de Casanare, cuenta con un modelo de gestión de mantenimiento preventivo muy obsoleto?:



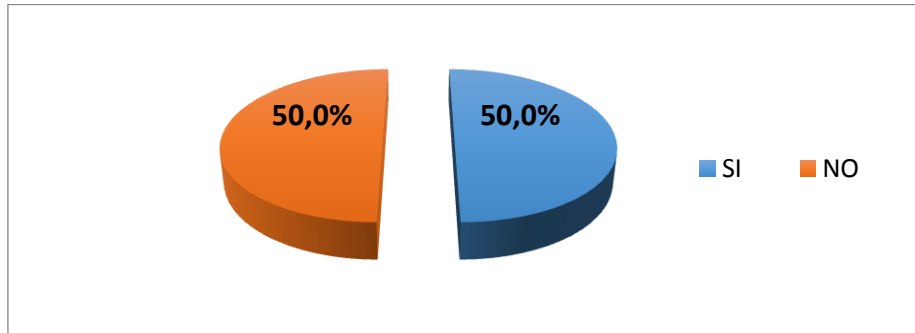
4.1.1.2. Pregunta 2: ¿En el sistema de distribución local de energía de la zona sur, se aplica mantenimiento preventivo proactivo?: El 80% de la muestra considera que no se aplica mantenimiento preventivo al sistema de distribución local.

Gráfico 5. ¿En el sistema de distribución local de energía de la zona sur, se aplica mantenimiento preventivo proactivo?:



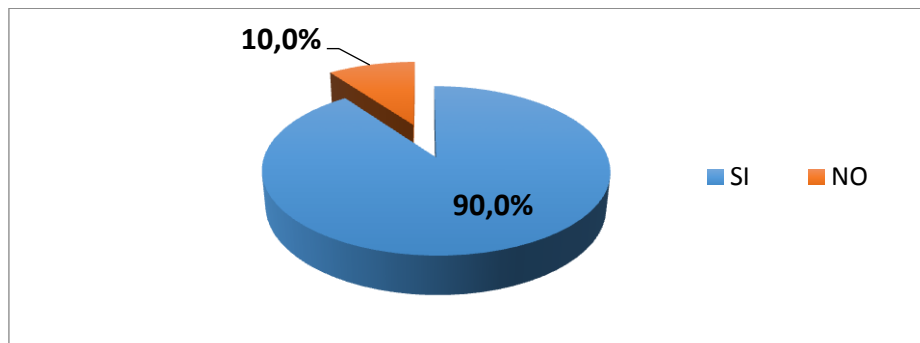
4.1.1.3. Pregunta 3: ¿Considera usted que las rutinas de mantenimiento preventivo aplicadas en la actualidad al sistema de distribución local resultan eficientes y eficaces?: El 50% de la muestra considera que las rutinas aplicadas actualmente son eficientes y eficaces.

Gráfico 6. ¿Considera usted que las rutinas de mantenimiento preventivo aplicadas en la actualidad al sistema de distribución local resultan eficientes y eficaces?.



4.1.1.4. Pregunta 4: ¿Considera usted, sea necesario optimizar y mejorar el plan de mantenimiento preventivo en la zona sur?

Gráfico 7: ¿Considera usted, sea necesario optimizar y mejorar el plan de mantenimiento preventivo en la zona sur?



4.1.2. Conclusión de los resultados del cuestionario. Luego de analizar la información obtenida en el cuestionario, se hace evidente la necesidad de mejora en el plan de mantenimiento actual, por ello y como iniciativa para lograr la optimización de la estrategia de mantenimiento, se hizo necesaria una reorganización del mismo, partiendo de replantear la misión, visión y política de mantenimiento, incorporando además nuevos objetivos específicos y elaborando

una serie de indicadores que podrán garantizar el seguimiento a esta nueva estrategia de mantenimiento.

A continuación se establece una nueva estrategia de mantenimiento preventivo proactivo.

4.1.2.1. Misión De Mantenimiento. Garantizar la continuidad y disponibilidad del sistema de distribución de energía, apoyados por un excelente equipo de trabajo y basados en la eficiencia y la eficacia grupal. Comprometidos a diario con la búsqueda de la excelencia y la innovación para lograr la satisfacción absoluta de nuestros clientes, aun por encima de sus expectativas.

4.1.2.2. Visión De Mantenimiento. Lograr que en el 2020, se pueda posicionar al área de mantenimiento como uno de los pilares fundamentales, con un alto nivel de jerarquía en la toma de decisiones relevantes en la organización. Realizando aportes significativos en pro del cumplimiento estratégico de la empresa.

4.1.2.3. Política De Mantenimiento. Asegurar la ejecución del mantenimiento preventivo oportuno al sistema de distribución local de energía en la zona sur del departamento de Casanare, comprometiéndonos a garantizar continuidad y disponibilidad del servicio para nuestros clientes, incrementando la confiabilidad del sistema eléctrico, de manera que superemos sus expectativas de calidad y rendimiento.

4.2. METAS Y OBJETIVOS ESTRATÉGICOS PARA LA GESTIÓN DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO EN EL SISTEMA DE DISTRIBUCION LOCAL DE ENERGÍA.

Aumentar en un 10%, la confiabilidad del sistema de distribución local de energía, la cual se encuentra en un 67%. Este valor es obtenido de los equipos RTU instalados en los distintos circuitos eléctricos (urbanos y rurales) que se desprenden de las subestaciones de distribución, gracias a esta información y mediante software se calcula la disponibilidad de servicio para la zona.

Aumentar en 7%, la disponibilidad del sistema de distribución local de energía, la cual se encuentra en 75%. Este valor es obtenido de los equipos RTU instalados en los distintos circuitos eléctricos (urbanos y rurales) que se desprenden de las subestaciones de distribución, gracias a esta información y mediante software se calcula la disponibilidad de servicio para la zona.

Minimizar en un 10% las intervenciones por mantenimiento correctivo del sistema de distribución local de energía, mediante la aplicación de rutinas de mantenimiento preventivo oportunas. Mes a mes se aplican indicadores de gestión de mantenimientos correctivo en la zona, y estos se mantienen en un 85% del total de las actividades de mantenimiento ejecutadas en el mes (60 actividades mensuales promedio)

Minimizar en un 20% los tiempos de reparación/mantenimiento correctivo del sistema de distribución local de energía. El caso más común es la reparación en redes de media tensión reventadas, el cual tarda entre 3 y 4 horas aproximadamente, se tiene identificada una falla en el número de personas que conforman las cuadrillas móviles tipo camioneta (2 técnicos), por lo cual se propone incluir otro técnico a la cuadrilla que aporte al grupo y contribuya en la celeridad de las actividades.

A continuación se explican cada uno de los indicadores planteados en los **objetivos estratégicos de la organización**.

- **Cumplimiento del mejoramiento continuo:**

$$\%C_{MC} = \frac{\#AMCE}{\#AMCP} * 100$$

Número de actividades para el mejoramiento continuo ejecutadas, entre el número de actividades para el mejoramiento continuo programadas, por 100. Este indicador evidencia el impulso mensual aplicado al mejoramiento continuo de los procesos.

- **Avance físico del programa de mantenimiento preventivo:**

$$AFPM = \frac{\sum AE}{\sum AP} * 100$$

Sumatoria de todas las actividades ejecutadas del programa, entre la sumatoria de las actividades programadas, por 100. Con esto se logra una eficaz gestión del programa de mantenimiento del SDL de energía en el sur de Casanare.

- **Cumplimiento del plan de desarrollo personal:**

$$C_{PDP} = \frac{HAE}{HAP} * 100$$

Total de horas de actividades ejecutadas para el desarrollo técnico del personal, entre el total de horas programadas para tal fin, por 100. Favorece el desarrollo técnico del personal y asegura la calidad de su desempeño.

4.3. INDICADORES PARA LA MEDICIÓN Y EVALUACIÓN DEL MODELO GERENCIAL DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO SOBRE EL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN LOCAL DE ENERGÍA EN ZONA SUR

4.3.1. Ejecución del mantenimiento preventivo.

$$\%Ejecución\ mantenimiento\ preventivo = \frac{Actividades\ Ejecutadas}{Actividades\ Programadas} * 100$$

4.3.2. Eficiencia en la utilización de personal para la ejecución del mantenimiento preventivo.

$$\%Eficiencia\ Mantenimiento\ Preventivo = \frac{\# Personal Programado Para Actividad Preventiva}{\# Personal Real Para Actividad Preventiva} * 100$$

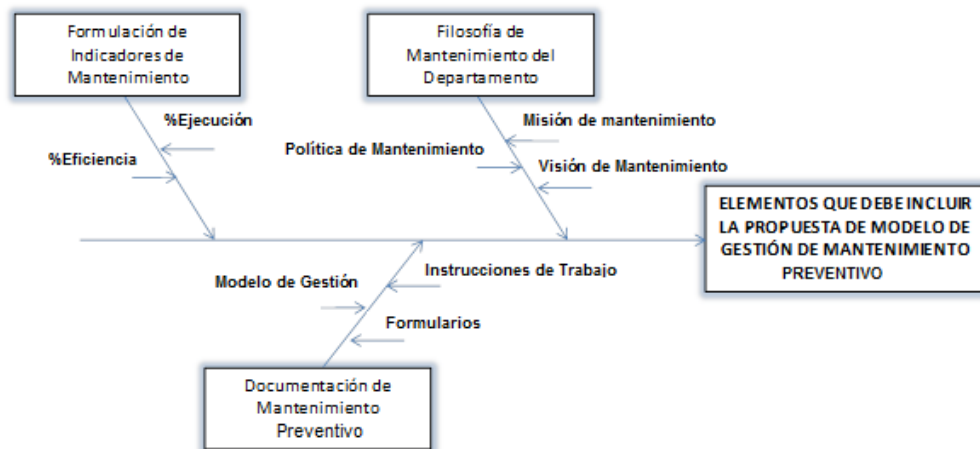
4.3.3. Eficiencia en la Organización del Mantenimiento Preventivo.

$$\%Eficiencia\ en\ Organización\ Mantenimiento\ Preventivo = \frac{Total\ OT\ Planificadas}{Total\ OT\ Terminadas} * 100$$

4.3.4. Atraso del Trabajo

$$\%Atraso = \frac{Total\ OT\ incompletas}{Total\ OT\ Recibidas} * 100$$

4.4. ELEMENTOS QUE DEBEN SER INCLUIDOS EN LA NUEVA PROPUESTA DE GESTION DEL MANTENIMIENTO PREVENTIVO



4.4.1. Formularios.

4.4.1.1. Forestales: A continuación se relacionan unos de los formatos diseñados para aplicar en el área forestal, los cuales se consideran muy importantes para desarrollar la estrategia fijada en este proyecto. En archivos anexos se podrán verificar el total de formularios diseñados para el área forestal.

Tabla 11. Orden de trabajo de energía (Hoja 1 de 2)

Orden de Trabajo de Energía
 Código: FT-SDL-10
 Versión: 1

Dependencia			Fecha			Orden de Trabajo No:						
Mtto Correctivo	<input type="checkbox"/>	Mtto Preventivo	<input type="checkbox"/>	Actividad:	Interna	<input type="checkbox"/>	Tercerizada	<input type="checkbox"/>	Contrato No:			
DESCRIPCIÓN Y LOCALIZACIÓN DE LOS EQUIPOS O ELEMENTOS A INTERVENIR												
Solicitante PQR												
Subestación	Código	Nombre	Línea o Alimentador	Código	Nombre	Transformador						
Municipio	Vda/Barrio/Sector			Dirección								
TRABAJOS A EJECUTAR												
Turno Mantenimiento de Redes	A.M.	<input type="checkbox"/>	P.M.	<input type="checkbox"/>	Cambio Cruceñas, Aislamiento y Herrajes					<input type="checkbox"/>		
Hincada y Plomada de Postes	M.T.	<input type="checkbox"/>	B.T.	<input type="checkbox"/>	Despeje Corredor de Línea (Incluye retiro de escombros)					<input type="checkbox"/>		
Tendido y Retención de Redes	M.T.	<input type="checkbox"/>	B.T.	<input type="checkbox"/>	Balance de Cargas Transformadores de Distribución					<input type="checkbox"/>		
Instalación de retenidas	M.T.	<input type="checkbox"/>	B.T.	<input type="checkbox"/>	Cambio Perchas, Aislamiento y Herrajes					<input type="checkbox"/>		
Inspeccion termográfica	M.T.	<input type="checkbox"/>	B.T.	<input type="checkbox"/>	Mejoramiento Puentes B.T. Subestaciones					<input type="checkbox"/>		
Cambio de Fusibles Primarios					Reducción de Perdidas					<input type="checkbox"/>		
Cambio de Transformadores					Mantenimiento Alumbrado Público					<input type="checkbox"/>		
Ejecución Actividades PAM					Mantenimiento a Subestacion no atendida					<input type="checkbox"/>		
Cambio de Protecciones (Paramayos, cortacircuitos, puestas a tierra)					Otros Cual?					<input type="checkbox"/>		
PROGRAMACIÓN												
Hora Inicio					Hora Finalización:							
PQR Cliente	<input type="checkbox"/>	Orden de Revisión en Terreno	<input type="checkbox"/>	Programa Anual de Mantenimiento			<input type="checkbox"/>					
Afectación:	No Usuarios	<input type="checkbox"/>	Demanda	<input type="checkbox"/>	kw	Prioridad:	Alta	<input type="checkbox"/>	Media	<input type="checkbox"/>	Baja	<input type="checkbox"/>
JUSTIFICACIÓN Y DESCRIPCIÓN DEL TRABAJO / (Relación PQR)												
Fecha Inicio		Hora Inicio		Fecha Terminación		Hora Terminación						
SOLICITADA POR:	Nombre				Cargo				Firma			
APROBACIÓN (Director Operación y Mantenimiento, Supervisor de Energía, Jefe de Zona)												
SI	<input type="checkbox"/>	Nombre				Cargo				Firma		
NO	<input type="checkbox"/>											
DESARROLLO DE LOS TRABAJOS												
Responsable Ejecución:	Nombre				Cargo				Código			
SECUENCIA DE LOS TRABAJO (marque con una X los ITEMS una vez sean ejecutados)												
Recepción Orden de Trabajo					<input type="checkbox"/>	Delimitación del Área					<input type="checkbox"/>	
Planeación del Trabajo					<input type="checkbox"/>	Consignación del Circuito (Si es necesario)					<input type="checkbox"/>	
Verificación de Elementos de Protección Personal					<input type="checkbox"/>	Ejecución del Trabajo					<input type="checkbox"/>	
Confirmación de Comunicaciones					<input type="checkbox"/>	Desconsignación del Circuito					<input type="checkbox"/>	
Revisión de equipos y herramientas					<input type="checkbox"/>	Pruebas y Mediciones					<input type="checkbox"/>	
Planificación en Terreno					<input type="checkbox"/>	Elaboración de Informes de Trabajo					<input type="checkbox"/>	
RECURSOS												
Transporte												
Vehículo No				Placa Vehículo				Orden de Salida Materiales No				
Kilometraje Inicial							Kilometraje Final					
Vo Bo.												
..... Coordinador de Zona		 Jefe de zona		 Aprobó Director Operación y Mantenimiento						

5. FORMA DE IMPLEMENTACIÓN DEL MODELO PROPUESTO.

5.1. GENERALIDADES.

Lo primero que se debe tener en cuenta, es que en la actualidad se aplica mantenimiento preventivo en el sistema de distribución local, lo que esta propuesta busca mejorar es la estrategia actual a través rutinas de mantenimiento que nos permitan elevar los niveles de confiabilidad, mantenibilidad y disponibilidad (CMD) del sistema de distribución local de energía, el cual es el pilar fundamental en la prestación de servicio que brinda operador de red local. Al implementar esta metodología se podrán obtener beneficios económicos para la empresa, ya que se reducirán los costos en mantenimientos correctivos, los cuales históricamente han generado sobrecostos en la organización. Por otra parte, los usuarios del servicio de energía se sentirán satisfechos, ya que notarán la mejora en la prestación del servicio, teniendo en cuenta que los últimos años se ha hecho frecuente y molesta para ellos las continuas fallas e interrupciones del servicio.

Desde otro punto de vista, la imagen corporativa de la empresa tendrá un cambio positivo, ya que el reconocimiento de sus usuarios por la buena labor desarrollada, generará que sobresalga ante sus homólogas en la industria, posicionándola en los primeros lugares a nivel regional.

El personal que labora en la organización estará motivado por los progresos de la organización, además que el evidente auge a la innovación generara un plus adicional que servirá como gancho para atraer a técnicos y profesionales, motivados a participar en el crecimiento y desarrollo de la empresa.

6. CONCLUSIONES

1. La filosofía de mantenimiento aplicada actualmente en el sistema de distribución local de energía en la zona sur del departamento de Casanare está centrada en dos (2) tipos de mantenimientos: Preventivo y Correctivo. Sin embargo, este último ha marcado la diferencia por ser el más utilizado, sin importar la criticidad de los equipos y las pérdidas económicas cuantiosas que debe asumir la organización.
2. Se aplicó un cuestionario diagnóstico al 52,6% del personal operativo que labora en la zona sur del departamento de Casanare, en el área de operación y mantenimiento de redes eléctricas del sistema de distribución local y sistema de transmisión regional, donde se pudo establecer, que los trabajadores consideran necesaria la optimización del mantenimiento preventivo, donde se exponga el proceder de las acciones y que dé cumplimiento a los exigencias de las normatividades, leyes y reglamentos vigentes en el estado colombiano
3. Se realizó un análisis DOFA para la gestión de mantenimiento llevada a cabo en sistema de distribución local de energía, donde se destaca como fortaleza, que la organización dispone de personal capacitado para ejecutar las actividades de mantenimiento y existe la iniciativa y la cultura de mejoramiento continuo, lo que impulsa a la innovación, evolución y desarrollo de los procesos.
4. Se realizó la formulación de la filosofía de mantenimiento del departamento, en donde destaca la misión, visión y la política.
5. Se formularon y propusieron indicadores de gestión de mantenimiento, los cuales deberán ser aplicados y evaluados de manera mensual, semestral y

anual. Estos indicadores están orientados a la medición del porcentaje de ejecución de mantenimiento predictivo, y el porcentaje de eficiencia del mismo, eficiencia en la organización del mantenimiento predictivo, y porcentaje de atrasos en el trabajo.

6. Se determinó que el modelo de gestión de mantenimiento preventivo debe contener los siguientes elementos: Filosofía de Mantenimiento (misión, visión, política), Indicadores de mantenimiento y Documentación (instrucciones de trabajo, formularios).
7. Se diseñó y propuso el modelo gerencial de mantenimiento preventivo para el sistema de distribución local de energía en la zona sur del departamento de Casanare.

7. RECOMENDACIONES

1. Se debe establecer, de manera inmediata la planeación y programación de actividades de mantenimientos predictivos en los circuitos rurales de los municipios de Monterrey, Tauramena y Villanueva, de acuerdo a la información obtenida en el historial de fallas por municipios, con el fin de evitar que se siga presentando esta condición en dichos sectores. Se debe tener en cuenta que la principal falla que se presenta en estos sitios, son fallas transitorias derivadas de fuertes descargas atmosféricas (mejoras en sistemas de puestas a tierra y apantallamientos de los circuitos) y cortocircuitos producto del contacto de las ramas de los árboles con las redes energizadas (ejecutar despeje corredor de líneas "Podas").
2. Se debe garantizar la existencia de equipos como: reconectores, instalados en la salida de los circuitos principales y en las distintas derivaciones de circuitos secundarios, en tanto sean de criticidad elevada, con el fin de garantizar confiabilidad para nuestros clientes.
3. Debe evaluarse la posibilidad de aplicación y puesta en práctica del modelo propuesto para la optimización del mantenimiento preventivo.
4. Se deben desarrollar los trabajos de mantenimiento preventivo de acuerdo a lo establecido en las instrucciones de trabajo presentes en el modelo de gestión.

BIBLIOGRAFÍA

BORRAS PINILLA, Carlos. Principios de mantenimiento. Yopal: Universidad Industrial de Santander, 2015.

DIRECCIÓN DE PEAJES DEL CDEC-SIC. Confiabilidad en sistemas de potencia. Santiago, 30 de Diciembre de 200 [Citado en Julio de 2016]. Disponible en <<http://es.scribd.com/doc/52006545/12/Confiabilidad-de-Sistemas-de-Potencia>>

CONGRESO DE COLOMBIA, Ley 143 de 1994, artículo 6. Por la cual se establece el régimen para la generación, interconexión, transmisión, distribución y comercialización de electricidad en el territorio nacional, se conceden unas autorizaciones y se dictan otras disposiciones en materia energética. Disponible en: https://www.minminas.gov.co/documents/10180/667537/Ley_143_1994.pdf/c2cfbda4-fe12-470e-9d30-67286b9ad17

GÓMEZ LUBO, Néstor, Modelo de mantenimiento basado en RCM para las subestaciones portátiles 69KV/7,2KV de la empresa Carbones del Cerrejón LTD, Universidad Industrial de Santander sede Bucaramanga, Monografía de grado, 2012.

GOOGLE. Planificación del mantenimiento correctivo por avería. [en línea] [Citado: 10 septiembre de 2016] Disponible en: <https://www.google.com.co/#q=como+planificar+el+mantenimiento+preventivo>.

MEDINA DRAGO, Alejandro, Desarrollo de un sistema de gestión integral para el mantenimiento preventivo y correctivo de redes de transmisión y distribución, Universidad Industrial de Santander sede Bucaramanga, Trabajo de grado, 2006

MOUBRAY, John. Mantenimiento centrado en confiabilidad. México: Aladon, 2004. p.4

ORDOÑEZ SANCLEMEMENTE, Jorge y NIETO ALVARADO, Leonardo, Mantenimiento de sistemas eléctricos de distribución, Universidad Politécnica Salesiana sede Guayaquil, Trabajo de grado, 2010.

ORTIZ PLATA, Daniel. Organizaciones del Mantenimiento: Mantenimiento centrado en confiabilidad RCM. [CD_ROM]. Yopal, 2015. Posgrado gerencia de Mantenimiento. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico Mecánicas. Escuela de Ingeniería Mecánica.

RODRIGUEZ LIZCANO, Marlon, Modelo de gestión del mantenimiento preventivo y predictivo para las subestaciones de la empresa de energía de Cundinamarca, Universidad Industrial de Santander sede Bogotá, Monografía de grado, 2009.

WIKIPEDIA. Definición de Red de distribución de energía eléctrica. [En línea] [Citado 15 de agosto de 2016] Disponible en: https://es.wikipedia.org/wiki/Red_de_distribuci%C3%B3n_de_energ%C3%ADa_el%C3%A9ctrica

WIKIPEDIA. Sistema de distribución de energía eléctrica. [Citado en Julio de 2016]. Disponible en: https://es.wikipedia.org/wiki/Red_de_distribuci%C3%B3n_de_energ%C3%ADa_el%C3%A9ctrica

WIKIPEDIA. Subestación de distribución. [Citado en Julio de 2016]. Disponible en https://es.wikipedia.org/wiki/Red_de_distribuci%C3%B3n_de_energ%C3%ADa_el%C3%A9ctrica