

Facultad de Ciencias Económicas y Empresariales
Departamento de Ingeniería Industrial

Tesis en opción del Grado Académico de
Máster en Ingeniería Industrial
Mención Calidad

**“Mejora a la Gestión de la Fiabilidad del
proceso de distribución eléctrica en
Cienfuegos”.**

Autor: Ing. Nelson Fernández Ocampo

Tutor: MsC. Berlan Rodríguez Pérez



Declaratoria del Autor

Hago constar que el presente trabajo fue realizado en la Universidad de Cienfuegos, “Carlos Rafael Rodríguez”, como parte de la culminación de los estudios de la Maestría en Ingeniería Industrial, Mención Calidad autorizando a que el mismo sea utilizado por la institución para fines que estime conveniente, tanto de forma parcial como total y que además no podrá ser presentada en eventos ni publicada sin la aprobación de la Universidad de Cienfuegos.

Ing. Nelson Fernández Ocampo.

Los abajo firmantes certificamos que el presente trabajo titulado: “Mejora a la Gestión de la Fiabilidad del proceso de distribución eléctrica en Cienfuegos”, ha sido revisado según acuerdo de la dirección de nuestro centro y el mismo cumple los requisitos que debe tener un trabajo de esta envergadura requerido en la temática.

Tutor

Especialista ICT

Pensamiento

Pensamiento:

En la Tierra Hacen Falta Personas:
Que trabajen más y Critiquen menos
Que contribuyan más y Destruyan menos
Que prometan menos y Resuelvan más
Que esperen recibir menos y Den más
Que digan mejor Ahora que mañana.

Ché

Dedicatoria

Dedicatoria

EN MEMORIA

***A MI QUERIDA MADRE EMMA QUE SIEMPRE
ME BRINDO SU TERNURA, AMOR Y APOYO
Y ME EDUCO COMO UN SER
A NUESTRO QUERIDO COMPAÑERO EDWIN
QUE FUE PARTE DE NUESTRO EQUIPO DE TRABAJO
Y QUE SIEMPRE ESTARÁ PRESENTE POR SUS ENSEÑANZAS***

EN PRESENTE

***A TODOS MIS SERES QUERIDOS POR SUS CONSTANTES ALIENTOS
MI ESPOSA DELIA ESTHER Y MIS HIJOS MAIDELY Y JAVIER ERNESTO***

Agradecimientos

Agradecimientos

A mi tutor MSc Berlan Rodríguez Pérez, por ser mi tutor del proyecto y mi punto de partida, por su disposición y su entrega en la realización de este proyecto, sin su colaboración este trabajo hubiera sido posible.

A mi profesor Ing. Rolando Rangel Cuellar, por ser el que dio los primeros frutos para la realización de esta Maestría y que sin su aporte decisivo no se hubiera iniciado y realizado con total éxito la misma además de ser mi segundo tutor de oficio e inspirador en el proceso investigativo de la misma.

A los Directivos del CIMEX y mi Empresa Eléctrica que brindaron sus instalaciones y servicio en cada etapa de la maestría.

A los queridos profesores Dr.C. Ramón Ángel Pons Murguía, Dr.C Rafael Gómez Dorta y la Dr.C Eulalia Villa González del Pino que por sus contribuciones y esfuerzos brindados incondicionalmente fueron decisivos en la realización y culminación de todos los módulos establecidos y con una calidad sin límites en cada tema abordado.

A mi equipo de trabajo de la maestría de la Empresa Eléctrica conformado por Ing. Pablo Oscar Hernández Gómez, Ing. José Ramón Sánchez Sarduy e Ing. Edwin Laza Tome que siempre trabajamos en equipos para dar respuesta exitosa a cada tarea asignada.

A mi compañero de trabajo Siul García Olite por sus constantes orientaciones y recomendaciones oportunas.

A los especialistas de la Dirección Técnica y el Despacho de Carga por colaborar con todos los datos necesarios en la investigación de este trabajo.

A mi Director de Capital Humano de nuestra Empresa MSc Ignacio D´Escoubet Pérez por su ayuda y consideración con el tiempo robado en mi desempeño ante este trabajo.

A todos gracias.

Resumen

Resumen:

En el presente trabajo se realiza un análisis de la fiabilidad de las redes eléctricas de distribución en la Empresa Eléctrica Cienfuegos, utilizando una adaptación del modelo de confiabilidad de PDVSA; realizando un diagnóstico de las redes de distribución incluyendo los niveles primarios, secundarios y de servicios. Los datos obtenidos se analizaron de forma probabilística y se ajustaron a distribuciones de probabilidad, a partir de las cuales se encontraron los elementos de mayor incidencia en las fallas, A partir de los análisis realizados se pudo constatar que la empresa no se encuentra en condiciones de realizar los mantenimientos centrados en fiabilidad, pues no se conocen los tiempos de trabajo de algunos de los equipos instalados en las redes eléctricas, por lo que se propone un procedimiento a seguir para la realización de las inspecciones periódicas, el que deberá quedar incluido en la empresa mediante los procedimientos diseñados en el sistema de calidad. Los datos de las fallas de los equipos más problemáticos, permitieron realizar un análisis de modos de falla y sus efectos, complementando en él esta herramienta con los árboles de falla. Se evaluó el comportamiento de los fallos de los transformadores en un término de 10 años en cada UBEM de forma mensual seleccionando la de mayor incidencia (UBEM Cienfuegos), donde se analizó cada circuito de este por medio de los indicadores de fiabilidad. Además se determinó el nivel de servicio al cliente con la respuesta a las fallas internas de los transformadores en la UBEM Cienfuegos y la medición del impacto económico ante dichas fallas.

Abstract

Abstract

In the present work accomplishes an analysis of the reliability of electricity distribution networks in the Utility Cienfuegos, using an adaptation of PDVSA reliability model; making a diagnosis of distribution networks including primary, secondary and service. The data obtained were analyzed and adjusted to probabilistic probability distributions, from which the elements were found higher incidence of faults, From the analyzes it was found that the company is not able to perform reliability-centered maintenance, as there are known work times of some of the equipment installed in the power grids, so we propose a procedure for conducting periodic inspections, which must be included in the company procedures designed by the quality system. Data from equipment failure most problematic, allowed analysis of failure modes and effects, complementing it with this tool fault trees. We evaluated the behavior of failures of transformers in a term of 10 years in each monthly UBEM of selecting the highest incidence (UBEM Cienfuegos), where each circuit was analyzed using the indicators of reliability. Also determined the level of customer service with the response to internal faults in transformers UBEM Cienfuegos and measuring the economic impact to these failures.

Índice

Índice

Introducción	4
Capítulo 1: Consideraciones Teóricas.	7
1.1 Fiabilidad Generalidades	7
1.2 Definición matemática de fiabilidad	8
1.3 Funciones y modelos de la fiabilidad	9
1.4 Fiabilidad de sistemas	15
1.5 Teoría de fallas	17
1.6 Evolución del concepto Calidad	20
1.7 Gestión de la Calidad	21
1.8 Evolución del mantenimiento	24
1.9 Análisis de Confiabilidad en Redes de Distribución	28
Conclusiones parciales.	33
Capítulo 2: Descripción del Objeto de Estudio y Procedimiento a Seguir.	34
2.1 Introducción general	34
2.2 Elementos de la organización de la producción de bienes y servicios en la Empresa Eléctrica Cienfuegos.	38
2.3 Organización del mantenimiento	46
2.4 Procedimiento para el análisis de fiabilidad en la distribución de la Empresa Eléctrica Cienfuegos.	50
Conclusiones parciales.	58
Capítulo 3: Análisis de la Fiabilidad en la Empresa Eléctrica Cienfuegos.	59
3.1 Indicadores de Fiabilidad	59
3.2: Análisis de la probabilidad de fallos	68
3.3 Construcción de Árboles de fallas y generación de soluciones.	75
3.4 Análisis del comportamiento de los transformadores de distribución.	80
Conclusiones parciales.	85
Conclusiones	86
Recomendaciones	87
Bibliografía	88
Tablas y anexos	92

Introducción

Introducción

El mundo industrial se ha visto envuelto en los últimos años en una alta competencia que obliga a las organizaciones a luchar por ocupar un lugar preponderante en las preferencias del cliente, el cual se refleje en sus ventas y utilidades. Uno de los aspectos que ha impulsado esa competencia es el fenómeno de la globalización, el cual ha inducido a las empresas a implementar formas más eficientes y eficaces de administrar sus procesos, de tal manera que la calidad y la productividad de los productos se mejore continuamente. El mejoramiento continuo de la calidad y la productividad permite a una organización ser más competitiva.

La aplicación de la fiabilidad a la ingeniería de productos y procesos ha demostrado excelentes resultados como medio de anticipar fallas de operación. Muchos de los problemas de producción pueden ser prevenidos mediante las técnicas de fiabilidad, con lo que se podrá obtener un producto acorde a las expectativas del cliente en cuanto a durabilidad y calidad, a las limitaciones tecnológicas y operativas de manufactura y al capital de trabajo. La gran competencia en mercados nacionales e internacionales obliga a las empresas a desarrollar estrategias que tomen como base el precio, la calidad, la fiabilidad y el tiempo de entrega (Robert J Latino, s.d.). Estas estrategias han tomado mucho interés en estos días, pues es una realidad que el éxito será para quienes logren llegar primero, con una calidad satisfactoria para el cliente y con un precio razonable y asequible para el nicho de mercado que se pretende capturar. Además, se quiere que estos productos tengan un rendimiento sin falla por un tiempo suficiente (vida útil), que satisfaga las expectativas del cliente.

La Empresa Eléctrica Cienfuegos se plantea como meta prevenir problemas y desarrollar estrategias de mantenimiento orientadas al mejoramiento continuo de la calidad, incremento de la productividad y reducción de los costos, en este contexto surge la necesidad de esta investigación.

Situación problemática:

En el año 2011 los índices de interrupciones fueron desfavorables según los indicadores propuestos por la Unión Nacional Eléctrica (UNE) en la Empresa Eléctrica, hubo más de 773 fallos en los diferentes niveles de voltaje de las redes eléctricas. Todo lo anterior representa una energía dejada de servir a los clientes con las consecuencias negativas de menor ingreso por concepto de facturación eléctrica a la entidad y el incremento de la insatisfacción al cliente por el servicio recibido.

En consecuencia **el problema científico**

¿Cómo mejorar la gestión de la fiabilidad en la distribución eléctrica?

La hipótesis de la investigación plantea:

Aplicando un procedimiento para la mejora de la fiabilidad, se facilitará el empleo de herramientas que darán la posibilidad de identificar oportunidades de mejora.

Las variables de la investigación en consecuencia quedan definidas como:

Variable independiente: Procedimiento para la mejora de la fiabilidad, el cual incluirá la forma en que se deben utilizar las técnicas de análisis.

Variable dependiente: Las oportunidades de mejora identificadas, las cuales dependen de la viabilidad de las técnicas aplicadas para este fin.

Definición Conceptual:

Procedimiento para la mejora de la fiabilidad: Forma especificada para llevar a cabo la parte de la gestión del mantenimiento centrado en la fiabilidad enfocada al cumplimiento de los objetivos de la calidad del proceso de servicio y a la mejora de sus indicadores operativos.

Las oportunidades de mejora identificadas: Mecanismo que definen los aspectos críticos del servicio brindado y las medidas técnico organizativo para elevar la satisfacción del cliente.

Definición operacional:

Procedimiento para la mejora de la fiabilidad: Se ha podido identificar un procedimiento que de manera estructurada posibilita el desarrollo del Mantenimiento Centrado en Fiabilidad en las redes eléctricas. Este procedimiento establece nuevos registros y define las herramientas a utilizar para poder determinar correctamente los índices de fiabilidad Tiempos Medios entre Fallos (TMEF) y los Tiempos de Trabajo hasta el Fallo (TTHF). Este procedimiento ha sido seleccionado después de la revisión de la teoría existente y su análisis crítico para la aplicación en el entorno cubano. En este caso se utiliza el procedimiento Adaptado de (Javier García González Quijano, 2004)

Las oportunidades de mejora identificadas: Se establecen indicadores para controlar el desempeño de la calidad del servicio al cliente aplicando las herramientas del software estadístico de Statgraphics Centurión XV

El objetivo general:

Aplicar un procedimiento para la mejora de la fiabilidad en la Empresa Eléctrica Cienfuegos logrando determinar los equipos con mayor incidencia de fallas y proponer mejoras.

Los **objetivos específicos** que se persiguen en este trabajo son:

- Revisar la literatura sobre el desarrollo y mejores prácticas en el análisis de la fiabilidad y las principales tendencias en la actividad de mantenimiento eléctrico contemporánea, que permita adoptar la teoría que sustente el desarrollo de la investigación
- Realizar un diagnóstico de fiabilidad al proceso de distribución eléctrica determinando los equipos con mayor índice de averías y proponer medidas para la solución de los problemas detectados.
- Insertar la gestión de la fiabilidad en el proceso de mantenimiento a las redes eléctricas y evaluar el nivel de servicio eléctrico al cliente.

El trabajo está estructurado en los siguientes capítulos:

Capítulo I: Consideraciones Teóricas

En este capítulo, se realiza una síntesis de los elementos necesarios para la fundamentación de la investigación. En el estudio teórico de la fiabilidad sus conceptos, ecuaciones y las herramientas informáticas así como las metodologías más relevantes para su aplicación. Además se realiza una exploración de la aplicación de la fiabilidad en las redes eléctricas.

Capítulo II: Descripción del Objeto de Estudio y Procedimiento a Seguir.

En el presente se desarrolla una caracterización de la Empresa Eléctrica Cienfuegos conjuntamente con un diagnóstico de fiabilidad al proceso de mantenimiento de las redes eléctricas. También se plantea la aplicación de un procedimiento de análisis de fiabilidad que se utilizará en esta investigación

Capítulo III: Análisis de la fiabilidad en la Empresa Eléctrica Cienfuegos.

Este capítulo recoge la aplicación del procedimiento en sus tres fases (de diagnóstico, de análisis y optimización), los resultados obtenidos así como las propuestas para la medición del nivel del servicio eléctrico al cliente por cada elemento de fallos del sistema y la evaluación económica de las fallas del proceso de distribución eléctrica.

Herramientas y Métodos

Se utilizan las herramientas que son consideradas como mejores prácticas dentro del análisis de la fiabilidad. Se emplean en la toma de información los registros de fallas, analizados a través de gráficas de Pareto, la utilización de Histogramas de Frecuencias, Árbol de fallas, Gráficos de frecuencia de fallas, Gráficos de tendencias, Gráficos de control , Análisis de la probabilidad de fallos, Análisis de correlación, Análisis de causa raíz (ACR), la técnica de Análisis de Modos de Fallos y sus Efectos (FMEA), Además se utilizan herramientas genéricas de gestión, para el trabajo con expertos (técnica de la multivotación, método Delphi)y software para el procesamiento de datos (el Método de Análisis de Regresión Weibull , el método de bondad de ajuste por la prueba Chi-cuadrada; Pruebas Razón de Verosimilitud y en la determinación del plan de mejora se aplica la herramienta 5W y 1H.

Resultados Esperados

La identificación de los equipos más problemáticos en las fallas de las redes de distribución eléctricas por medio del diagnóstico real al proceso de mantenimiento de las redes.

La evaluación de los indicadores establecidos y la implementación de nuevos indicadores para determinar la fiabilidad del proceso en las redes de distribución eléctrica.

La implementación del procedimiento adecuado a las características del servicio para mejorar la satisfacción del cliente y disminuir las quejas.

La propuesta de medición del nivel de servicio al cliente por causal de fallo de los transformadores y la evaluación del impacto económico de la avería del transformador.

Capítulo 1

Capítulo 1: Consideraciones Teóricas.

En este capítulo se estudian aspectos generales para la aplicación de la fiabilidad en la industria, se analizan conceptos y expresiones matemáticas de fiabilidad elementales para el estudio y análisis de fallas en cualquier entidad y se expone la relación de la Gestión de la Calidad y la Fiabilidad como herramienta para el mejoramiento continuo, se consideran además los aspectos del mantenimiento que contribuyen al mejoramiento de la fiabilidad. El hilo conductor para la comprensión del marco teórico se muestra en la figura 1.1.

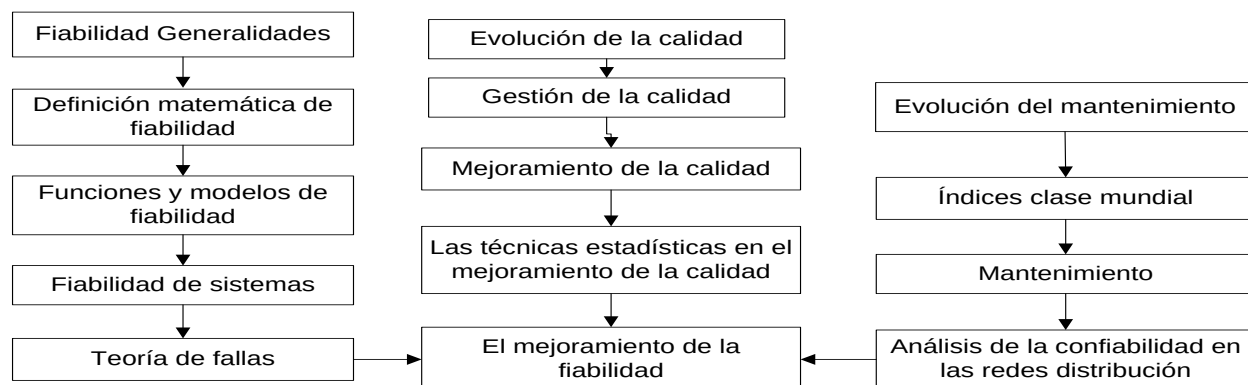


Figura 1.1 Hilo conductor del marco teórico Fuente: Elaboración propia

1.1 Fiabilidad Generalidades

1.1.1 Historia de la Fiabilidad

El comienzo histórico de la aplicación de las técnicas de fiabilidad se inicia en 1713 cuando Jacob Bernoulli formuló la ley de probabilidades de dos eventos independientes, posteriormente y antes de la Segunda Guerra Mundial el concepto se desarrolló y aplicó en la aviación. No obstante, fueron los servicios militares, por tener los problemas más agudos, los que dieron impulso al ordenado desarrollo de la Ingeniería de Fiabilidad. Los problemas de mantenimiento, reparación y las fallas de campo, se convirtieron en dificultades severas del equipamiento militar en la Segunda Guerra Mundial.

Entre 1945 y 1950 fueron revelados varios estudios sobre investigaciones realizadas y durante los años 50 numerosas compañías se enfrentaron con nuevos problemas en el diseño y construcción de complejos sistemas a niveles de confiabilidad sobre lo usual, motivando esto el surgimiento de un nuevo tipo de especialista conocido como Ingeniero de Fiabilidad (Dhillon, B, 2005).

El concepto de fiabilidad, al igual que muchas técnicas de calidad y productividad, tuvo su origen durante la segunda guerra mundial, pues en ese momento era una meta fundamental lograr alta fiabilidad en el material bélico a fin de disminuir al máximo la probabilidad de falla de cualquier equipo. Este concepto se ha venido depurando vertiginosamente en los últimos años, hasta convertirse en un área importante de investigación en la que se incorpora una gran variedad de conceptos matemáticos y estadísticos (Acuña, J. A., 2003).

La aplicación de la fiabilidad en la ingeniería permite anticipar fallas de operación, al realizar pruebas de campo, análisis de fallas y determinar la probabilidad de su ocurrencia; así se pueden prevenir problemas en la producción y desarrollar estrategias de mantenimiento orientadas al mejoramiento continuo de la calidad, incremento de la productividad y reducción de los costos.

La fiabilidad es la característica de calidad que mide la duración de los productos, los cuales deben operar sin fallas durante un tiempo especificado para ser confiables (Salazar & H. Gutiérrez Pulido, 2003).

En (Acuña, J. A., 2003) define el concepto de *fiabilidad* ($R(t)$) como la *probabilidad* de que una unidad de producto se desempeñe satisfactoriamente cumpliendo con su función durante un *período de tiempo diseñado y bajo condiciones previamente especificadas*. Donde la *probabilidad* es un resultado numérico de un evento aleatorio para el cual se conocen o no sus causas y debe ser de una magnitud comprendida entre cero y uno, el *período diseñado* significa que el funcionamiento del producto no es para siempre, si no hasta que se logre un nivel adecuado de satisfacción del cliente y las *condiciones previamente especificadas* significa que el proceso no se desarrolla bajo cualquier condición, sino bajo aquellas establecidas en el diseño y descritas muy claramente en los instructivos de uso y vida útil de producto, relacionado con cantidades físicas tales como presión, temperatura, humedad, viento, tensión o acciones humanas que imponen al producto un reto durante su funcionamiento y una probabilidad de acortar su vida útil.

Un estudio de fiabilidad busca estudiar la vida de un producto medida en unidades de tiempo (minutos, horas, días) o unidades relacionadas como son número de ciclos, distancia recorrida, piezas producidas, etc. La variable de respuesta o característica de calidad de interés en los estudios de fiabilidad es el tiempo a la falla (Salazar, H. G, 2004).

1.2 Definición matemática de fiabilidad

La probabilidad y la estadística estudian modelos (abstracciones de la realidad) que permiten variaciones en la salida de un sistema, aún cuando las variables que se controlan no cambien a propósito durante el estudio. Estos modelos se emplean para comprender, describir y cuantificar aspectos importantes del sistema y predecir la respuesta del sistema a diversas entradas. La probabilidad puede interpretarse como el grado de creencia de que ocurra el resultado, es útil cuantificar la posibilidad de que se presente cierto resultado. Para ello se asigna un número del

intervalo $[0,1]$ o un porcentaje del 0 al 100 %. Entre más grande sea el número mayor probabilidad del resultado. $P(B) = 0$ y $P(C) = 1$, son el resultado imposible y el seguro. A la asociación de un número con cada resultado de un experimento aleatorio se le conoce como variable aleatoria y el experimento aleatorio es aquel que puede proporcionar diferentes resultados, aún cuando se repita siempre de la misma manera (Salazar & H. Gutiérrez Pulido, 2003).

Las variables aleatorias discretas toman valores de un conjunto discreto de tal forma que cada posible valor x tiene asignada una probabilidad. Es por ello que su distribución viene definida por una función discreta, llamada función de probabilidad. $P_x(x)$. Las variables aleatorias continuas pueden tomar cualquier valor de la recta real. Es por ello por lo que su distribución viene definida por una función continua que llamamos función de densidad $f_x(x)$. Según el tipo de variable con que estemos trabajando la forma de la función de densidad nos dirá cuál es su comportamiento. (Carrión, 2002) (Centro de Estudios de PDVSA, 2010)

La definición matemática de fiabilidad utiliza principios de cálculo diferencial e integral que usa como variable independiente y aleatoria el tiempo y como variable dependiente la función de falla $f(t)$. Con ello es posible determinar por medio de la integración de esa función de falla y en el período de tiempo fijado el valor de la fiabilidad que corresponde. Esto se hace de la siguiente manera (Acuña, J. A., 2003)

Sea $R(t_1) = P(t > t_1)$ = probabilidad de que el sistema (producto o máquina) opere sin falla por un período de tiempo t_1 o fiabilidad del sistema en el tiempo t_1 .

Si $F(t) = P(t \leq t_1)$ entonces $R(t) = 1 - F(t)$

$$R(t) = 1 - \int_0^{t_1} f(t) dt = \int_{t_1}^{\infty} f(t) dt \quad (1.1)$$

Sea que $R(t=0) = 1$ y $R(t=\infty) = 0$

Por definición matemática entonces:

$$f(t) = -\frac{dR(t)}{dt} \quad (1.2)$$

1.3 Funciones y modelos de la fiabilidad

Respondamos entonces la interrogante de ¿qué funciones matemáticas y a través de qué modelos se puede determinar la fiabilidad?

En general las funciones que se utilizan en fiabilidad son: función de densidad, función de distribución acumulada, función de fiabilidad, función de riesgo, función de riesgo acumulada, vida media o tiempo medio a la falla y función cuantil.

La función de densidad es una función no negativa cuya integral sobre todo su rango posible es igual a 1. Lo que significa que el área bajo la curva entre dos valores es la probabilidad de observar fallas en ese intervalo. En fiabilidad suelen interesar funciones de densidad definidas en el intervalo de cero

al infinito, puesto que los tiempos de vida no pueden ser negativos. La función $f(t)$ es función de densidad (continua) si cumple que:

$$f(t) \geq 0 \text{ y } \int_{-\infty}^{\infty} f(t) dt = 1; -\infty < t < \infty \quad (1.3)$$

A partir de la función de densidad se definen otras funciones útiles en fiabilidad (Salazar & H. Gutiérrez Pulido, 2003).

La función de distribución acumulada, $F(t)$ se define como la integral de la función de densidad hasta el tiempo t , y no es otra cosa que la probabilidad de fallar antes del tiempo t ($P(T \leq t)$). Limitándonos a funciones de densidad de probabilidades definidas en el intervalo de cero al infinito, la función de distribución acumulada es:

$$P(T \leq t) = F(t) = \int_0^t f(x) dx \quad (1.4)$$

Con ésta función siempre creciente se obtiene directamente la probabilidad de fallar o la proporción de fallas antes del tiempo t .

La función de fiabilidad, $C(t)$ es una función siempre decreciente, también conocida como función de supervivencia, se define como $C(t) = 1 - F(t)$. Representa la probabilidad de sobrevivir al tiempo t . Cualquier producto falla o sobrevive a un tiempo dado t , por lo que $C(t) + F(t) = 1$ (Salazar, H. G, 2004).

La función de riesgo es también conocida como tasa de falla instantánea o tasa de riesgo, se define como:

$$h(t) = \frac{f(t)}{C(t)} = \frac{f(t)}{1 - F(t)} \quad (1.5)$$

Y se puede probar (Meeker y Escobar, 1999) (Sánchez, A. C, s.d.) que es el resultado del siguiente límite:

$$h(t) = \lim_{\Delta \rightarrow 0} \frac{P(t < T < t + \Delta | T > t)}{\Delta} \quad (1.6)$$

De aquí se deduce que $h(t) \Delta$ es aproximadamente la probabilidad condicional de, habiendo sobrevivido hasta el tiempo t , fallar en el intervalo pequeño $[t, t+\Delta]$. En otras palabras es la propensión a fallar que se tiene al tiempo t . Se esperaría que la función de riesgo fuera creciente, pues a medida que transcurre el tiempo se incrementa la propensión a fallar de muchos productos. Sin embargo, existen casos de productos que al inicio de su vida su propensión a fallar disminuye, es decir, al menos en dicho período su tasa de riesgo es decreciente. Existen algunos productos que durante toda la vida útil su tasa de riesgo es decreciente y en algunos es constante, esto significa que la propensión a fallar es la misma independientemente del tiempo transcurrido (Salazar, H. G, 2004).

La función de riesgo acumulado es la integral hasta el tiempo t de la función de riesgo, es decir,

$$H(t) = \int_0^t h(x)dx \quad (1.7)$$

La vida media es el valor que en promedio dura la vida del producto, es el valor esperado o media de la variable T, es decir,

$$E(T) = \int_0^{\infty} tf(t) dt \quad (1.8)$$

La vida media no es muy útil cuando la distribución de los tiempos de vida es sumamente asimétrica. En general es más recomendable la vida mediana, definida como el cuantil 50 %.

La función cuantil p es el tiempo t_p al cual se espera falle una fracción o proporción p de las unidades. Se puede definir en términos de la función de distribución acumulada como:

$$t_p = F^{-1}(p) \quad (1.9)$$

Esta función es útil en fiabilidad porque contesta de manera directa la pregunta sobre el tiempo al cual falla una fracción deseada de las unidades. Típicamente interesa estimar el tiempo al cual falla un porcentaje bajo de unidades (1%, 5%, 10%, 15%).

Cada una de las funciones mencionadas caracteriza la distribución de probabilidades a la que pertenece, lo que hace posible que, dada una de ellas, se puedan deducir todas las demás. Si una distribución es un buen modelo, entonces a través de ella se encuentran las principales características del sistema (población o proceso), tales como su tendencia central y variabilidad (Charles J & Latino, R. C, 2011)

La distribuciones binomial, geométrica e hipergeométrica son modelos relacionados con el experimento de Bernoulli, que es un experimento aleatorio donde en cada realización ocurre sólo uno de dos resultados posibles. A uno de los resultados se le llama éxito y al otro fracaso. La distribución binomial (n, p) proporciona la probabilidad de observar x éxitos en una secuencia de n experimentos Bernoulli independientes con una probabilidad constante de éxito p, con $x = 1, 2, 3 \dots n$. La distribución geométrica proporciona la probabilidad de realizar X experimentos Bernoulli independientes con probabilidad constante de éxito a fin de obtener el primer éxito $X = 1, 2, \dots$. La distribución hipergeométrica da la probabilidad de obtener X éxitos en n experimentos Bernoulli donde no se mantiene la probabilidad de éxito constante. La distribución de Poisson caracteriza situaciones de obtener número de eventos que ocurren por unidad, tales como; número de defectos por artículo, número de defectos por metro cuadrado, número de impurezas en un líquido, número de errores de un trabajador (Carpaneto, E & Chicco., G., 2004).

1.3.1 Modelos que permiten determinar la fiabilidad

Usualmente la información de datos relativos a las fallas sobre elementos de ingeniería es registrada y procesada con parámetros como el tiempo medio entre fallas y la tasa de fallas. El tiempo para fallar de cada elemento puede seguir diferentes modelos. A través de los años varias distribuciones

estadísticas han sido utilizadas para representar estos modelos, como la exponencial, Weibull, normal, gamma y Rayleigh. Las experiencias pasadas indican que generalmente el tiempo para fallar de partes electrónicas sigue la distribución exponencial y partes mecánicas la Weibull. No obstante, en la vida real para la evaluación de fiabilidad de sistemas y partes en ingeniería es usada ampliamente la distribución exponencial. Probablemente el factor más importante para esta amplia aplicación sea la simplicidad de su uso(Dhillon, B, 2005)

Las variables aleatorias se caracterizan por el hecho de seguir determinadas pautas en su comportamiento y siguen cierta distribución, que nos permite hallar las probabilidades de que ocurran determinados sucesos(Andreani, A. A., 2009)

Algunas variables aleatorias presentan comportamientos característicos que son estándares de uso frecuente. Cuando una variable aleatoria se representa en forma gráfica, es posible identificar una distribución de probabilidad de esa variable que puede ser empírica o teórica. Las distribuciones empíricas se representan utilizando distribuciones de frecuencias de datos agrupados. Las distribuciones teóricas, ya sean discretas o continuas, han sido estudiadas y definidas, lo que permite un excelente medio de ajustar el comportamiento de una variable. (Acuña, J. A., 2003)

Para determinar si un conjunto de datos se distribuyen por alguna de éstas distribuciones teóricas se utilizan las pruebas de bondad de ajustes, donde sobresalen: la prueba chi-cuadrado, (muestras grandes en datos agrupados)(Murguía, P. R, s.d.), Kolmogorov-Smirnov (muestras grandes en datos no agrupados) y Shapiro-Wills (muestras pequeñas en datos no agrupados) según *De Vore 1998*(Sánchez, A. C, s.d.) donde se pueden usar paquetes estadísticos, que tienen módulos para pruebas de éste tipo que evalúan estadísticamente ese ajuste(Acuña, J. A., 2003).

Existe gran diversidad de distribuciones que se han utilizado como modelos de tiempo de falla. La justificación más frecuente de un modelo es su mejor ajuste a los datos observados. En cualquier estudio de fiabilidad un aspecto fundamental es identificar cuál es la distribución que mejor modela el tiempo de falla (o vida) de los productos.

Los tiempos a la falla son valores no negativos que suelen tener un comportamiento asimétrico, con sesgo positivo. Esto hace que la variable aleatoria “tiempo a la falla” tenga comportamientos diferentes al modelo normal. Por ello, para modelar tiempos de vida no se usa con frecuencia la distribución de probabilidad normal, sino distribuciones que toman valores positivos como la Weibull, lognormal, exponencial y gamma, por mencionar algunas. Como modelos de tiempo de falla se han utilizado frecuentemente cinco distribuciones: exponencial, Weibull, valor extremo, normal y lognormal(Salazar, H. G, 2004).

La distribución exponencial se utiliza frecuentemente para modelar tiempos. Una de las características distintivas de la distribución exponencial es que su función de riesgo es constante, esto significa que los productos cuyo tiempo de falla siguen una distribución exponencial, “no

envejecen” o “no se fatigan”. Pero esto no significa que no fallen, más bien lo que implica es que su tasa de riesgo o propensión a fallar se mantiene constante en el tiempo. Esta propiedad de la distribución exponencial se conoce como *falta de memoria*, en el sentido de que los productos cuya vida es exponencial no registran en su tasa de riesgo el tiempo transcurrido: sin importar que el producto tenga mucho tiempo funcionando, su riesgo de fallar es el mismo que cuando estaba nuevo. Si bien la propiedad de falta de memoria parece irreal, en la práctica existen productos cuya vida se puede modelar bien con esta distribución. Por ejemplo, se ha utilizado para describir la vida de componentes electrónicos de alta calidad que generalmente fallan por causas ajenas o extrínsecas al propio producto, y estas fallas ocurren de manera aleatoria en el tiempo. Contrariamente, la distribución exponencial no es útil para modelar la vida de productos sujetos a desgaste o fatiga de algún tipo, por ejemplo piezas metálicas como balatas, baleros, bisagras, etc., ya que en éstos productos la tasa de riesgo se incrementa con el tiempo (Sánchez, A. C, s.d.)

La distribución Weibull dada su flexibilidad, es una de las más utilizadas para describir la vida de productos, ya que permite modelar productos con tasas de riesgo creciente, constante y decrecientes. En su forma típica esta distribución está determinada por dos parámetros: el de forma (β) y el de escala (η). Como sus nombres lo indican el primero tiene efecto sobre la forma que toma la distribución y el segundo afecta la escala del tiempo de vida. (Allan, R. N, 1982).

La distribución Weibull es un modelo apropiado para modelar tiempos de falla de productos compuestos por muchas partes con distribuciones de vida comparables, donde el producto falla cuando una de las partes falla. Es decir, el tiempo de falla del producto es igual al tiempo de falla mínimo de las partes que lo conforman (falla de eslabón más débil). Por ejemplo, la vida de un capacitor está determinada por la porción de su dieléctrico con vida más corta. (Andreani, A. A., 2009). La distribución del valor extremo, es la distribución natural para modelar productos cuya vida es la mínima de sus componentes, en el mismo sentido que se comentó para la distribución Weibull. En la función de densidad de ésta distribución, m es un parámetro de localización y s de escala. La distribución del valor extremo está relacionada muy estrechamente con la Weibull, ya que si la variable T sigue una distribución Weibull (β, η), su logaritmo neperiano $\ln(T)$ sigue una distribución valor extremo con parámetros de escala $\sigma = 1/\beta$ y parámetro de localización $\mu = \ln(\eta)$ (Salazar, H. G, 2004).

La distribución normal es una distribución continua cuya densidad tiene forma de campana. La distribución normal no es de las más utilizadas en los datos de vida, puesto que la variable “tiempo de falla” suele tener un comportamiento asimétrico, mientras que la normal siempre es simétrica. Sin embargo, en ocasiones es el modelo seleccionado por ajustarse mejor a los datos. En teoría, la distribución normal es el modelo apropiado cuando la falla del producto es el resultado de muchos

pequeños efectos que actúan de manera aditiva sobre el producto. En la función de distribución acumulada, F es la función de distribución acumulada de la normal estándar (Salazar, H. G., 2004).

En la distribución normal el parámetro de localización, m , coincide con la media de la distribución y el parámetro de dispersión, S , es la desviación estándar. Esta es la única distribución donde ambos parámetros tiene esta interpretación directa.

El modelo lognormal puede servir cuando los tiempos a la falla son el resultado de muchos efectos pequeños que actúan de manera multiplicativa. Esto hace que al sacar el logaritmo dichos efectos se conviertan en efectos que actúan de manera aditiva sobre el logaritmo del efecto global o logaritmo del tiempo de falla. Es por ello que el logaritmo de una variable lognormal la transforma en una variable normal. En las expresiones más usadas en fiabilidad para la distribución lognormal m es el parámetro de localización, se conoce también como log media, y s , parámetro de escala se conoce como log desviación estándar. Existe una estrecha relación entre la distribución lognormal y la normal, ya que si T sigue una distribución lognormal, su logaritmo neperiano $\ln(T)$ sigue una distribución normal. O bien, si T tiene una distribución normal, $y \equiv \exp(T)$ tiene una distribución normal. El modelo lognormal se ha utilizado para modelar los tiempos de falla de procesos de degradación, por ejemplo, de fatiga de metales y de aislantes eléctricos (Sánchez, A. C., s.d.).

La distribución de la bañera, que toma su nombre de su forma, es una distribución típica de la representación de vida útil de productos. La forma clásica que toma ésta distribución se puede observar en la figura 1.2.

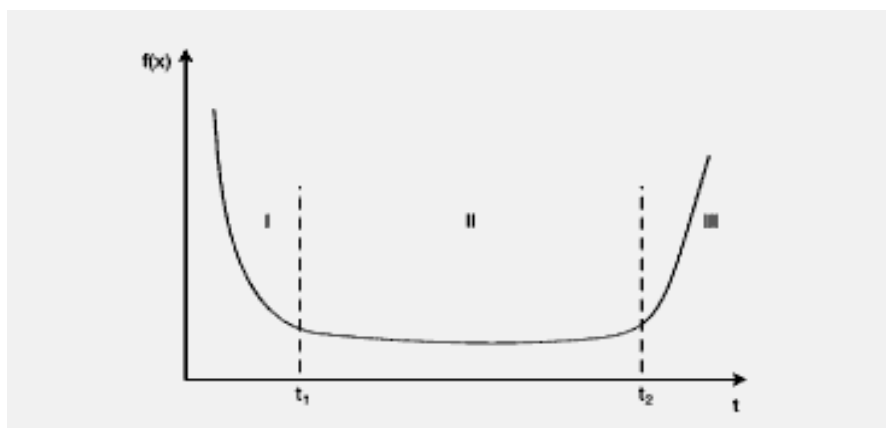


Figura 1.2 Distribución de la bañera

Fuente: (Acuña, J. A., 2003)

Existen tres períodos en el comportamiento de ésta distribución (Dhillon, B, 2005)

- I. *Período de mortalidad infantil:* que va desde $t = 0$ hasta $t = t_1$. Este segmento se caracteriza por ser un período de fallas tempranas debidas a la naturaleza novedosa del producto. Conforme el producto se ajusta a las condiciones de funcionamiento, las fallas van

disminuyendo. La distribución que mejor se ajusta en éste período es una distribución exponencial negativa.

- II. *Período de falla constante:* que va de $t = t_1$ a $t = t_2$. Este período se caracteriza por una ocurrencia casi constante de fallas. Los equipos o productos se han adaptado a su forma de funcionamiento, de tal manera que la probabilidad de fallas se mantiene aproximadamente constante. La distribución que mejor se ajusta en éste período es la distribución uniforme continua.
- III. *Período de desgaste:* que va de $t = t_2$ hasta $+\infty$. Este período se caracteriza por un período creciente de fallas que indica que el producto está pronto a cumplir con su ciclo de vida útil. La distribución de probabilidad que mejor se ajusta en este período es la distribución exponencial positiva.

(Amendola, L., 2002) explica la distribución de la bañera con la función de riesgo y con esta caracterizan la vida de un producto. Los dos puntos de inflexión que separan las tres etapas de la vida son de interés en el estudio de fiabilidad del producto: el primero tiene relación directa con la determinación del tiempo de quemado o “burn in”, y el segundo tiene relación con el tiempo al cual la unidad debe sustituirse por una nueva, o bien darle un mantenimiento mayor para alargar su vida útil. En las tablas 1.1 y 1.2 ver Anexo se resumen las funciones más usadas en fiabilidad para las distribuciones mencionadas anteriormente.

1.4 Fiabilidad de sistemas

La evaluación de la fiabilidad de un sistema es representado por diagramas de bloques, a su vez un diagrama de bloque es formado por varios sub bloques, representando subsistemas, unidades, partes. La probabilidad de falla o de éxito de cada subsistema, unidad o parte es estimada para calcular la probabilidad de falla, de éxito de todo el sistema. En este caso la probabilidad de éxito o falla de los componentes no varía con el tiempo, ésta se mantiene constante. Generalmente en este tipo de análisis o evaluación de fiabilidad es asumido que los componentes, unidades, subsistemas fallan independientemente (Dhillon, B, 2005)

Con frecuencia los componentes de un sistema están conectados en serie, en paralelo o en forma mixta. Cuando están conectados en serie se requiere que todos los componentes funcionen para que el sistema funcione; cuando están en paralelo basta que uno de los componentes funcione para que el sistema funcione. Bajo el supuesto de que los componentes del sistema son independientes, es posible calcular con relativa facilidad la fiabilidad del sistema (Centro de Estudios de PDVSA, 2010).

1.4.1 Conexiones en series

Un sistema en serie con k componentes, cuyas fiabilidades son $C_1, C_2, \dots, C_k$; respectivamente. Bajo el supuesto de que trabajan de manera independiente, la fiabilidad del sistema es igual a la probabilidad de que todos funcionen, por lo tanto está dada por:

$$C_s = C_1 * C_2 * \dots * C_k \quad (1.10)$$

Puesto que se requiere que todos funcionen para que el sistema funcione. Esta es la llamada *regla del producto de probabilidades*. Mientras más larga es la serie de componentes, la fiabilidad del sistema es menor, ya que $0 < C_i < 1$. De aquí que una forma de mejorar la fiabilidad del sistema es reducir la cantidad de componentes que están conectados en serie. Cada bloque en el diagrama representa una unidad o componente, si al menos una unidad falla, el sistema falla. En otras palabras, todas las unidades deben operar normalmente para el éxito del sistema.

1.4.2 Conexiones en paralelo

Es una red ampliamente usada y representa un sistema con unidades operando simultáneamente. Al menos una unidad debe operar normalmente para que el sistema sea exitoso. En un sistema en paralelo de k componentes, basta que uno de ellos funcione para que el sistema funcione. O bien, se requiere que todos fallen para que el sistema falle. De aquí restando a 1 la probabilidad de que todos fallen, es igual a la fiabilidad del sistema, esto es,

$$C_s = 1 - P(\text{todos fallen}) = 1 - [(1 - C_1) * (1 - C_2) * \dots * (1 - C_k)] \quad (1.11)$$

A mayor cantidad de componentes en paralelo o redundantes, el sistema es más confiable (Salazar, H. G, 2004).

La configuración de un sistema en paralelo implica una decisión inicial acerca de cuáles y cuántos componentes deben ser redundantes, pero sobre todo, las razones por las cuales debe crearse esa redundancia, las cuales se refieren esencialmente a la naturaleza de la falla y sus consecuencias humanas, técnicas y económicas (Acuña, J. A., 2003).

1.4.3 Conexiones en serie y en paralelo

Muchos sistemas están compuestos por subsistemas en serie y en paralelo conectados de cierta manera. En algunos de estos casos puede ser complicado obtener la fiabilidad del sistema. De hecho un problema que surge es determinar la configuración de los componentes que maximiza la fiabilidad del sistema (Salazar & H. Gutiérrez Pulido, 2003).

Para calcular la fiabilidad del sistema, éste se puede ver como un sistema en serie de cuatro componentes, dos de los cuales a su vez son sistemas en paralelo.

En la tabla 1.3 del Anexo, se muestra un resumen de las expresiones para la evaluación de la fiabilidad de las diferentes conexiones básicas y las derivadas de éstas.

1.5 Teoría de fallas

El fallo es el suceso después del cual el componente o sistema deja de cumplir total o parcialmente sus funciones. Los fallos pueden ser según (Charles J & Latino, R. C, 2011)

- a. Catastróficos o paramétricos, atendiendo a la magnitud en que el componente o sistema pierda su capacidad de trabajo. Los fallos catastróficos inhabilitan completamente el trabajo del componente. Este es el caso de la rotura mecánica y el cortocircuito. Los fallos paramétricos son los fallos parciales que sólo degradan o limitan la capacidad de trabajo del componente.
- b. Independientes o dependientes, si la causa de fallo es específica del componente o sistema dado si ella es causa además del fallo de otros. En este último caso se produciría el fallo simultáneo o cuasi simultáneo de varios equipos por la misma causa, lo que podría afectar sensiblemente la seguridad.
- c. Repentinos o graduales, atendiendo a la forma en que aparece el fallo, súbitamente o pasando por estados degradados previos. El fallo gradual es característico de los procesos de desgaste y envejecimiento por el uso continuado.
- d. Estables, temporales o intermitentes, atendiendo al tiempo de permanencia del estado fallado. Existen fallos estables que impiden el trabajo del componente permanentemente hasta que no se somete al mantenimiento correctivo. Los fallos temporales a veces se “limpian” una vez que desaparece la causa que temporalmente los provocó (esto ocurre por ejemplo en los sistemas de transporte de energía eléctrica debido a fenómenos naturales). Los fallos intermitentes son los que desaparecen y vuelven a aparecer al cabo de un tiempo.
- e. De interrupción o de bloqueo, atendiendo al momento de la explotación en que se producen. son de interrupción cuando ocurren en el momento en que un equipo se encuentra en operación e interrumpe su trabajo, son de bloqueo cuando ocurren en el momento en que se trata de arrancar un equipo y éste se bloquea y no puede hacerlo.
- f. Visibles u ocultos, dependiendo de la posibilidad de detección del fallo. El fallo es visible cuando puede detectarse y ser corregido en cuanto se produce. El fallo es oculto cuando se produce en dispositivos a la espera que no pueden controlarse de forma continua y pueden estar fallados inadvertidamente.
- g. Primarios, secundarios, comando o modo común, atendiendo a la naturaleza de su origen y sus causas. El fallo es primario si ocurre en el propio componente o sistema, es secundario si ocurre en un sistema o componente soporte (ventilación, alimentación eléctrica, etc.) que da servicio al dispositivo, y por tal razón, éste queda funcionalmente indisponible. Es comando si se produce en la formación de la señal necesaria para el

arranque del dispositivo, el cual no llega a producirse porque el componente no se “entera” de que debe hacerlo. Por último el fallo modo común es el fallo dependiente que tiene lugar en componentes redundantes e idénticos, susceptibles de diversos factores de acoplamiento técnicos, ambientales y humanos.

1.5.1 Modos de fallo de componentes

El fallo puede ocurrir de diversas formas, conocidas como *modos de fallo*. El modo de fallo se refiere a la forma en que se manifiesta el fallo de un componente. Los modos de fallos más característicos se relacionan a continuación (Mendoza, I. R, 2009)

- Fallo al arranque: Caracteriza el fallo de componentes a arrancar cuando son demandados. Es aplicable a todos los componentes que realizan su función arrancando y con movimiento continuo subsiguiente. Ejemplos: Bombas, Diesel, ventiladores, Compresores.
- Fallo en Operación: Caracteriza el fallo de un componente que trabaja en forma continua durante un tiempo de misión requerido. Es aplicable a todos los componentes que realizan su función por movimiento continuo. Ejemplos: Bombas, Diesel, ventiladores, Compresores (durante su fase de operación).
- Fallo a la apertura: Caracteriza el fallo de un componente a moverse a una posición nueva, abierta. Ejemplos: Válvulas, Interruptores, accionamientos de la protección del transformador.
- Fallo al cierre: Caracteriza el fallo de un componente a moverse a una posición nueva, cerrada. Ejemplos: Drop out, Cuchillas, Seccionalizadores, Válvulas, Interruptores.
- Fallo al mantenimiento de la posición: Caracteriza los fallos de componentes para mantener la posición requerida. Se refiere a componentes que tienen que mantener su posición durante el tiempo de misión o estar en posición correcta cuando son demandados. Ejemplos: Válvulas, Interruptores, cambia tap del transformador.
- Fallo por rotura: Caracteriza una rotura grande en el sistema o la redes eléctricas. Es aplicable a todos los componentes del circuito. Este fallo inhabilitaría al componente para realizar su función y puede presentarse durante la operación o estar presente en el momento que el componente se encuentra a la espera y es demandado. Ejemplos: Pararrayos, Shield de tierra.
- Fallo en funcionamiento: Es un modo de fallo general, que caracteriza el fallo de un componente para cumplir su función. Es aplicable a componentes que no se mueven (macroscópicamente) para ejecutar su función. Este fallo puede ser relativo al tiempo de

operación o a la demanda. Ejemplos: Equipos de instrumentación y control, esquemas de protecciones eléctricas.

- Obstrucción: Caracteriza cualquier forma de obstaculizar el flujo en la dirección requerida, no causada por la operación normal del componente. Es aplicable a la mayoría de los componentes a través de los cuales se mantiene o establece un flujo de líquido, vapor o gas.
- Corto a tierra, corto circuito y circuito abierto: Son aplicables a los componentes eléctricos y de instrumentación y control. Se trata de fallos relativos al tiempo de operación o de espera. Ejemplos: Barras, Centros de Control de Motores.

1.5.2 Herramientas de evaluación de fallas

Para identificar las causas reales y potenciales de las fallas de un sistema en estudio (Acuña, J. A., 2003) explica algunas herramientas como el diagrama causa efecto, análisis de modo y efecto de falla (AMFE), diagramas de eventos y diagramas de árbol, considerándolas como medios que sirven para esquematizar la información y dejarla dispuesta para su análisis y para el desarrollo de mejoras. (Murguía, P. R, s.d.) Realiza una explicación detallada del árbol de eventos y el árbol de fallos.

En un diagrama causa efecto se anota en un recuadro el nombre de la falla principal, los elementos tecnológicos, ambientales, humanos, organizacionales como encabezado en cada rama y finalmente se anotan las causas de falla de cada factor, así se esquematiza la influencia de cada factor y evalúan los efectos que correspondan a la falla.

La metodología AMEF permite detectar aspectos críticos que requieren atención, es una herramienta clave en la labor de mejorar la fiabilidad de procesos y productos, proporciona la orientación y los pasos que un grupo de personas debe seguir para identificar y evaluar las fallas potenciales de un producto o un proceso, junto con el efecto que provocan éstas. A partir de lo anterior, el grupo establece prioridades y decide acciones para intentar eliminar o reducir la posibilidad de que ocurran las fallas potenciales que vulneran la fiabilidad.

El árbol de eventos es una técnica de modelado inductiva, parte de un suceso iniciador particular y se ramifica en diversos estados finales generales posibles, de éxito (OK) o daño (X), dependiendo de las respuestas de los sistemas en los encabezamientos. Los nodos son puntos de decisión del sistema que corresponda. En ellos se produce la bifurcación en dos caminos, uno hacia arriba, correspondiente al éxito del sistema y otro hacia abajo, correspondiente a su fallo. Para evaluar cuantitativamente el riesgo que representa un suceso iniciador, y sus contribuyentes, es necesario desarrollar previamente los modelos de

fiabilidad de los sistemas, pues de la probabilidad de éxito o falla de dichos sistemas dependerá que el estado final sea de éxito o daño.

El árbol de fallos es un modelo lógico deductivo, que parte del suceso tope para el cual se produce el fallo de un sistema. De una forma sistemática se va desarrollando el suceso tope en los sucesos intermedios que conducen a éste, y a su vez los sucesos intermedios en otros de menor jerarquía, hasta llegar a los sucesos primarios, determinados por el nivel de resolución del análisis posible o deseable. Este se establece atendiendo a los datos de fallos de que se dispone y/o al alcance que se pretende lograr de acuerdo con los objetivos de estudio. Los sucesos primarios e intermedios se interconectan mediante compuertas lógicas.

1.6 Evolución del concepto Calidad

A lo largo del tiempo el concepto de calidad en las empresas han ido evolucionando de manera sustancial hacia el concepto de calidad total.

Esta visión comenzó a cambiar con la Revolución Industrial, a partir de la cual se dejaron de crear productos únicos y la demanda aumentó de forma importante.

Posteriormente, factores como la minimización de costes, la aparición de economías de escala y el aumento de la competencia entre las empresas, provocaron la aparición del concepto de “control de calidad”. El control de calidad se basaba en la inspección de la producción para evitar la salida de bienes defectuosos y en la actuación para que esos defectos no siguieran apareciendo. Conseguir más calidad implicaba controlar más y por tanto mayores costes

En los últimos años el concepto calidad ha seguido evolucionando, hasta llegar al concepto actual de Calidad Total, según el cual, la calidad es una fuente de beneficios. Una mayor calidad, trae consigo menores costes de no calidad, es decir, costes provocados por no hacer las cosas bien a la primera. Lo caro no es hacer bien las cosas, sino hacerlas mal para que luego haya que dejarlas bien.

La Calidad Total se basa en un sistema de gestión empresarial que involucra a toda la organización, centrándose en la satisfacción del cliente, tanto interno como externo. La Calidad Total engloba todos los aspectos de la empresa, consiguiendo la Calidad del Producto, la Calidad del Servicio, la Calidad de Gestión y la Calidad de Vida en toda la empresa y sus miembros.

Esta última etapa de la evolución de la calidad está estrechamente ligada al concepto de “mejora continua”. El objetivo de la mejora continua es optimizar los resultados actuando sobre los servicios, productos, o procesos que sin poder ser considerados como deficientes ofrecen una oportunidad de mejora.

En la actualidad, la calidad se ha convertido en un factor estratégico clave, del que dependen la mayor parte de las organizaciones para mantener su posición en el mercado o incluso para asegurar su supervivencia.

Tabla 1.4- Evolución del Concepto de Calidad Fuente : Elaboración propia

Evolución del concepto de calidad					
	1ra generación	2da generación	3ra generación	4ta generación	5ta generación
concepto	Calidad por Inspección	Aseguramiento de la Calidad	Proceso de Calidad Total	Proceso de Mejora Continua de la Calidad	Reingeniería y Calidad Total
enfoque	Herramienta	Herramienta	Estrategia de la empresa	Estrategia de la empresa	Rediseña la empresa
orientación	Al producto	Al proceso	Al cliente	A mejorar todas las actividades de la empresa hacia el cliente externo	A estructurar procesos completos hacia el cliente externo

1.7 Gestión de la Calidad.

Los clientes necesitan productos con características que satisfagan sus necesidades y expectativas. Estas necesidades y expectativas se expresan en la especificación del producto y son generalmente denominadas como requisitos del cliente. Al decir que un artículo es de alta calidad debe entenderse que cumple todas sus especificaciones, incluyendo la fiabilidad, Así, fiabilidad es calidad a lo largo del tiempo. No es suficiente que un producto cumpla las especificaciones y criterios de calidad establecidos y evaluados durante el proceso de producción, sino que además es necesario que tenga un buen desempeño durante cierto tiempo. (Ramakrishnan, S, 2011).

El enfoque a través de un sistema de gestión de la calidad anima a las organizaciones a analizar los requisitos del cliente, definir los procesos que contribuyen al logro de productos aceptables para el cliente y a mantener estos procesos bajo control (ISO 9001:2008).(Comité técnico de Normalización NC/CTN 56, 2008).

Con el incremento de las exigencias de los consumidores en relación con la calidad de los productos y servicios, el mantenimiento ha pasado a ser un elemento importante en el desempeño de los equipos y en los resultados de la empresa, cuyo impacto fundamental se manifiesta en los ingresos de la empresa, el comportamiento de los costos, de la productividad y de la disponibilidad de los equipos para la producción. Como parte del sistema de gestión de la calidad, los procedimientos de mantenimiento deben indicar el

objetivo de la función mantenimiento dentro de la empresa, como actividad responsable por el aumento de la disponibilidad y fiabilidad operacional de los equipos, obras e instalaciones (especialmente aquellas fundamentales a la actividad fin de la empresa), minimizando costos y garantizando el trabajo con seguridad y calidad. (Tavares, L., s.d.)

En mantenimiento productivo total el aseguramiento de la calidad se refiere a un mantenimiento apropiado de cada parte del equipo o del proceso, con el objetivo de lograr cero defectos al concentrarse en las relaciones entre condiciones del equipo y la calidad del producto. (Amendola, L., 2002)

1.7.1 Mejoramiento de la calidad

Las necesidades y expectativas de los clientes son cambiantes y debido a las presiones competitivas y a los avances técnicos, las organizaciones deben mejorar continuamente sus productos y procesos. Una organización que funcione según los requisitos de un sistema de gestión de la calidad genera confianza en la capacidad de sus procesos y en la calidad de sus productos y proporciona una base para la mejora continua, lo que conduce a un aumento de la satisfacción de los clientes (R.W. Hoyer & Brooke, 2001)

El objetivo de la mejora continua es incrementar la probabilidad de aumentar la satisfacción de los clientes. La *mejora de la calidad* es la parte de la gestión de la calidad orientada a aumentar la capacidad de los requisitos de la calidad y la *mejora continua* es la acción recurrente para aumentar la capacidad de cumplir los requisitos. (Juran J.M, 1992)

El mejoramiento continuo de las prácticas de mantenimiento así como la reducción de sus costos, son resultados de la aplicación del ciclo de calidad total como base en el proceso gerencial. Los conflictos entre clientes y proveedores crean costos y consumen tiempo y energía. La gestión dinámica del mantenimiento comprende la administración de sus interfaces con otras divisiones corporativas. La coordinación en la planificación de la producción, la estrategia de mantenimiento, la adquisición de repuestos, la programación de servicios y el flujo de información entre estos subsistemas eliminan los conflictos en la obtención de metas. (Amendola, L., 2002)

1.7.2 Las técnicas estadísticas en el mejoramiento de la calidad

El uso de técnicas estadísticas puede ser de ayuda para comprender la variabilidad y ayudar por lo tanto a la organización a resolver problemas y a mejorar la eficacia y la eficiencia. Asimismo estas técnicas facilitan una mejor utilización de los datos disponibles para ayudar en la toma de decisiones. La variabilidad puede observarse en el comportamiento y en los resultados de muchas actividades, incluso bajo condiciones de aparente estabilidad. Dicha variabilidad puede observarse en las características medibles de los productos y los

procesos, y su existencia puede detectarse en diferentes etapas del ciclo de vida de los productos, desde la investigación de mercado hasta el servicio al cliente y su disposición final. Las técnicas estadísticas pueden ayudar a medir, describir, analizar, interpretar y hacer modelos de dicha variabilidad, incluso con una cantidad relativamente limitada de datos. El análisis estadístico de los datos puede ayudar a proporcionar un mejor entendimiento de la naturaleza, alcance y causas de la variabilidad, contribuyendo a solucionar y prevenir los problemas que podrían derivarse de dicha variabilidad, y a promover la mejora continua. (NC/CTN 56 Gestión de la Calidad y Aseguramiento de la Calidad,, 2005)

La Fiabilidad Operacional se basa en análisis estadísticos orientados a mantener la fiabilidad de los equipos, con la activa participación del personal de la empresa. El fin último del análisis de fiabilidad es cambiar el mantenimiento correctivo, no programado y altamente costoso, por actividades preventivas planeadas que dependan del historial de los equipos, y permitan un adecuado control de costos. El comportamiento histórico de las fallas de los equipos se puede hallar utilizando las estadísticas por medio del análisis de fiabilidad. Partiendo del historial de fallas se proyecta la influencia de las actividades del mantenimiento preventivo sobre algunos índices de gestión de los equipos tales como la Fiabilidad, Mantenibilidad, Disponibilidad y Efectividad Global. ("Evaluation Criteria for Reliability-Centered Maintenance (RCM) Processes," 2009)

1.7.3 El mejoramiento de la Fiabilidad

La Fiabilidad es calidad a lo largo del tiempo, al insertarse en los procesos de la organización, contribuirá a aumentar la capacidad de los requisitos de calidad de los activos de la infraestructura de producción.

El proceso de mejoramiento de la fiabilidad operacional, genera cambios en la cultura de la organización, haciendo que ésta se convierta en una organización diferente, con un amplio sentido de la productividad, con una visión clara del negocio y gobernada por hechos. Cualquier hecho aislado en alguno de los cuatro bloques representados en la figura 1.3 puede traer beneficios, pero si no se tienen en cuenta los demás factores es probable que éstos sean limitados y/o diluidos en la organización y pasen a ser sólo parte del resultado de un proyecto y no de una transformación (Centro de Estudios de PDVSA, 2010).

La variación en conjunto o individual de cualquiera de los cuatro factores, afectará el comportamiento global de la fiabilidad operacional. La fiabilidad operacional es una ruta flexible y a la medida para compañías que buscan la excelencia empresarial y la gerencia de todos sus recursos

Es un proceso de mejoramiento continuo basado en hechos, alcanzado por una armonía de implantación de herramientas y técnicas basadas en riesgo en la que colaboran todas las partes de la organización. (“El Análisis Causa Raíz, Estrategia de Confiabilidad Operacional.” 2005)

1.8 Evolución del mantenimiento

Podemos encontrar infinidad de definiciones diferentes para el concepto de mantenimiento según los criterios de cada autor. Intentando homogeneizar diferentes criterios, podemos definir el mantenimiento como *el conjunto de actividades que se realizan sobre un componente, equipo sistema para asegurar que continúe desempeñando las funciones que se esperan de él, dentro de su contexto operacional.*

El objetivo fundamental del mantenimiento, por tanto, es preservarla función y la operatividad optimizar el rendimiento y aumentar la vida útil de los activos, procurando una inversión óptima de los recursos.

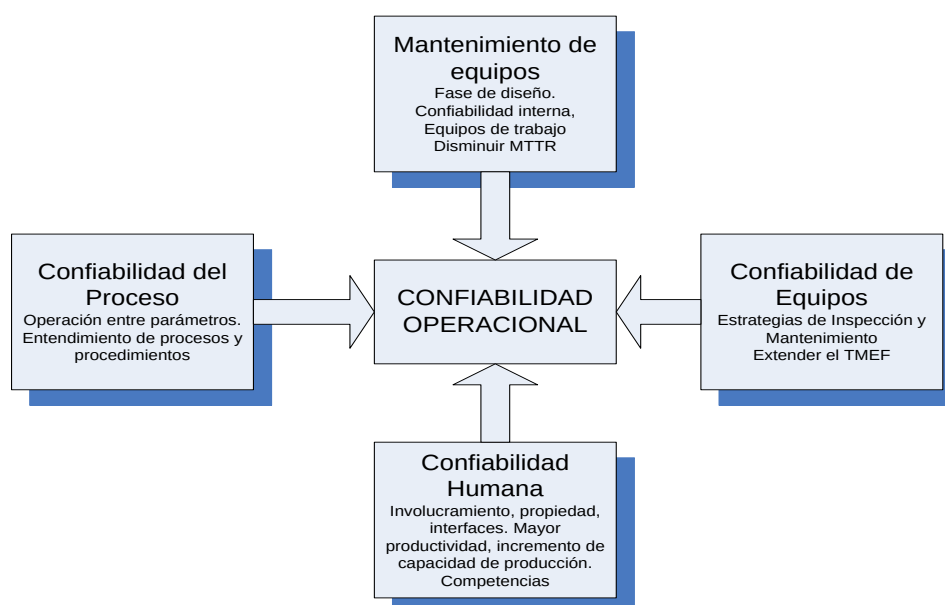


Figura 1.3. Factores que considera la Fiabilidad para mejoras integrales.

Fuente: (Centro de Estudios de PDVSA, 2010).

La historia del mantenimiento acompaña al desarrollo técnico industrial de la humanidad; a finales del siglo XIX con la mecanización de las industrias surgió la necesidad de las primeras reparaciones, hasta 1914 el mantenimiento había tenido una importancia secundaria y había sido ejecutado por los propios operarios. Con la implantación de las producciones en series durante la Primera Guerra Mundial, donde las fábricas debieron establecer programas de producción mínimos, surgió la necesidad de formar equipos que

pudiesen efectuar reparaciones en máquinas en servicio en el menor tiempo posible; éste grupo se subordinaba a la operación y su objetivo básico era ejecutar el mantenimiento, conocido en la actualidad como “mantenimiento correctivo”.

Este enfoque del mantenimiento es resultado de una evolución importante a través del tiempo. John Moubray (1997) en su libro RCM II distingue entre tres generaciones diferentes de mantenimiento. Cada una de las cuales representa las mejores prácticas utilizadas en una época determinada.

Primera Generación

La primera generación cubre el período entre 1930 y la Segunda Guerra Mundial. En esta época la industria estaba poco mecanizada y por tanto los tiempos fuera de servicio no eran críticos, lo que llevaba a no dedicar esfuerzos en la prevención de fallos de equipos. Además al ser maquinaria muy simple y normalmente sobredimensionada, los equipos eran muy fiables y fáciles de reparar, por lo que no se hacían revisiones sistemáticas salvo las rutinarias de limpieza y lubricación. El único mantenimiento que se realizaba era el de “Reparar cuando se averíe”, es decir mantenimiento correctivo.

Segunda Generación

La Segunda Guerra Mundial provocó un fuerte aumento de la demanda de toda clase de bienes. Este cambio unido al acusado descenso en la oferta de mano de obra que causó la guerra, aceleró el proceso de mecanización de la industria.

Conforme aumentaba la mecanización, la industria comenzaba a depender de manera crítica del buen funcionamiento de la maquinaria. Esta dependencia provocó que el mantenimiento se centrara en buscar formas de prevenir los fallos y por tanto de evitar o reducir los tiempos de parada forzada de las máquinas. Con este nuevo enfoque del mantenimiento, apareció el concepto de mantenimiento preventivo. En la década de los 60, éste consistía fundamentalmente en realizar revisiones periódicas a la maquinaria a intervalos fijos. Además se comenzaron a implementar sistemas de control y planificación del mantenimiento con el objetivo de controlar el aumento de los costes de mantenimiento y planificar las revisiones a intervalos fijos.

Tercera Generación

Se inició a mediados de la década de los setenta, cuando se aceleraron los cambios a raíz del avance tecnológico y de las nuevas investigaciones. La mecanización y la automatización siguieron aumentando, se operaba con volúmenes de producción muy elevados, cobraban mucha importancia los tiempos de parada debido a los costos por pérdida de producción. Alcanzó mayor complejidad la maquinaria y aumentaba nuestra dependencia de ellas, se exigían productos y servicios de calidad, considerando aspectos

de seguridad y medioambiente y se consolidó el desarrollo del mantenimiento preventivo.

Nuevas tendencias del mantenimiento. La Cuarta Generación.

En los últimos años hemos vivido un crecimiento muy importante de nuevos conceptos de mantenimiento y metodologías aplicadas a la gestión del mantenimiento.

Hasta finales de la década de los 90, los desarrollos alcanzados en la tercera generación del mantenimiento incluían:

- Herramientas de ayuda a la decisión, como estudios de riesgo, modos de fallo y análisis de causas de fallo.
- Nuevas técnicas de mantenimiento, como el monitoreo de condición
- Equipos de diseño, dando mucha relevancia a la fiabilidad y mantenibilidad.
- Un cambio importante en pensamiento de la organización hacia la participación, el trabajo en equipo y la flexibilidad.

El nuevo enfoque se centra en la eliminación de fallos utilizando técnicas proactivas. Ya no basta con eliminar las consecuencias del fallo, sino que se debe encontrar la causa de ese fallo para eliminarlo y evitar así que se repita.

Así mismo, existe una preocupación creciente en la importancia de la mantenibilidad y fiabilidad de los equipos, de manera que resulta clave tomar en cuenta estos valores desde la fase de diseño del proyecto. Otro punto importante es la tendencia a implantar sistemas de mejora continua de los planes de mantenimiento preventivo y predictivo, de la organización y ejecución del mantenimiento.

1.8.1 Índices Clase Mundial

Los índices clase mundial son aquellos que son utilizados según la misma expresión en todos los países. De los seis índices clase mundial, cuatro se refieren al análisis de la gestión de equipos y dos a la gestión de costos.

El tiempo medio entre fallas es un índice que debe ser usado para elementos que son reparados después de una falla y se determina mediante la relación entre el producto del número de elementos por sus tiempos de operación y el número total de fallas detectadas en esos elementos, en el período observado. (Luis Amendola, P. D., & Tibaire Depool, M. I., s.d.)

El tiempo medio para la reparación es un índice que debe ser usado para elementos en los cuales el tiempo de reparación es significativo con relación al tiempo de operación. Se calcula mediante la relación entre el tiempo total de intervención correctiva en un conjunto de elementos con falla y el número total de fallas detectadas en esos elementos, en el período observado. El tiempo medio para la falla es un índice que debe ser usado para

elementos que son sustituidos después de la ocurrencia de una falla. Es la relación entre el tiempo total de operación de un conjunto de elementos no reparables y el número total de fallas detectadas en esos elementos en el período observado

La disponibilidad de equipos se determina como la relación entre la diferencia del número de horas del período considerado con el número de horas de intervención por el personal de mantenimiento (mantenimiento preventivo por tiempo o por estado, mantenimiento correctivo y otros servicios) para cada elemento observado y el número total de horas del período considerado. Este índice también puede ser calculado como la diferencia entre la unidad y la relación entre las horas de mantenimiento y la suma de esas horas con las de operación de los equipos. Otra expresión muy común, utilizada para el cálculo de la disponibilidad de equipos sometidos exclusivamente a la reparación de fallas es obtenida por la relación entre el tiempo medio entre fallas y su suma con el tiempo medio para la reparación y los tiempos ineficaces del mantenimiento (tiempos de preparación para desconexión y tiempos de espera que puedan estar contenidos en los tiempos promedios entre fallos y de reparación). (*A Guide to the Reliability-Centered Maintenance (RCM) Standard*, s.d.)

El costo del mantenimiento por facturación se determina como la relación entre el costo total del mantenimiento y la facturación de la empresa en el período considerado. El costo de mantenimiento por el valor de reposición es la relación entre el costo total acumulado en el mantenimiento de un determinado equipo y el valor de compra de ese mismo equipo nuevo (valor de reposición). Este índice debe ser calculado para los equipos más importantes de la empresa (que afectan la facturación, la calidad de los productos o servicios, la seguridad o el medio ambiente), ya que es personalizado para el equipo y utiliza valores acumulados, lo que torna su procesamiento más demorado que los demás, no justificando de esta forma ser utilizado por elementos secundarios. (Andreani, A. A., 2009)

1.8.2 Mantenimiento y Fiabilidad Operacional

Un mal mantenimiento y baja fiabilidad significan bajos ingresos, incremento de los costos de mano de obra y stocks, clientes insatisfechos y productos de mala calidad. (Tavares, L., s.d.)

El objetivo básico de cualquier gestión de Mantenimiento, consiste en incrementar la disponibilidad de los activos, a bajos costes, partiendo de la ejecución que permite que dichos activos funcionen de forma eficiente y confiable dentro de un contexto operacional. En otras palabras, el mantenimiento debe asegurar que los activos continúen cumpliendo las funciones para las cuales fueron diseñados, es decir, debe estar centrado en la fiabilidad operacional. En términos generales, el “Mantenimiento Centrado en Fiabilidad” (M.C.C),

permite distribuir de forma efectiva los recursos asignados a la gestión de mantenimiento, tomando en cuenta la importancia de los activos dentro del contexto operacional y los posibles efectos o consecuencias de los modos de fallos de estos activos, sobre la seguridad, el ambiente y las operaciones. El M.C.C sirve de guía para identificar las actividades de mantenimiento con sus respectivas frecuencias a los activos más importantes de un contexto operacional.

Esta no es una fórmula matemática y su éxito se apoya principalmente en el análisis funcional de los activos de un determinado contexto operacional realizado por un equipo de trabajo multidisciplinario. El equipo desarrolla un sistema de gestión de mantenimiento flexible, que se adapta a las necesidades reales de mantenimiento de la organización, tomando en cuenta la seguridad personal, el ambiente, las operaciones y la razón coste / beneficio; es una metodología que permite identificar las políticas de mantenimiento óptimas para garantizar el cumplimiento de los estándares requeridos por los procesos de producción. (Luis Amendola, P. D., & Tibaire Depool, M. I., s.d.)

1.9 Análisis de Confiabilidad en Redes de Distribución

Los apagones que afectaron a extensas áreas del territorio norteamericano en varias ocasiones, provocando cuantiosos daños y pérdidas, se convirtieron en un incentivo para orientar los esfuerzos, en los estudios de confiabilidad, hacia la redes. Esto indicaba que, aparte de la disponibilidad de energía, también era necesario conocer los posibles puntos débiles de la red, puesto que las fallas, en tales casos, se originaron en ellos. Gaver presentó la demostración de las ecuaciones para calcular índices de confiabilidad en los puntos definidos como carga. En (Billinton R. & Bollinger K., 1968) concluyeron que los resultados obtenidos mediante las ecuaciones dadas por Gaver, eran incoherentes con los obtenidos utilizando la técnica de Markov, técnica conocida por su exactitud, a partir del hecho de que describe todos los estados posibles para el sistema. En, (Billinton R. & Grover M.S, 1975) presentaron versiones modificadas de las ecuaciones desarrolladas por Gaver, con las que se obtenían resultados similares a los entregados por la técnica markoviana los mismos autores mostraban que era posible utilizar la técnica de cortes mínimos (cut set) para identificar las fallas de los puntos de carga y la manera cómo podían calcularse los índices de confiabilidad. Estas técnicas tuvieron gran aceptación, debido a la simplicidad de su manejo y grandes facilidades de programación computacional.

Nuevos esfuerzos fueron generando metodologías que intentaban representar mejor el complejo comportamiento de una red eléctrica, es así como (Billinton R. & Grover M.S,

1975) presentan una técnica para evaluar índices de confiabilidad al considerar las maniobras que siguen a la ocurrencia de una falla,

El desarrollo de técnicas más complejas, sobre algunos parámetros de confiabilidad. por (Carpaneto, E & Chicco., G., 2004), fueron orientados a establecer técnicas para encontrar las funciones de densidad de probabilidad de índices de confiabilidad, como una manera de independizarse de los promedios; mientras que otra área de interés ha sido considerar el efecto de medios de generación local sobre tales índices, (Mao Y. & Muy K. N., 2003), dan una metodología que se ajusta muy bien a los sistemas de distribución con generación distribuida. Todos los métodos conocidos se basan en la combinación de parámetros de confiabilidad de los componentes, lo que obliga llevar un registro de fallas de cada componente del sistema eléctrico (transformadores, interruptores, líneas, alimentadores, barras, etc.).

Normalmente las empresas eléctricas llevan registro de fallas pero sin la identificación y detalle que se requiere para tales evaluaciones. En general, los métodos más utilizados para la evaluación de la confiabilidad en redes eléctricas de distribución son los siguientes.

1. *Modelando la red*: Los sistemas eléctricos radiales pueden modelarse como redes, las cuales están compuestas por elementos en serie o en paralelo, combinándose estos elementos desde la fuente de suministro o subestación hasta llegar a las cargas o consumidores.

2. *Probabilidad condicional*: Existen sistemas que su conexión no se puede considerar en serie ni tampoco en paralelo, a estos sistemas más complejos, la evaluación eléctrica, es más a medir la frecuencia que a medir el tiempo. En él se consideran combinaciones de elementos en serie o paralelo.

En(Bernal H.A. C.,AF, 2003)propone una metodología para la evaluación de la confiabilidad, orientada a la gestión de mantenimiento, este método parte de modelar la red, coincide con la estructura topológica de la red real confiabilidad puede realizarse por la fórmula de la probabilidad condicional.

3. *Conjuntos de corte mínimos "Cut Set"*: Se define un mínimo "cut set" como el grupo de componentes de un sistema que cuando fallan causan que el sistema falle, pero cuando cualquiera de los componentes del grupo se mantiene operando no se produce la falla del

sistema. Es evidente que con esta definición los componentes de los "cut set" están conectados en paralelo desde el punto de vista de la confiabilidad.

4. *Técnica de Markov*: Los problemas de confiabilidad en sistemas son normalmente discretos en el espacio y continuos en el tiempo por ejemplo ellos existen continuamente en uno de los estados del sistema hasta que una transición ocurre y pasa discretamente a otro estado. Cuando la probabilidad de transición de un estado presente a otro estado futuro solo depende del presente, sin tener en cuenta la historia pasada, estamos en presencia de un simple proceso de Markov estacionario, siendo esta probabilidad de transición constante

5. *Técnica de frecuencia y duración*: En algunas ocasiones es conveniente para evaluar la confiabilidad, índices tales como la frecuencia del sistema de encontrarse en un determinado estado, así como también la duración de residir en ese estado.

6. *Razón promedio de falla*: Este método se utiliza para medir la calidad del servicio

1.9.1 Indicadores utilizados para caracterizar la confiabilidad de las redes de distribución

Desde el punto de vista de la confiabilidad una red de distribución puede considerarse como un sistema serie y caracterizarse por tres índices básicos, la frecuencia de interrupción f_s , el tiempo medio de reparación MTTR y la indisponibilidad U .

La IEEE propone en 1974, mediante un reporte del Power Systems Relaying Committee, un grupo de cuatro índices que relacionan parámetros de la red tales como, longitud, fallas por año, tiempo de reparación, con otros parámetros que tienen una incidencia directa sobre el usuario o cliente, como número de consumidores fallados y carga en kVA interrumpida.

Los cuatro índices mencionados anteriormente no tienen en cuenta el tipo de consumidor, por ejemplo si es residencial, comercial o industrial, lo cual es un aspecto de peso a la hora de seleccionar las alternativas de solución para una red, estos índices deben ser evaluados y si es posible estandarizados de forma adicional a los indicadores de confiabilidad propios de las redes eléctricas, tales como: razón de falla, razón de reparación, tiempo medio entre fallos, tiempo de reparación, tiempo total de falla anual, que se encuentran entre los más utilizados.

Esto modifica la filosofía de las Empresas de Distribución de la electricidad incorporando la *calidad del servicio*, en este caso particular la continuidad del mismo, al objetivo principal de

las mismas. (Billinton. R. & Wojczynski.E, 1985) presenta este grupo de indicadores definiéndolos de la forma que se presentará a continuación.

Índices relativos al sistema:

- Índice de frecuencia de falla promedio del sistema (SAIFI)
- Índice de duración de la falla promedio del sistema (SAIDI)

Estos índices del sistema o circuito, tratan con valores promedios y por tanto no consideran las afectaciones particulares que realmente tuvieron los consumidores

Índices relativos a los consumidores afectados:

- Índice de frecuencia falla promedio por consumidor (CAIFI)

Este índice pretende dar una idea de cómo es la calidad del servicio del número total de consumidores del circuito al número de consumidores que reciben una sola afectación en el período analizado. Este índice se utiliza poco pues resulta incómodo contar los consumidores que tienen una sola afectación.

- Índice duración de la falla promedio por consumidor (CAIDI)

Índices relativos a la carga en kVA:

- Índice promedio de carga interrumpida (ALII)

Índices de Disponibilidad:

- Índice promedio de disponibilidad del servicio (ASAI)
- Índice promedio de no disponibilidad de servicio (ASUI)

En 1991 Allan, Billinton y un grupo de especialistas proponen caracterizar cada punto de carga de una red, estableciendo como punto de carga cada banco de transformadores, por 6 índices:

- razón de falla: (fallas / año).
- tiempo medio de reparación: MTTR (horas / falla).
- Indisponibilidad: U (horas / año)
- SAIFI: fallas / consumidor
- SAIDI: horas / consumidor

•CAIDI: horas / consumidor fallado

Y demás incorporan dos índices nuevos que son la energía no suministrada al punto de carga debido a las fallas (ENS) y la energía no suministrada por consumidor (AENS)

•ENS: kW.h / año

•AENS: kW.h / consumidor – año

Para la obtención de estos dos últimos indicadores es necesario tener un control del número de consumidores en cada punto de entrega, así como también una rigurosa caracterización del consumo de energía de cada consumidor.

En 1987, en la Segunda Reunión de Especialistas en Estadísticas de Fallas del Sub-Comité de Distribución de Energía Eléctrica de la “Comisión de Integración Eléctrica Regional” (CIER) se aborda en los análisis de la confiabilidad del servicio eléctrico de las empresas distribuidoras lo siguiente:

A) Clasificación de las fallas en la distribución en dos grandes grupos y a su vez subdividir estos grupos en sub grupos, hasta llegar a la causa primaria.

La clasificación de las fallas internas de la distribución que da el informe del Subcomité de la CIER coincidía con la que da la dirección de distribución de la Unión Nacional Eléctrica de Cuba (UNE), hasta el año 2003 en que se modifica el manual de operación para líneas aéreas de distribución, perfeccionándose la clasificación de las causas de las interrupciones y alejándose de la propuesta de la CIER.

B) Otro de los aspectos tratados en la reunión fue decidir cual base de cálculo se debía tomar para acercarse más al usuario, el número de consumidores, la carga instalada en kVA u otro tipo de base. La decisión fue optar por el número de consumidores, aunque reconocen que no todas las empresas de la región están en condiciones de hacerlo y citan textualmente en el informe: “...las empresas que no tienen información sobre la base de consumidores, utilizarán formas de cálculo según métodos aproximativos, informando los criterios utilizados en el reverso del formulario

En las Empresas Eléctricas se controlan las estadísticas de fallas en los niveles de transmisión (110 kV y 220 kV.), sub-transmisión y distribución en este último nivel se subdivide en primarios, secundarios y servicios. También se controlan las fallas en subestaciones, protecciones y comunicaciones.

La frecuencia de las fallas o interrupciones (término más usado, incorrectamente), se controla para el caso de líneas con relación a su longitud, por ejemplo fallas/100 kilómetros de línea.

El tiempo de reparación se obtiene como la suma del tiempo total de falla del elemento dividido por la frecuencia de falla. Esto se controla tanto para las interrupciones voluntarias como para las involuntarias.

En 1996, Urquijo propone un grupo de indicadores para medir la confiabilidad en las redes eléctricas de distribución de Cuba:

- Duración Equivalente de la Potencia Interrumpida (DEPI)
- Frecuencia Equivalente de la Potencia Interrumpida (FEPI)

Además de estos indicadores relacionados con la carga, la tasa de fallas y el tiempo medio de reparación, la Unión Nacional Eléctrica adoptó los siguientes indicadores.

- TIU: Tiempo de Interrupción al usuario
- NIU: Número de interrupciones al usuario
- IDR: Índice de disponibilidad de las redes

Conclusiones parciales Capítulo I

1. En este capítulo se especifica las expresiones matemáticas de fiabilidad aplicada en el análisis de las fallas en las redes eléctricas.
2. Se aborda la relación de la Gestión de la Calidad y la Fiabilidad como herramienta para el mejoramiento continuo del proceso de mantenimiento.
3. Se describe las tendencias actuales de la gestión del mantenimiento así como sus objetivos encaminados a lograr mayor disponibilidad y fiabilidad.
4. Se analiza los métodos de evaluación de la confiabilidad para las redes de distribución eléctrica desarrollada durante los últimos años y los indicadores para la aplicación en las empresas eléctricas.

Capítulo 2

Capítulo 2: Descripción del Objeto de Estudio y Procedimiento a Seguir.

2.1 Introducción general

La Empresa Eléctrica Cienfuegos fue creada mediante la Resolución No. 74 de orden y fecha 23 de febrero del 2001, creación que fuera autorizada a través de la Resolución No. 14 del 2001 emitida el 3 de enero del 2001 por el Ministro de Economía y Planificación. Aplica el Perfeccionamiento Empresarial sobre la base de la autorización expedida por el Comité Ejecutivo del Consejo de Ministros a través de su Acuerdo No. 3865 de fecha 30 de enero del 2001.

La Empresa Eléctrica Cienfuegos tiene su sede en calle 33 esquina y avenida 56 muy cerca del centro histórico de la ciudad en correspondencia con los lineamientos del estado cubano es propulsora del Uso Racional de la Energía en nuestra provincia como vía para contribuir a los planes de ahorro del país y la reducción de los impactos ambientales que se producen como resultado de los procesos que se desarrollan en la organización.

El reordenamiento de la organización de la producción de bienes y servicios en la Empresa Eléctrica Cienfuegos data de fines de 1997 incluso antes de la primera aplicación del perfeccionamiento empresarial en el año 2001.

No obstante, la experiencia de trabajo después de casi 10 años de aplicación del perfeccionamiento empresarial confirma que es necesario como en todo proceso de mejora continua seguir introduciendo los cambios estructurales y organizativos en la esfera de la organización general y en especial de la producción y los servicios que prestamos, de forma que permitan a tono con las estrategias, adoptar ante cada coyuntura económica internacional y del país, seguir mejorando constantemente los indicadores claves de actuación de nuestra entidad que equivale a decir aumentos de la eficacia y eficiencia y una mejor utilización y control de los recursos materiales, financieros y humanos.

El contenido del Objeto Empresarial de la Empresa Eléctrica Cienfuegos aparece resuelto en la Resolución No. 233 de fecha 27 de Abril del 2006 del Ministro de Economía y Planificación.

El Sistema de Organización General constituye la base del Sistema de Dirección y Gestión e impacta directamente sobre el funcionamiento general de los restantes sistemas componentes del Sistema de Dirección y Gestión.

Es la razón de ser de la organización, la meta que moviliza nuestras energías y capacidades, es la base para procurar una unidad de propósitos en dirigentes y trabajadores con el fin de desarrollar un sentido de pertenencia, es el aporte más importante y significativo a la sociedad, su Misión es:

“Brindar un suministro de energía eléctrica a los consumidores privados y estatales de forma continua dentro de los parámetros de calidad establecidos según el reglamento del suministro eléctrico.

Principio o Guía, esencial y perdurable en una organización. Sistema de ideas generales que crean el marco de referencia de lo que una organización aspira a ser en el futuro. Señala el rumbo, sirve de guía en la formulación de las estrategias proporcionando un propósito a la institución. Debe reflejarse en la misión, objetivos y estrategias y se hace tangible cuando se materializa en proyectos, procesos y actividades específicos que deben ser medibles, mediante un sistema de indicadores de gestión muy bien definido. La Visión es revisada todos los años conjuntamente con la elaboración del Plan Anual, corresponde al Consejo de Dirección, su Visión es:

“Somos líderes nacionales reconocidos por la excelencia en la prestación del servicio eléctrico, distinguiéndonos en la atención rápida y especializada a nuestros clientes”.

La Empresa Eléctrica Cienfuegos opera con una estructura de dirección según Anexo 1 alineada con la visión y misión de la empresa y conectada con los objetivos estratégicos y de trabajo, su diseño responde en cierta medida al de una estructura horizontal (Plana) con un perfil de dirección que se encuadra entre consultivo y participativo aunque la tendencia es al participativo.

La empresa materializa el funcionamiento de la dirección participativa de los trabajadores en la gestión empresarial, mediante la creación y funcionamiento de los órganos colectivo de dirección, actividades de intercambios de ideas, de conjunto con la organización sindical correspondiente, comisiones internas para el autocontrol, la solución de problemas y análisis colectivo sobre la gestión entre otras.

El Director General de la empresa y está facultado para crear tantos órganos colectivos de dirección o comisiones de trabajo y autocontrol como se requieran. Los mismos se crearán y

extinguirán en correspondencia con las necesidades que surjan en el desarrollo de la gestión empresarial mediante resolución del Director General.

Los órganos que por la presente se establecen en el actual expediente son el resultado de un estudio de los órganos colectivos de dirección que son necesarios.

Los Órganos colectivos de dirección, tendrán como principales características las siguientes:

- a) Son órganos auxiliares de evaluación colectiva sobre los principales temas sujetos a decisiones a tomar en la gestión empresarial.
- b) Los acuerdos que se adopten en los órganos colectivos de dirección se informan al Director General y sólo tienen carácter de obligatorio cumplimiento con la aprobación del Director General o el Consejo de Dirección.
- c) Estos órganos colectivos de dirección no suplantán las funciones de ninguna estructura de la empresa; ellos complementan con el análisis colectivo, dichas funciones. Su composición de miembros es impar.
- d) La ejecución de las reuniones de los órganos colectivos de dirección, deberán ser previa y correctamente preparadas; garantizar que sus participantes conozcan con anticipación los temas a tratar y los ponentes de cada tema. Es imprescindible evitar las improvisaciones en el desarrollo de las reuniones, lo que no niega la activa participación de sus integrantes en el desarrollo de los análisis que se ejecutan
- e) Como norma debe garantizarse que no exista un exceso en la creación y uso de órganos colectivos de dirección; de manera que se garantice dedicar el mayor tiempo de trabajo al desarrollo y ejecución de los procesos de producción y prestación de servicios, a la solución de los principales problemas que se presentan, al contacto directo con los trabajadores y a la proyección de nuevas medidas organizativas, técnicas y económicas a introducir.
- f) En el desarrollo de las reuniones de los órganos colectivos de dirección es importante controlar el tiempo invertido, a fin de lograr que en el menor tiempo posible se arriben a las principales conclusiones y acuerdos. Procurar desarrollar las reuniones dentro de la jornada laboral, preferentemente en horarios temprano del día. Estas reuniones son de proyección y análisis, constituyen parte del contenido de trabajo de los integrantes; por lo que requiere que sus participantes estén preparados teórico, físico y mentalmente, para luego continuar con las labores normales del trabajo diario. Como norma el tiempo de duración de las reuniones de estos órganos no excede la dos (2) horas. La fecha de las

reuniones de los órganos de dirección está prevista según el programa anual de reuniones de la empresa.

- g) Los directivos que presiden las reuniones de los órganos colectivos de dirección, son los máximos responsables de garantizar el desarrollo de reuniones en un ambiente propicio al intercambio de ideas, deberá escucharse con atención los criterios de todos los participantes y utilizar métodos en la conducción de la reunión que garantice el máximo de respeto de los presentes y la disciplina interna de la reunión.

Composición de la fuerza laboral

La fuerza laboral que se requiere según la plantilla aprobada es de 1491 trabajadores, pero a pesar de los esfuerzos de la empresa solo están cubiertas 1452 plazas para un 97.4 %. De esta cantidad de trabajadores predomina el sexo masculino, el cual representa el 77 % de la fuerza laboral. En la Tabla 2.1 y el gráfico 2.1 muestran la composición de la fuerza laboral por cargos.

Tabla 2.1: Composición de la fuerza laboral por cargos. Fuente; Elaboración propia

Trabajadores por Categoría Ocupacional y Sexo								
	F	M		F	M		F	M
Operarios	18	588	Servicios	47	172	Técnicos	212	299
Administrativos	55	1	Dirigentes	3	57			

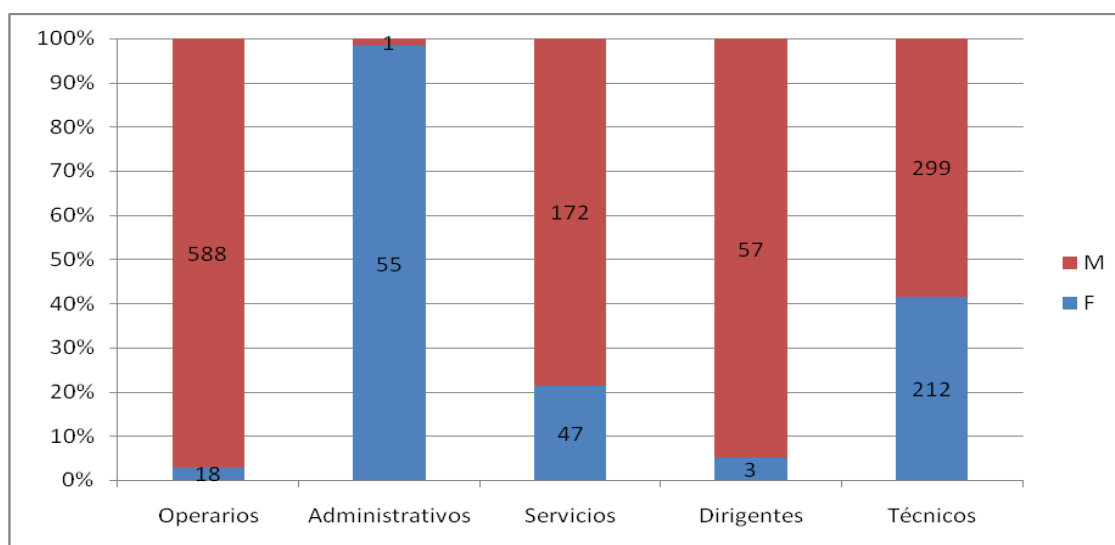


Gráfico 2.1: Composición de la fuerza laboral por cargos. Fuente Elaboración propia

El mayor por ciento de la fuerza laboral se encuentra en el grupo de edades comprendido entre 40 y 59 años de edad, como se puede apreciar en el gráfico 2.2, más de la mitad de los trabajadores tienen 40 años o más, aunque no es muy preocupante porque existe una buena incorporación de los jóvenes los que representan un 41 % del total de la fuerza de trabajo.

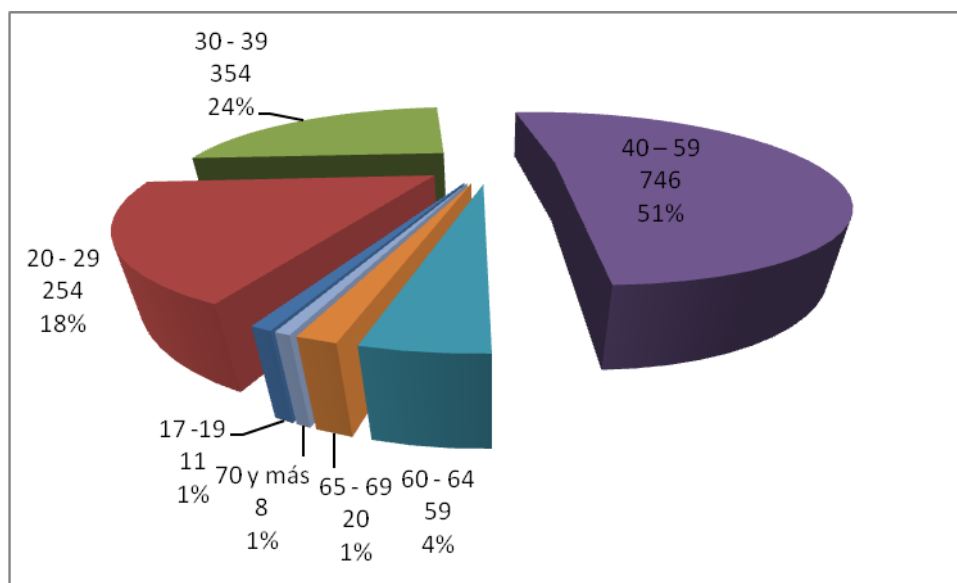


Gráfico 2.2: Composición de la fuerza laboral por edades. Fuente Elaboración propia

2.2 Elementos de la organización de la producción de bienes y servicios en la Empresa Eléctrica Cienfuegos.

2.2.1 Formas de organizar la producción o la prestación de los servicios:

Al nivel de empresa está integrada por las áreas de Regulación y Control las cuales brindan asesoramiento metodológico, propuestas y control de políticas, control del cumplimiento de los planes y de los procedimientos generales del sistema que atienden.

Estas áreas pueden organizarse en grupos o equipos de trabajo. Las funciones y facultades de las direcciones de Regulación y Control aparecen en el sistema de Organización General de la Empresa.

Al nivel de base están constituidas las Unidades Básicas Eléctricas Municipales (UBEM) y las Unidades Básicas Eléctricas (UBE), las mismas representan la figura empresarial a partir de la cual se organizan los procesos de producción y de prestación de servicios, estas unidades tienen autonomía controlada, en cada municipio de la provincia de Cienfuegos existen una Unidad Básica Eléctrica Municipal, cuya misión fundamental es brindar un suministro de energía eléctrica a los consumidores privados y estatales de forma continua

dentro de los parámetros de calidad establecidos según la ley eléctrica nacional. Las Unidades Básicas Eléctricas forman parte íntegra de la empresa, todos sus ingresos pertenecen a la empresa.

La empresa es un todo integral, todo lo que se produzca por sus unidades, tributa centralmente a los resultados de la empresa. A fin de garantizar el funcionamiento de la estructura organizativa se crean las unidades básicas no municipales con funciones específicas que aseguran el abastecimiento material, el servicio de almacenes, el mantenimiento a los equipos e instalaciones de la empresa, los servicios generales, el mantenimiento y reparación de los medios de transporte automotor, etc.

2.2.2 Estructura espacial de la producción y los servicios

La empresa en su proceso de producción de bienes y servicios que tiene una estrecha interrelación con todas las unidades básicas de conjunto con ellas analiza la situación del servicio y el cumplimiento de los planes

El flujo del proceso productivo y de servicio es diferente en cada unidad y está en función del alcance del servicio y de las especialidades que intervienen en el mismo.

2.2.3 Métodos de la organización de la producción y los servicios

El proceso productivo tiene como producto final un “Correcto e Integral Servicio Eléctrico el cual es posible con la participación de las diferentes unidades básicas que cuentan con la fuerza de trabajo y recursos para cada trabajo, estarán dirigidos técnicamente por un Jefe de Grupo de Distribución en las UBEM y en el resto por el Director de la Unidad Básica Eléctrica o el Jefe de Grupo.

La asignación de la fuerza de trabajo en las UBEM está en función, de la cantidad de clientes, kilómetros de líneas instalados y de otros componentes de las redes eléctricas, aunque para la determinación de la fuerza de trabajo se aplica un balance de carga y capacidad

Los aseguramientos materiales y técnicos fundamentales para el cumplimiento de los planes de trabajos en la UBEM son: los materiales clásicos asociados a las redes eléctricas y al proceso de comercialización de la energía eléctrica, además de los medios de transporte, el combustible, energía eléctrica, computadoras, los software, las normas técnicas, los procedimientos de trabajo y materiales de oficina. Para las UBEM los aseguramientos materiales y técnicos fundamentales para el cumplimiento de los planes de trabajos se corresponden con la misión asignada, destacándose entre otros, medios de transporte, el

combustible, energía eléctrica, computadora, los software, las normas técnicas , los procedimientos de trabajo, materiales de oficina y otros

Los cuellos de botella dentro del proceso productivo de las Unidades Básicas Eléctricas incluyendo las municipales (UBEM) están dados fundamentalmente por: la diferencia de capacidad productiva entre los Grupos de Trabajo y la diferencia de alcance entre los “Proyectos” que demandan más participación de una especialidad que de otra. Este segundo factor es inevitable pues no existen dos proyectos iguales.

Para contrarrestarlos los cuellos de botella, se deben realizar balances de carga-capacidad, del comportamiento de plan de producción que permite balancear el plan de los grupos de trabajo. La cantidad de producción o servicios a ejecutar por los grupos de trabajo y por las unidades está en función de la capacidad horaria que se dispone en cada unidad o grupo. Esta capacidad es directamente proporcional al número de trabajadores en cada caso.

Los principales cuellos de botella dentro del proceso productivo de las UBEM están dados por:

- a) Falta de continuidad de la entrega de materiales, o su llegada desfasada.
- b) Carencia en el mercado de materiales fundamentales en las redes eléctricas.
- c) Baja disponibilidad técnica de los medios de transporte automotor.
- d) Falta de fuerza de trabajo especializada.
- e) Insuficiente parque de equipos de transporte
- f) Roturas de los medios informáticos asignados.
- g) Falta de comunicación empresarial.
- h) Carencia de herramientas, medios de medición, así como otros elementos técnicos y productivos necesarios

Los principales cuellos de botella dentro del proceso de servicio de las UBE están dados por:

- a) Baja disponibilidad técnica de los medios de transporte automotor.
- b) Falta de fuerza de trabajo especializada.
- c) Roturas del parque de computadoras y de otros medios informáticos
- d) Falta de continuidad de la entrega de materiales, o su llegada desfasada.
- e) Carencia en el mercado de materiales fundamentales en las redes eléctricas
- f) Insuficiencia de herramientas, medios de medición, así como otros elementos técnicos y productivos necesarios

Los principales cuellos de botella dentro del proceso productivo de las Direcciones de Regulación y Control están dados por:

- a) Falta de medios de transporte.
- b) Baja disponibilidad técnica de los medios de transporte automotor.
- c) Falta de fuerza de trabajo especializada.
- d) Insuficiente parque de computadoras y de otros medios informáticos
- e) Entrada de recursos sin secuencia para poder ejecutar sin interrupciones
- f) Poca ejecución de trabajos en caliente
- g) Dificultades con herramientas y medios de trabajo para brigadas y carros de la guardia
- h) Insuficiente uso de la termografía como medio ideal en la prevención de averías
- i) Respuesta lenta de la concertación de contratos económicos lo que demora la solución de problemas vitales de la organización.

Para contrarrestar estos cuellos de botella en cada nivel de dirección se realizan:

- a) Balance de carga-capacidad integral
- b) Situación del Plan Anual.
- c) Estudios de organización
- d) Rediseños de planes de acción.
- e) Realización de diagnósticos.
- f) Análisis de las dificultades y la solución posible.
- g) Análisis de los puestos y procesos claves.
- h) Análisis de la innovación tecnológica a fin de sustituir equipos obsoletos y tecnologías.
- i) Organización de los flujos de producción y servicios

2.2.4 Planificación de la producción y los servicios.

Referente a este tema es preciso garantizar sistemáticamente las consideraciones siguientes:

- a) Elaboración de la documentación (información), técnica de diseño e ingeniería necesaria para la ejecución de la producción y la prestación de servicios, con suficiente antelación a su ejecución, teniendo en cuenta la valoración de los presupuestos de gastos, normas de producción, así como la contratación necesaria de las producciones y servicios.
- b) Determinación de las capacidades disponibles y la plena utilización de las mismas haciendo un uso adecuado de los turnos de trabajo para una correcta explotación de los medios de trabajo y del personal.

- c) Determinación de las necesidades de personal, materiales, de herramientas, medios de medición, así como otros elementos técnicos y productivos necesarios.
- d) Organización sistemática del sistema de suministros y abastecimientos de la empresa

2.2.4.1 Proceso de elaboración del plan de producción y servicios de la Empresa

Abarca lo relacionado con la planificación de todos los bienes y servicios que se producen en la empresa (calidad, organización de la producción, utilización de las capacidades, etc.), aunque sólo tenga que reportar a la organización superior una nomenclatura más reducida.

Como regla, los incrementos de los niveles de actividad deben obtenerse por vía intensiva, única alternativa para el desarrollo.

Las principales tareas a ejecutar en este proceso son:

- 1) Examen de los indicadores específicos de eficiencia de la actividad, incluyendo la calidad de la producción o servicios. Precisión de las acciones a seguir para su mejoría, considerando los resultados, según corresponda, en las restantes secciones del plan.
- 2) Necesidad y posibilidad de incrementar la calidad de la producción o servicios y de las materias primas, materiales y demás insumos empleados en ella. Medidas técnico - organizativas requeridas para ello.
- 3) Necesidad de sustitución de productos y servicios e introducción de nuevas producciones con mayor valor agregado o servicios de alta calificación. Diversificación.
- 4) Análisis de la demanda existente (Estado, población, Defensa, sus clientes, la exportación y la sustitución de importaciones, la producción intermedia e inversiones con medios propios)
- 5) Los trabajos de mercadotecnia (previsiones de ventas). Posibilidad real técnica y organizativa para satisfacerlas con calidad, a tiempo y a precio competitivo.
- 6) Comparación con las capacidades de producción o servicios de que se dispondrán.
- 7) Confección del plan de producción o servicios en unidades físicas, y proyección económica.
- 8) Precisar (o suscribir, según sea el caso) los contratos económicos con los clientes para garantizar la realización de la producción.
- 9) Se calculan los requerimientos de recursos materiales y naturales necesarios para asegurar los niveles de actividad proyectados, para lo cual debe:
 - a) evaluar las normas de consumo y cartas tecnológicas, según corresponda, comprobar su validez, actualizar las que sean necesarias.

- b) definir las tareas y medidas de ahorro a ejecutar; efecto de la introducción de los resultados de los programas e investigaciones sobre la sustitución de materias primas y materiales;
 - c) examen de los desechos tecnológicos y su reducción, así como el posible destino de los mismos, incluyendo su reciclaje;
 - d) análisis y validación de las normas de inventarios y el ciclo de rotación y determinación de los niveles de inventario;
 - e) examen de los inventarios de productos ociosos y de lento movimiento y establecimiento de las vías para su más rápida liquidación o para minimizarlos, respectivamente;
 - f) el estudio del sistema de registro y control de los recursos materiales y medidas a adoptar para evitar su desvío;
 - g) requerimientos de maquinarias y equipos; precisión de las necesidades de consumo, por tipo de producto, sobre la base de las normas actualizadas;
 - h) precisión del aseguramiento con los suministradores a través de los contratos económicos, priorizando la compra de productos nacionales siempre que cumplan los requerimientos de calidad, precio y competitividad;
 - i) determinación de los recursos monetarios (en divisas y moneda nacional) necesarios para la adquisición de los activos circulantes y su programación en el tiempo.
 - j) planificación de los recursos destinados a los planes de Ciencia, tecnología y Medio Ambiente, Defensa, Inversiones, Seguridad y Salud de los trabajadores
 - k) mejoramiento de sus condiciones de vida y trabajo.
- 10) El plan de producción y servicios se relaciona con las restantes secciones del plan:
- a) *Mercadotecnia*, al nutrirse de las previsiones de ventas y fijar líneas,
 - b) *Portadores Energéticos* a través del balance energético;
 - c) *Ciencia-tecnología y Medio Ambiente* en la incorporación de los resultados de los programas científicos y la ejecución de las investigaciones y desarrollos; así como en la producción de inversiones con medios propios destinadas al Medio Ambiente;
 - d) *Defensa* al incorporar las necesidades de esa plan ;
 - e) *Inversiones* por los incrementos productivos derivados de la puesta en explotación de nuevas capacidades, modernizaciones y cambios tecnológicos.

2.2.5 Capacidad de producción

Para determinar la máxima capacidad de producción y los servicios posibles en un periodo dado en cada subdivisión (Grupo, brigada, equipo) está relacionada con el fondo de tiempo disponible de la fuerza de trabajo por unidad de producción o servicio, la capacidad instalada, y el plan de producción y servicios.

2.2.6 Calidad de la producción

En cada segmento de dirección de la empresa se aplica el procedimiento que corresponda para controlar la calidad de la producción y de los servicios, es responsabilidad del grupo de Auditoría y Control supervisar y garantizar el cumplimiento exacto de este proceso.

2.2.7 Organización del aseguramiento material y suministros

La empresa presta especial atención a la organización del aseguramiento material y suministros necesarios, bajo el precepto que sin materias primas, materiales, piezas, accesorios, combustible, medios de medición y otros, no es posible ejecutar los compromisos productivos y de servicio de la empresa.

La UBE Aseguramiento Logístico tiene la misión de garantizar el flujo de suministros de forma tal que se garantice la secuencia de ejecución de todas las actividades del proceso productivo, así como la calidad de cada suministro que incide en la calidad del servicio, demostrada documentalmente, estableciendo criterios de selección de proveedores en correspondencia con ISO 9001 del 2008, todo ello, sin incumplimientos de las normas de inventarios vigentes.

La UBE Aseguramiento Logístico organiza el control y despacho de los recursos al resto de las UBEM y UBE, mantiene el reordenamiento de almacenes que propicien una respuesta ágil y oportuna en función de los intereses de la producción de bienes y servicios, también es de su responsabilidad optimizar el aprovechamiento de la capacidad en almacenes, mediante el uso con rigor y profesionalidad de las técnicas y normas de la economía de almacenes. Además garantiza la custodia y la conservación de los recursos.

En la concepción de la organización del aseguramiento material y suministros la empresa, aplica el precepto, que los suministros son para incorporarlos en el menor plazo de tiempo al proceso productivo o de servicios y se controla la rotación lenta del inventario. Los suministros generan inventarios, que representan recursos financieros inmovilizados, por lo que se debe permanentemente contribuir a eliminar los excesos de inventarios, evaluándose con un indicador el comportamiento de la rotación de los mismos y programar acciones

concretas en este sentido, corresponde a la Dirección de Contabilidad y Finanzas y a la UBE Aseguramiento Logístico supervisar y garantizar el estricto cumplimiento de este proceso y programar acciones concretas en este sentido.

- a) Organizar la actividad energética y su ahorro. (Determinar puestos claves, índices de gastos por puestos de trabajo, niveles de eficiencia, etc.), lograr que los trabajadores participen con sus ideas en el ahorro de energía.
- b) Determinar los plazos de entrega de la producción o la prestación de servicios.
- c) Determinar los tipos de mantenimientos a efectuar, el aseguramiento metrológico necesario en la empresa.
- d) Organizar el sistema logístico implantado en la empresa logrando la adecuada conjugación producción almacenaje y transportación para la comercialización, cumpliendo siempre con los plazos establecidos.

La empresa al diseñar la infraestructura de almacenes utiliza como premisa no caer en el exceso de almacenes y depósitos, así como lograr que estos estén en función de servir al proceso productivo. Almacenar es una actividad necesaria, pero a su vez costosa, por lo que la determinación exacta de la cantidad de almacenes a utilizar, sus dimensiones y los medios de almacenaje a utilizar constituye una tarea de primer orden desde el punto de vista organizativo, de eficiencia y de control interno.

Los almacenes se organizan en función de asegurar las necesidades de la producción y prestación de servicios para dar una respuesta ágil y oportuna a estas necesidades, garantizando:

- La utilización racional de las capacidades de almacenamiento, aplicando las técnicas de economía de almacenes que corresponda.
- La custodia permanente y condiciones de seguridad, el mantenimiento de los materiales y demás medios en depósito.
- El cumplimiento de las normas de control interno, establecidas para la recepción, inventario y despacho de las mercancías.
- Horarios de trabajo que respondan a las necesidades de la producción o la prestación de los servicios.

La empresa elabora el procedimiento para la organización del aseguramiento material y suministros, el cual entre otros elementos deberá establecer lo siguiente:

- a) Unidad organizativa encargada del abastecimiento material en la empresa.
- b) Composición y estructura.

- c) Proceso de organización de los abastecimientos. Grado de centralización o descentralización de los abastecimientos.
- d) Clasificación y características de los almacenes.
- e) Medios de almacenaje. Clasificación.
- f) Técnicas de almacenaje a emplear.
- g) Control de los inventarios en almacenes.
- h) Documentos de control y firmas autorizadas. Horario de entrega y formas para la entrega de los materiales, materias primas, herramientas, etc.

Las Direcciones de Regulación y Control y todas la Unidades Básicas de la empresa establecen sus demandas a la UBE Aseguramiento Logístico basados en el presupuesto asignado para los diferentes acápites del mismo en correspondencia a los modelos y plazos establecidos por esa dirección y en base a las normas de consumo para cada actividad.

2.3 Organización del mantenimiento

2.3.1 Generalidades.

La utilización de un correcto sistema de mantenimiento es una inversión que a futuro garantiza la estabilidad y crecimiento de la empresa, así como continuidad, estabilidad y ritmicidad en el proceso de producción de bienes y de prestación de servicios. Es tarea de primer orden pues los mantenimientos a muebles, inmuebles, medios, equipos e instrumentos de trabajo no puede ser una actividad espontánea, que se active únicamente ante la existencia de roturas e interrupciones. Los planes de mantenimiento tendrán en cuenta el programa ambiental.

Para garantizar el cumplimiento cabal de este proceso en la empresa se actúa según el Reglamento que Organiza el Mantenimiento Sistemático de Inmuebles, Muebles, Medios y Equipos

Es importante para todo proceso de producción de bienes y servicios, donde las maquinarias, equipos e instalaciones son un factor determinante, y necesario garantizar que éstos se encuentren en óptimas condiciones de funcionamiento, por lo cual la empresa elabora su procedimiento para el mantenimiento, donde entre otros elementos establece lo siguiente:

- a) Organización estructural encargada de efectuar los mantenimientos, especificando su funcionamiento.
- b) Tipos de mantenimiento y sus características (mantenimiento preventivo planificado; pre-diagnóstico; reparaciones imprevistas; cíclicas y otros).
- c) Técnicas para el control del gasto de mantenimiento y la calidad de los trabajos.

- d) Métodos para el recibo y entrega de trabajos.
- e) Organización de cada tipo de mantenimiento. A partir de las características del sistema de mantenimiento a aplicar y de la instalación tecnológica de la empresa y sus diferentes áreas.
- f) Plan Anual de Mantenimiento. Especificaciones de la programación y control de los trabajos de mantenimiento
- g) Características del plan de piezas de repuesto. Su clasificación. técnica para su confección.
- h) Organización de la inspección técnica de las maquinarias, equipos e instalaciones.
- i) Sistemas de liquidación de averías e interrupciones.
- j) Procedimientos específicos para los trabajos de altura, excavaciones, vías libres y otros.
- k) Organización de las actividades de lubricación y conservación.

2.3.2 Organización de la actividad de mantenimiento a redes de distribución de energía hasta 110 kV

La Dirección Técnica, establece la política de esta actividad orientada por la UNE, a partir de dar cumplimiento a los indicadores establecidos (índice de interrupciones) en los diferentes niveles de las redes eléctricas según el mapa de proceso Anexo 2. Esta política se basa en la introducción paulatina de técnicas modernas de diagnóstico como vía para la reducción de los costos y la elevación continua de su eficacia y eficiencia

La actividad de pruebas y análisis en redes se ejecuta en las 8 Unidades Básica Eléctrica Municipales (UBEM) y en la UBE Centro de Operaciones bajo la supervisión metodológica y control de la Dirección Técnica

De igual modo y bajo la misma forma de dirección metodológica queda en manos de las UBEM las decisiones relativas a los mantenimientos sobre las redes secundarias, bancos de transformadores, servicios y alumbrado público siempre y cuando cumplan con rigor los procedimientos y normativas vigentes para cada actividad, incluyendo el cumplimiento de la disciplina informativa, económica y las regulaciones establecida para el control de los recursos.

Se mantiene la aplicación del mantenimiento predictivo basado en los celajes y los análisis continuos de los índices de interrupciones como vía para la reducción de costos de la actividad de mantenimiento, la identificación oportuna de posibles averías y su solución en días y horarios que causen la menor afectación posible a nuestros clientes

Este método propicia también ahorro de recursos y evita daños mayores por ocurrencia de fallas, permite también programar reparaciones menores dentro de vías libres programadas. Todas estas ventajas conducen de forma segura a una mayor y mejor disponibilidad de nuestras redes

Se ratifica la exigencia en los partes diarios a brindar por la ejecución de acciones brindando especial atención a aquellas que propicien la:

- a) Disminución de la cantidad y tiempo de duración de las interrupciones en todos los niveles de voltaje
- b) Disminución de las pérdidas técnicas.
- c) Disminución del tiempo de atención a las interrupciones
- d) Reducción del índice de transformadores dañados
- e) Tareas de recapitalización y modernización de redes
- f) Reducción de la cantidad de interrupciones.

Se mantendrá la supervisión de la aplicación de la política de mantenimiento y los métodos de trabajo orientados por las siguientes vías:

- a) Radio conferencia diaria
- b) Análisis mensuales de planes operativos
- c) Reunión mensual de calidad
- d) Análisis diario del comportamiento de indicadores
- e) Auditorías técnicas
- f) Consejo de Dirección
- g) Supervisión de procesos por muestreo (Alrededor del 25 %)

Como parte fundamental del mantenimiento a las redes eléctricas permanece el enrollado de transformadores

El Sistema de Gestión Comercial (SIGECO) y el Sistema de Gestión de la Distribución (SIGEDI) continúan siendo parte fundamental en el sistema.

La elaboración sistemática del diagnostico como línea de trabajo es tarea priorizada dado el avance de la sustitución de equipos en las redes por otros con mucho menor grado de requerimientos de mantenimiento e incrementar especialmente dentro de este el uso de la termografía por la incidencia de este en la prevención de averías

El Grupo Técnico de Líneas y Subestaciones tiene la responsabilidad de ejecución de actividades de mantenimiento y solución de averías en redes de Transmisión y Subtransmisión posibilitando el concentrar los esfuerzos de las UBEM en la distribución

primaria, secundaria y servicios con el consiguiente aumento de la calidad y el mejoramiento de los indicadores de interrupciones.

2.3.3 Organización de la actividad de mantenimiento a muebles, inmuebles, equipos y otros medios.

Es función del Director de la UBE Aseguramiento Logístico la elaboración de los planes de mantenimiento así como con la creación de las condiciones necesarias para asegurar el cumplimiento exitoso de los mismos.

Los mantenimientos se planifican para los medios y equipos según los requisitos establecidos por las instituciones u organismos rectores. es preciso garantizar la relación contractual con las empresas u organizaciones que posibiliten la adquisición de los recursos necesarios para realizar el mantenimiento con recursos propios o la ejecución según lo contratado cuando no se cuente con los recursos necesarios para dar estos mantenimientos.

Es responsabilidad del Director de la UBE Aseguramiento Logístico garantizar el plan de mantenimiento anual para cada tipo de equipo, para lo cual a ese fin elabora la propuesta de presupuesto para cada caso de forma que se garantice el cumplimiento exitoso de los mantenimientos de instalaciones y equipamiento no tecnológico de la siguiente manera.

- Equipos de Comunicación
 - Está a cargo del Jefe del Grupo de Informática - Comunicaciones.
- Equipos de Cómputo y otros medios informáticos
 - Los de menor complejidad está a cargo del Grupo de Informática y Comunicaciones. los de complejidad mayor se contratan a terceros.
- Electricidad General
 - Está a cargo de la Brigada de Servicios Edificio Central.
- Plomería en General
 - Está a cargo de la Brigada de Servicios Edificio Central.
- Equipos de ventilación
 - El mantenimiento ligero está a cargo de la Brigada de Servicios Edificio Central, el de mayor complejidad lo ejecuta el Taller de Transformadores
- Equipos de climatización
 - El mantenimiento menor está a cargo de la Brigada de Servicios Edificio Central, el de mayor complejidad se contrata a terceros.
- Equipos de Iluminación (luminarias)
 - Está a cargo de la Brigada de Servicios Edificio Central.

- Mantenimiento civil menor a locales e instalaciones
 - Está a cargo de la Brigada de Servicios Edificio Central, el de mayor complejidad es contratado a terceros.
- Mantenimiento civil complejo a edificios e instalaciones
 - Se realiza mediante la contratación con terceros.
- Mantenimiento o reparación de buros, archivos, sillas, puertas, ventanas, falso techo y otros
 - Está a cargo de la Brigada de Servicios Edificio Central.
- Mantenimiento o reparación del ascensor
 - El mantenimiento menor está a cargo de la Brigada de Servicios Edificio Central, el de mayor complejidad se contrata a terceros.

2.4 Procedimiento para el Análisis de Fiabilidad en la distribución de la Empresa Eléctrica Cienfuegos.

El procedimiento de fiabilidad de la distribución para la Empresa Eléctrica Cienfuegos está elaborado sobre la base del Modelo de Fiabilidad de PDVSA. En el Anexo 3 se muestra el diagrama de flujo del procedimiento.

El modelo de PDVSA tiene tres fases en las que se incluyen metodologías y herramientas de fiabilidad cuyos resultados conducen a la entidad al mejoramiento continuo. Básicamente el procedimiento adaptado para la Empresa Eléctrica mantiene las tres fases e inserta metodologías y especificidades en su aplicación.

En la fase diagnóstico del procedimiento se mantienen las metodologías y la determinación de los indicadores tal como se establece en el modelo de PDVSA; se adecúa la matriz de riesgo a las condiciones de la empresa y se incluye la metodología de las 5W y 1H para la implementación de los planes de mejora resultantes y su control.

En la fase de análisis el procedimiento incorpora las mismas metodologías del modelo de PDVSA, la diferencia está en que éste propone Mantenimiento Centrado en Fiabilidad (MCC) e Inspección Basada en Riesgo (IBR) para los equipos de criticidad alta y el procedimiento para los equipos de alta y media criticidad, pues se ha probado que un factor decisivo para variar el nivel de criticidad, es la probabilidad de falla; los restantes factores generalmente deben mantener igual condición de criticidad, es a partir de la aplicación de la IBR y el MCC que se definen las estrategias de mantenimiento e inspección para cada equipo, lo que es muy conveniente para optimizar los procesos de gestión de la infraestructura.

De igual forma se mantienen las metodologías de la fase de optimización, por lo que los datos recopilados y actualizados de las 5W y 1H, permitirán realizar el análisis costo riesgo beneficio, pues quedará registrado el costo de las acciones de mejoras propuestas para disminuir el riesgo en cada elemento de las redes eléctricas, requerido en esta fase para evaluar el impacto en el negocio. Con éste análisis se cierra el ciclo orientando cada vez a la organización hacia la mejora continua.

2.4.1 Fase diagnóstico

El objetivo de esta fase es lograr estabilizar el desempeño adecuado de los equipos para el cumplimiento de las funciones en las centarles o redes eléctricas. En esta fase se mitigan riesgos asociados a los problemas y/o desviaciones en los diferentes sistemas y equipos.

Determinación de indicadores

Una importante herramienta para prevenir las fallas es el establecimiento y control de los indicadores, un elemento fundamental es que la captura y suministro de datos sea confiable, así la toma de decisiones como resultado del análisis y evaluación tendrá un menor grado de incertidumbre. La “Toma de datos” consiste en realizar la recolección adecuada de los datos para los procesos de análisis, optimización y evaluación de los índices de gestión de fiabilidad y mantenimiento.

a) *Razón de falla*: (fallas / año). Este indicador determina el número de fallas de un tipo de equipo anuales en un circuito de distribución

b) *Energía dejada de servir* no suministrada al punto de carga debido a las fallas ENS: (kW.h / año)

Es la sumatoria de la energía no suministrada o dejada de facturar en cada equipo (banco de transformador) perteneciente a un circuito de distribución durante un año como consecuencia del fallo

c) *Índice de frecuencia de falla promedio del sistema* (%) este es un indicador que mide la relación entre el número de equipos (transformadores) instalados en un circuito de distribución y el número de veces que fallan estos equipos durante un año.

d) Frecuencia media de interrupción en el punto de entrega por KVA conectado o instalado

$$FMIK = \sum_{i=1}^n \frac{kVA_{fsi}}{kVA_{max}}$$

kVA_{fsi} son los kVA instalado interrumpido en el punto de entrega

kVA_{max} son los KVA instalado en el punto de entrega

e) *Tiempo Medio entre Fallas*: es un indicador que representa la fiabilidad, se calcula según la fórmula 2.1 indicada debajo. Hoy se calcula para los transformadores de distribución. Se recomienda que se determine para los diferentes niveles de voltaje, para componentes críticos y para las diferentes subestaciones de subtransmisión.

$$TMEF = \sum_{i=1}^n \frac{TO_i + TFS_i}{n} \quad (2.1)$$

TO_i = Tiempos operativos hasta fallar (intervalo de tiempo durante el cual un equipo está en estado operativo)

TFS_i = Tiempo fuera de servicio debido a la falla i

n = Número total de fallas en el período evaluado

f) *Tiempo Fuera de Servicio*: indica el tiempo en el cual el equipo no se encuentra disponible por presentar una falla o una posible incapacidad para cumplir una función específica, se calcula según la fórmula 2.2. Está formado por el tiempo para reparar (TPR) y el tiempo fuera de control (TFC)

El tiempo promedio fuera de servicio representa la mantenibilidad

$$TPFS = \sum_{i=1}^n \frac{TFS_i}{n} \quad (2.2)$$

TFS = Tiempo fuera de servicio

n = Número total de fallas en el período evaluado

Se recomienda que se determine para las diferentes clases de equipos, para componentes críticos y para los diferentes niveles de voltaje

g) *Índice de Disponibilidad*: capacidad de un equipo de desempeñar su función requerida bajo determinadas condiciones, en un momento determinado o durante un intervalo de tiempo específico, asumiendo que existan los recursos externos requeridos. Representa el porcentaje del tiempo disponible del uso del activo en un período determinado, la continuidad, se calcula según la ecuación 2.4. Se recomienda que se determine para las diferentes clases de equipos, para componentes críticos y para las diferentes niveles de voltaje e instalaciones.

$$D = (TPO / (TPO + TFS)) \times 100\% \quad (2.4)$$

Diagnóstico integral

El diagnóstico integral por áreas e instalaciones permite determinar los problemas que están afectando en mayor proporción el desempeño de los indicadores, provocando impactos en las operaciones y riesgos asociados a la seguridad.

2.4.2 Fase análisis y control

En esta fase se aplican metodologías que permiten estudiar y monitorear el estado de los equipos, definir las causas de fallas y actuar sobre ellas, facilitan que se establezcan las condiciones requeridas para restablecer las condiciones de los equipos de manera eficaz.

Mantenimiento centrado en fiabilidad

El mantenimiento centrado en fiabilidad (MCC) es la metodología que se debe aplicar a los equipos de criticidades alta y media.

Se designa un equipo multidisciplinario de trabajo que se encarga de optimizar la fiabilidad operacional de un sistema que funciona bajo condiciones definidas, estableciendo las estrategias efectivas de mantenimiento, operación e inspección, tomando en cuenta los posibles efectos que originarán los modos de fallas de sus elementos a la seguridad, al ambiente y a las operaciones.

El objetivo de ésta metodología es garantizar los estándares de ejecución de cada activo y tiene los siguientes beneficios:

- Permite desarrollar un plan de buenas prácticas de operaciones y mantenimiento que se adapta a las necesidades actuales del negocio y a las condiciones de los activos.
- Identifica tareas predictivas y preventivas técnicamente factibles y costo efectivas.
- Reconoce las reales causas de falla y busca disminuir sus consecuencias.
- Reconoce que al menos un 70% de las causas de falla no se pueden prevenir o predecir, por lo tanto para garantizar la fiabilidad del negocio:
 - Identifica las modificaciones al diseño requeridas
 - Identifica los errores humanos y recomienda correcciones
 - Identifica los requerimientos de capacitación, creación y revisión de procedimientos, supervisión, etc.
 - Identifica planes de contingencia.
 - Identifica repuestos críticos.
 - Identifica situaciones donde la operación hasta la falla es lo más conveniente.
- Trata con las fallas que están ocurriendo hoy y las que podrían ocurrir mañana.

En la figura 2.6 se muestra la secuencia de pasos para implementar el mantenimiento centrado en fiabilidad.

La aplicación del MCC implica el desarrollo de actividades en el mantenimiento orientadas a la prevención, con tendencia a reducir las actividades correctivas:

Tareas proactivas:

- Tareas a condición, inspección, monitoreo, detección de fallas potenciales para prevenir fallas funcionales y reducir las consecuencias de fallas.
- Tareas de reacondicionamiento cíclico: Equipos revisados y/o componentes reparados a frecuencias determinadas independientemente de su estado en ese momento.
- Tareas de sustitución cíclica: Reemplazo de un equipo o sus componentes a frecuencias determinadas, independientemente de su estado en ese momento.
- Búsqueda de fallas ocultas: Revisar la condición de operatividad de la función oculta, mediante pruebas a intervalos regulares.

Tareas Reactivas:

- Tareas “a falta de”:
 - Rediseño: Aplica si no se encuentra una tarea de búsqueda de fallas o mantenimiento preventivo que reduzca los riesgos de fallas múltiples, los niveles de alto riesgo ambiental y/o impacto en la seguridad.
 - Ningún mantenimiento preventivo: Sólo si el mantenimiento preventivo es más costoso que el monto involucrado en las consecuencias operacionales y/o el costo de reparar la falla.

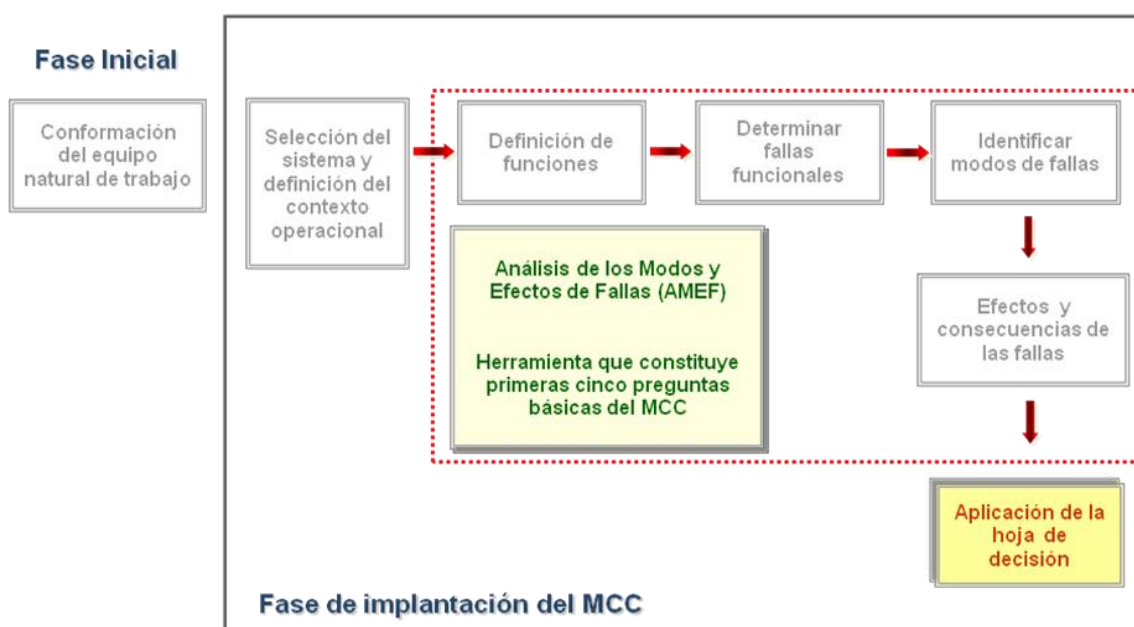


Figura 2.6. Diagrama de Bloques para el Mantenimiento Centrado en Fiabilidad

Fuente: (Centro de Estudios de PDVSA, 2010).

2.4.3 Inspección basada en riesgo

La inspección basada en riesgos (IBR) evalúa la condición límite de los parámetros de operación para cada equipo y recomienda los niveles de inspección y mantenimiento requeridos para asegurar la integridad de los mismos. Aplica a equipos estáticos de criticidades alta y media. Está orientado a establecer los ciclos de inspección óptimos en función de la criticidad de los equipos y de la tasa de deterioro. Basado en el grado de riesgo asociado con cada activo, se desarrolla el programa de mantenimiento planificado y las interrupciones voluntarias en cada circuito o instalación.

La IBR se basa en los siguientes conceptos:

- Los activos deben ser examinados en intervalos predeterminados para asegurar la integridad mecánica del activo y del proceso.
- Los factores que influyen en la tasa de deterioro del activo se deben monitorear para determinar procedimientos de inspección eficaces y proactivos, y los intervalos de inspección.
- La combinación de los intervalos de inspección mayor, con el seguimiento apropiado de las actividades en operación constituyen la base fundamental para un programa eficaz de inspección.

La metodología IBR permite obtener los siguientes beneficios:

- a) Identificar y controlar riesgos que están presentes en las plantas.
- b) Determinar el impacto total asociado a la ocurrencia de cada evento de falla.
- c) Cuantificar los niveles de riesgo para la toma de decisiones.
- d) Recomendar los niveles de inspección y mantenimiento requeridos para asegurar la integridad mecánica de acuerdo al nivel de riesgo.
- e) Evaluar el impacto sobre el riesgo de acciones como:
 - Modificación de los esquemas de operación
 - Cambios por reparación de la estructura y el mecanismo en los equipos instalados en las redes eléctricas.
 - Instalación de nuevos equipos y tecnologías o mejoras de las existentes.
 - Instalación de sistemas de protecciones eléctricas de última generación.

2.4.4 Análisis causa raíz

El análisis causa raíz (ACR) permite identificar las causas raíces desconocidas que originan u originaron las fallas en los sistemas, permitiendo adoptar acciones correctivas o preventivas con el fin de mejorar la fiabilidad y reducir costos por pérdidas de oportunidad.

Se deben aplicar ACR cuando:

- Se presentan eventos no deseados con alta frecuencia (problemas crónicos)
- Se presenta eventos esporádicos que generan altas consecuencias.
- Los costos de operación no se ajustan a la realidad.
- Los costos de mantenimiento correctivo son muy elevados.
- Se desea conocer por qué ocurre un evento indeseable (accidentes e incidentes)

Beneficios de la aplicación de ACR:

- Mejora la eficiencia de los proceso a través de la prevención y/o eliminación de fallas frecuentes.
- Reduce los costos de reparación mediante la identificación y corrección de fallas crónicas.
- Disminuye la cantidad de defectos en los productos.
- Mejora los costos operacionales y los tiempos de operación.
- Mejora la capacidad de producción (identifica restricciones).
- Disminuye la posibilidad de accidentes.
- Minimiza las fallas humanas.

En la figura se representan los pasos para la aplicación de esta metodología.

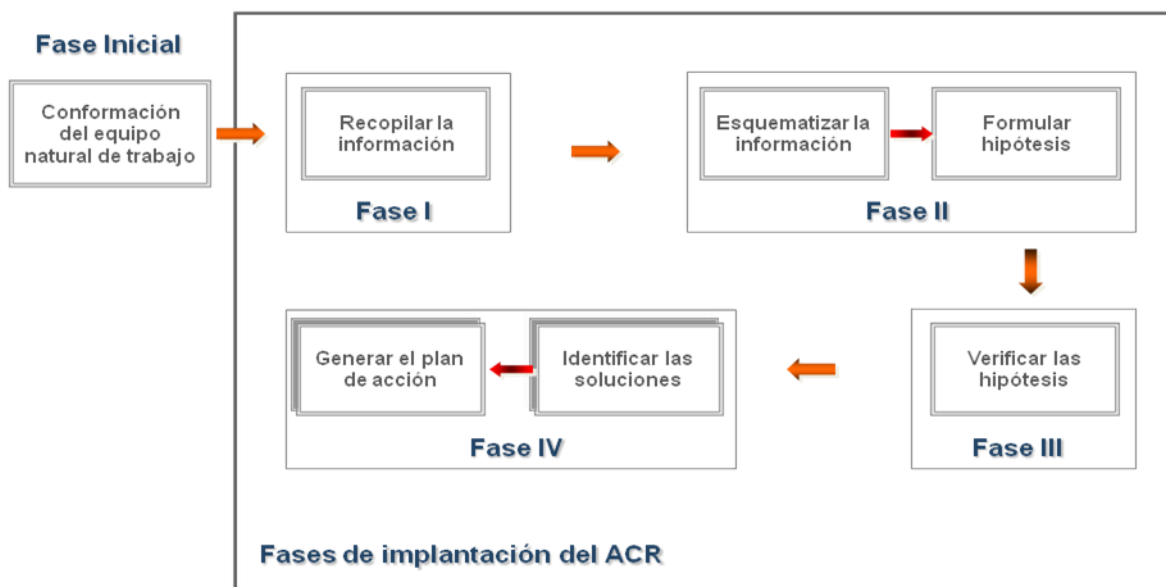


Figura 2.7. Diagrama de Bloques para el Análisis Causa Raíz

Fuente: (Centro de Estudios de PDVSA, 2010).

Para realizar los ACR, se aprovechan las herramientas y facilidades existentes en el Sistema de Gestión de la Distribución donde existen los expedientes de vida de los equipos y el resultado de los valores de sus pruebas técnicas, el módulo de defectos y el de

interrupciones al servicio dan todos los elementos para determinar las causas primarias del fallo del sistema

2.4.5 Análisis de modos y efectos de fallas (AMEF)

Es un método esencialmente cualitativo, puede ser aplicado por un analista independiente, pero es conveniente su realización por parte de un equipo de trabajo, para aprovechar la sinergia del grupo en las sesiones de trabajo colectivo. Durante las sesiones cada miembro del equipo viene con una preparación previa del equipo tecnológico y el análisis se va conformando con el consenso que resulte del debate, moderado por el líder del equipo.

Primeramente se definen los objetivos y alcance del estudio, y se reúne la documentación técnica y registros del equipo a estudiar.

El análisis de modos y efectos de fallas recorre íntegramente el equipo y todos sus componentes y plantea todas las alternativas de fallo de cada componente (modos de fallo). Para cada modo de fallo se identifican las posibles causas y los efectos sobre el equipo, indicando todos los posibles medios por los cuales el equipo puede fallar.

Se analizan las formas de detección existentes y las posibilidades de recuperación del fallo. Los fallos individuales son considerados como eventos independientes y analizados por separado, aunque el método permite considerar fallos simultáneos de dos componentes, como resultado de una causa única, determinada por factores de acoplamiento entre ambos (insuficiencias comunes de diseño, montaje, calidad de los materiales empleados, mantenimiento, etc.).

Resulta conveniente evaluar de forma cuantitativa la criticidad de los efectos de los fallos de acuerdo con su nivel de severidad para el funcionamiento del equipo, del sistema y de la instalación, con la frecuencia de ocurrencia según los históricos de fallas registrados y de acuerdo con la detección de cada causa de falla, con esto se determina el número de prioridad del riesgo (NPR). Así se pueden fundamentar las medidas para prevenir el fallo y/o contrarrestar sus efectos y se establecen las acciones correctivas sobre cada causa, identificando áreas, fechas y responsables de ponerlas en funcionamiento. Esto es decisivo para el programa de mejoramiento continuo. Todas las acciones deben llevar hacia una reducción significativa de la magnitud del número de prioridad de riesgo.

Posteriormente se deben evaluar los resultados de las acciones correctivas aplicadas y calcular el número de prioridad de riesgo, evaluando las acciones a fin de estar seguros de que ellas realmente llevaron a una mejora. Para constatar la mejora el nuevo valor de NPR debe ser significativamente menor que el original.

En la tabla 2.2 se muestra el contenido básico que se registra durante el desarrollo del FMEA.

Tabla 2.2. Registro de Análisis de Modos y Efectos de Fallas (AMFE)
Fuente: (Acuña, J. A., 2003)

Empresa Eléctrica Cienfuegos								
Código del Equipo:				Función:				
Equipo de Trabajo:								
Objetivo del estudio:								
Componente	Modo de falla	Efectos del modo de falla	S	Causas del modo de falla potencial	F	Formas de detección	D	NPR

Esta plantilla tendrá toda la información respecto a los diversos modos de falla y sus efectos. En esta se desglosan cualitativamente los modos, efectos y causas de falla potencial por los que un activo puede fallar; en las columnas S, F y D se evalúa de forma cuantitativa la severidad, frecuencia y detección de cada causa de falla y se determina el NPR que en la etapa de evaluación será re calculado para verificar si las acciones llevaron realmente a una mejora.

Conclusiones parciales del Capítulo 2.

1. Se describe la estructura organizativa de la actividad de redes eléctricas con sus características y principales dificultades para el desempeño de la gestión del mantenimiento.
2. Se evalúa la aplicación de las herramientas de la fiabilidad a partir de la estructura informativa del SIGEDI proponiendo incluir nuevos registros para favorecer su implementación
3. Se adapta la metodología del Modelo de Fiabilidad de PDVSA al procedimiento de fiabilidad de la distribución de la Empresa Eléctrica Cienfuegos y se describe las etapas para su implementación.
4. Se detalla la importancia del mantenimiento centrado en fiabilidad (MCC) y su aplicación a los equipos de las redes eléctricas.

Capítulo 3

Capítulo 3: Análisis de la Fiabilidad en la Empresa Eléctrica Cienfuegos.

La implementación de herramientas de fiabilidad es hoy para la Empresa Eléctrica Cienfuegos un reto, teniendo en cuenta lo vital que resulta la continuidad del servicio eléctrico para el desarrollo y el bienestar del pueblo. En este capítulo se presentan los resultados obtenidos de la aplicación del procedimiento explicado en el capítulo 2.

3.1 Indicadores de Fiabilidad

La determinación de indicadores ha sido una herramienta básica para el equipo de trabajo de fiabilidad, debido a la necesidad de recopilar la información requerida, reunir suficientes datos en el tiempo, crear las bases de datos y estudiar los métodos idóneos para la determinación de los indicadores. Para el presente estudio se utilizan los datos de las redes de distribución almacenados desde el 2009 hasta el 2011 y de forma general estadística de fallos desde el 2001 al 2011 por unidades organizativas UBEM.

3.1.1 Fuente de datos de mantenimiento y fiabilidad.

En la Empresa Eléctrica Cienfuegos tradicionalmente se registran los datos técnicos de los equipos, pero resulta muy difícil obtener los datos de mantenimiento y algunos de fiabilidad para determinar indicadores. En los procedimientos de trabajo del sistema de calidad están definidos los modos de fallas de los equipos de y las causas más comunes. Los datos se registran en el Sistema de Gestión de la Distribución SIGEDI. En este sistema no se registran aún todos los datos de falla, aunque tiene flexibilidad suficiente para procesar los datos históricos, procesar los datos de fallas e introducir nuevos campos para completar los datos requeridos.

La cantidad de defectos mensuales que se han registrado, se presentan en la figura 3.1, a través de un gráfico de control de cantidad de defectos del cual se puede observar que no existe un estado de control estadístico, ya que existen 9 puntos fuera de los límites de control y se presentan 11 secuencias inusuales, cumpliendo con la regla de ser grupos de 3 observaciones con valores más allá de 2 sigmas a un mismo lado de la línea central y además se cumple el patrón de conjuntos de 5 observaciones con 4 de ellas más allá de una sigma en 3 ocasiones, lo cual hace un total de 21 puntos especiales, de 40 totales. Además se calcula que el límite superior de 3,0 sigmas es de 90,9939 y el inferior 42,0561, con una media de 66.525 defectos por meses.

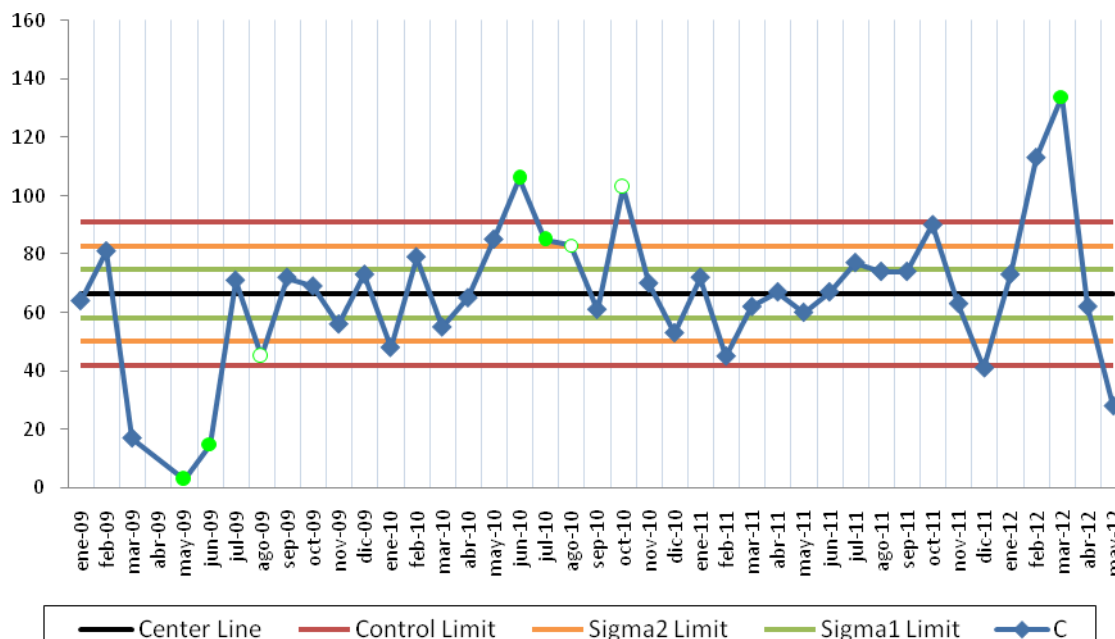


Figura 3.1: Carta de Control C, para cantidad de defectos mensuales en las redes de Distribución Eléctrica Cienfuegos, Fuente: (Statgraphics, s.d.) Centurión XV

Para poder utilizar este gráfico los datos deben seguir una distribución de Poisson, lo cual se demuestra a partir de las pruebas de bondad de ajuste realizadas, según la prueba Chi-cuadrada, el valor de p es 0.4158 el cual es mayor que la significación de contraste 0.05, por lo que no se puede rechazar la idea de que los defectos mensuales siguen una distribución de Poisson con un 95 % de confianza.

A partir de los datos proporcionados por el SIGEDI se procede a investigar el estado de la fiabilidad en la empresa, para ello se emplean los registros de fallas, analizados a través de gráficas de Pareto.

Al análisis de los indicadores más importantes para la evaluación de la fiabilidad de la distribución en las redes eléctricas es el Tiempo de Interrupción al Usuario (TIU), este tiempo es llevado en los datos del Sistema de Gestión de la Distribución (SIGEDI) en el consolidado de los circuitos primarios. Sin embargo, está ligado a interrupciones en los niveles primarios, secundarios y de servicios, por lo que se hace necesario determinar en cuál de los niveles se tiene una mayor influencia para los TIU. El método de análisis empleado para este fin es el de la regresión, la cual se realiza según los datos de las interrupciones por niveles y su influencia en los intervalos de TIU calculados a partir de las frecuencias de ocurrencia.

Tabla 3.1: Frecuencias para el Tiempo de Interrupción al Usuario

Fuente: Elaboración propia

Clase	Límite Inferior	Límite Superior	Punto Medio	Frecuencia	Frecuencia Relativa	Frecuencia Acumulada	Frecuencia Rel. Acum.
	menor o igual	0,0		8	0,0842	8	0,0842
1	0,0	9,45	4,725	54	0,5684	62	0,6526
2	9,45	18,9	14,175	10	0,1053	72	0,7579
3	18,9	28,35	23,625	6	0,0632	78	0,8211
4	28,35	37,8	33,075	4	0,0421	82	0,8632
5	37,8	47,25	42,525	2	0,0211	84	0,8842
6	47,25	56,7	51,975	3	0,0316	87	0,9158
7	56,7	66,15	61,425	2	0,0211	89	0,9368
8	66,15	75,6	70,875	0	0,0000	89	0,9368
9	75,6	85,05	80,325	0	0,0000	89	0,9368
10	85,05	94,5	89,775	0	0,0000	89	0,9368
11	94,5	103,95	99,225	0	0,0000	89	0,9368
12	103,95	113,4	108,675	2	0,0211	91	0,9579
13	113,4	122,85	118,125	0	0,0000	91	0,9579
14	122,85	132,3	127,575	2	0,0211	93	0,9789
15	132,3	141,75	137,025	0	0,0000	93	0,9789
16	141,75	151,2	146,475	0	0,0000	93	0,9789
17	151,2	160,65	155,925	0	0,0000	93	0,9789
18	160,65	170,1	165,375	0	0,0000	93	0,9789
19	170,1	179,55	174,825	1	0,0105	94	0,9895
20	179,55	189,0	184,275	1	0,0105	95	1,0000
	mayor de	189,0		0	0,0000	95	1,0000

Esta tabulación de frecuencias dividiendo el rango de TIU en intervalos del mismo ancho, y cuenta el número de datos en cada intervalo. Las frecuencias muestran el número de datos en cada intervalo, mientras que las frecuencias relativas muestran las proporciones en cada intervalo. Pueden verse gráficamente los resultados de la tabulación en la figura 3.2.

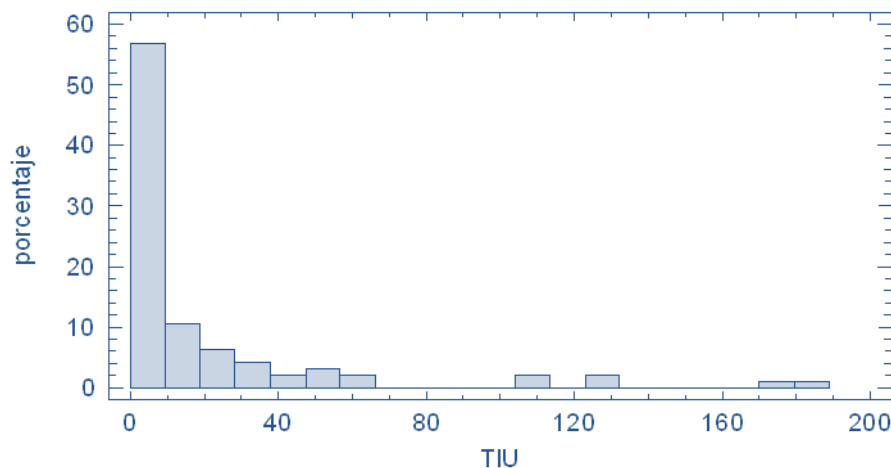


Figura 3.2: Histograma de Frecuencia para los Tiempos de Interrupción al Usuario

Fuente: (Statgraphics, s.d.) Centurion XV

Estas clases que se calculan, son utilizadas para realizar una regresión Weibull con el fin de determinar en qué medida influyen las interrupciones en los circuitos primarios, secundarios y de servicios en las clasificaciones de los TIU. Los resultados de la regresión se encuentran en la tabla 3.2

Tabla 3.2 Modelo de Regresión Weibull Estimado para los TIU.

Fuente: Elaboración propia

Parámetro	Estimado	Error Estándar	LC Inferior 95,0% Límite de Conf.	LC Superior 95,0% Límite de Conf.
CONSTANTE	-0,038558	0,10556	-0,245452	0,168336
Interrupciones. Primarias	0,0102784	0,00365493	0,00311481	0,0174419
Interrupciones. Secundarias	0,00187334	0,00112465	-0,00407761	0,000330931
Interrupciones. Servicios	0,0015056	0,000228211	0,00105831	0,00195289
SIGMA	0,58918	0,0434629	0,509866	0,680832

Para analizar la influencia de cada uno de los parámetros se realizan la pruebas de Verosimilitud, como se puede apreciar en la tabla 3.3, las interrupciones secundarias no son estadísticamente significativas para la clasificación de los TIU, ya que su valor crítico de probabilidad no es menor que 0.05.

Tabla 3.3: Pruebas Razón de Verosimilitud modelo ajustado
Fuente: Elaboración. Propia.

Factor	Chi-Cuadrada	GI	Valor-P
Interrupciones Primarias	8,71436	1	0,0032
Interrupciones Secundarias	2,63594	1	0,1045
Interrupciones Servicios	36,4795	1	0,0000

Los resultados de ajustar un modelo de regresión para el tiempo de falla con respecto a las interrupciones primarias, secundarias y de servicios. La ecuación del modelo ajustado es: $\text{Clasif} = \exp(-0,0386 + 0,010 \cdot \text{Primarias} - 0,0019 \cdot \text{Secundarias} + 0,0015 \cdot \text{Servicios})$

Lo que permite demostrar que la mayor influencia en las clasificaciones de los TIU están relacionadas en primer lugar con las interrupciones en el nivel primario, luego con el de servicio y por último y menos significativas por las fallas en los niveles secundarios. Para mayor detalle se puede ver el Anexo 4

Para el análisis de los circuitos primarios, inicialmente se muestran la incidencia de la fallas por estructura administrativa, para determinar de esta forma cual es la que presenta mayor número de fallas durante el período estudiado. Resultando, como se puede ver en la figura 3.3 que la mayor cantidad de problemas ocurren en la UBEM Cienfuegos, UBE Centro de Operaciones, Dirección Técnica, UBEM Rodas y la UBEM Lajas.

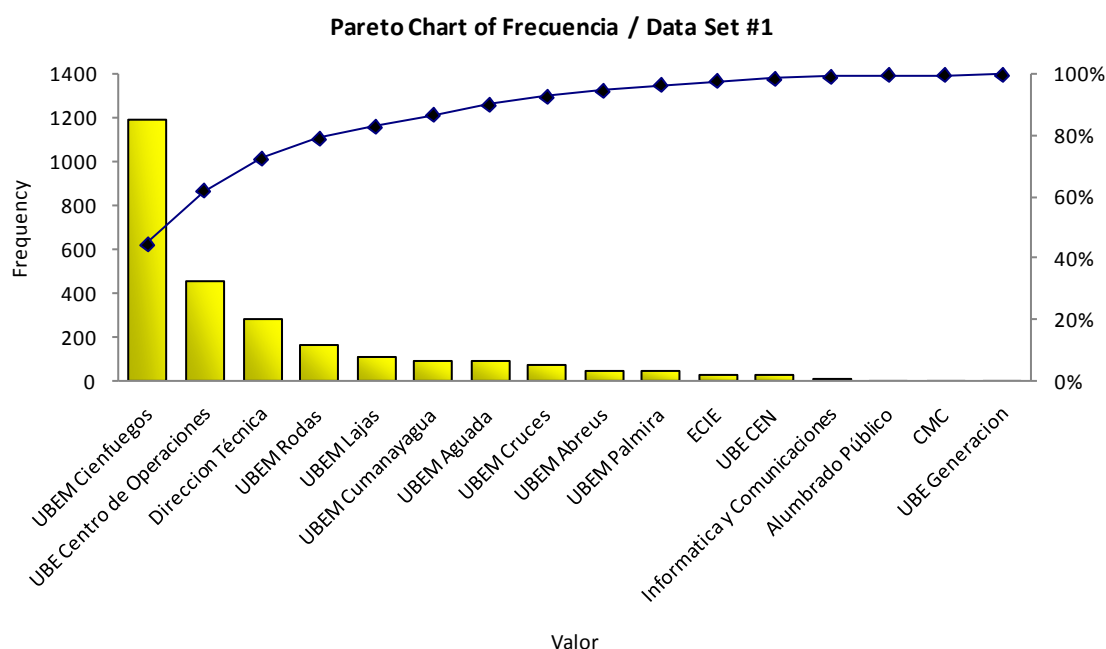


Figura 3.3 Frecuencia de fallas por estructura administrativa en la Empresa Eléctrica Cienfuegos; Fuente: (Statgraphics, s.d.) Centurión XV

En el último año se reportaron un total de 15 992 interrupciones, de las cuales 402 fueron en los circuitos primarios, 3357 en los circuitos secundarios y 12 233 en los niveles de servicios, teniendo en cuenta que existen en la provincia un total de 95 circuitos primarios, de los cuales se derivan 3592 circuitos secundarios, para poder estudiarlos con detenimiento se decide por parte del equipo de mejora, seleccionar los más problemáticos.

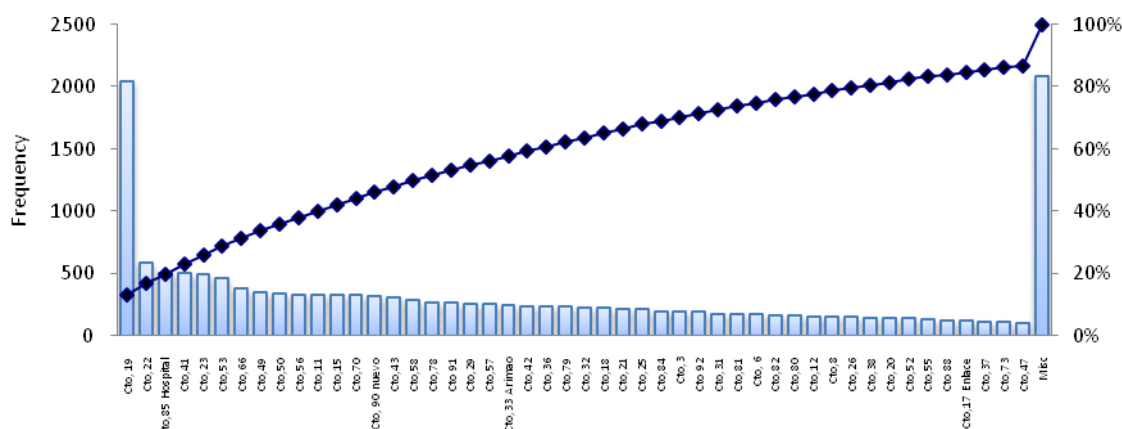


Figura 3.4: Gráfica de Pareto para las interrupciones totales en los circuitos primarios
Fuente: (Statgraphics, s.d.) Centurión XV

En la figura 3.4 salta a la vista inmediatamente el circuito 19, el cual tiene un nivel de interrupciones muy superior a los demás circuitos. Este circuito tiene un voltaje de 13.8 kV y se encuentra en Cienfuegos, además cuenta con un total de 149 transformadores agrupados en 124 bancos, distribuidos a lo largo de 18 km de líneas. Sin embargo, no es este circuito uno de los que más Tiempo de Interrupción al Usuario (TIU) ha reportado, como se puede ver en la figura 3.5.

A partir de las gráficas de Pareto de las figuras 3.3, 3.4 y 3.5, no es posible determinar un conjunto de circuitos que puedan representar el 80 % de los defectos, ya que no se cumple correctamente el principio, por lo tanto los análisis de los componentes que fallan, deberá hacerse de forma general.

Con los datos proporcionados por el SIGEDI, se pueden conocer también, los elementos que están teniendo una mayor incidencia en las fallas reportadas, para de esta forma poder analizar consecuentemente dónde los elementos conocidos como malos actores en el procedimiento

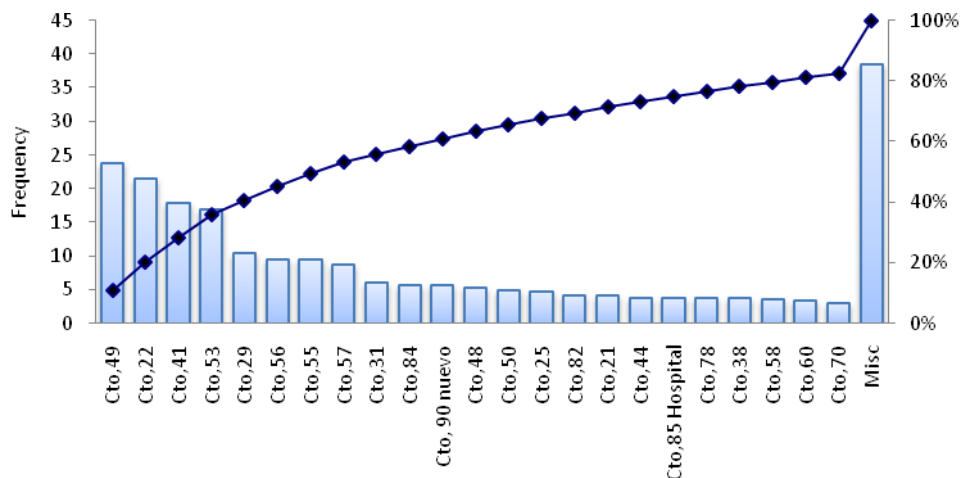


Figura 3.5: Pareto para los TIU reportados por circuitos primarios

Fuente: (Statgraphics, s.d.) Centurión XV

A partir del análisis de Pareto que se muestra en la figura 3.6, se puede constatar que los elementos más conflictivos del total de 95 componentes que se utilizan, son los siguientes:

- Transformadores
- Acometida
- Poste o estructura
- Conductor

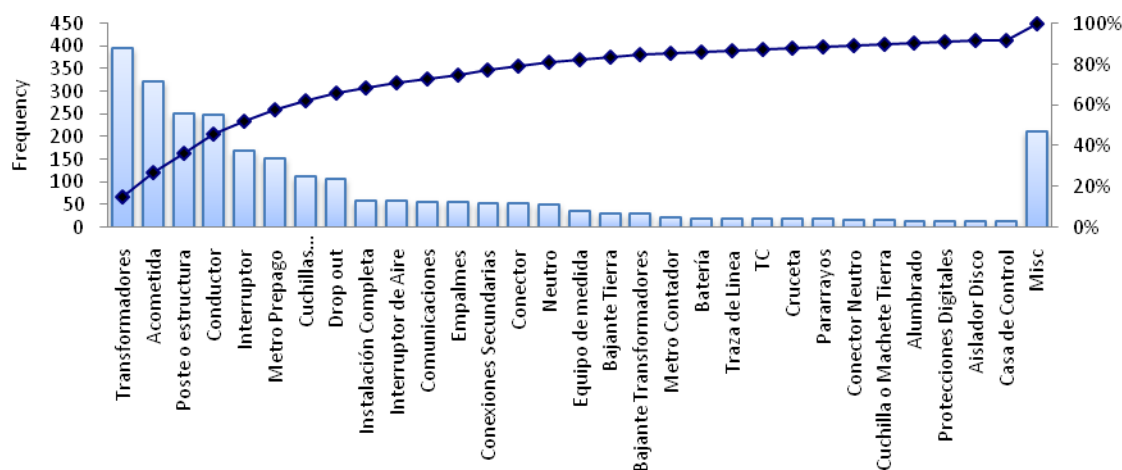


Figura 3.6 Frecuencia de fallas por elementos en la empresa Eléctrica Cienfuegos;

Fuente: (Statgraphics, s.d.) Centurión XV

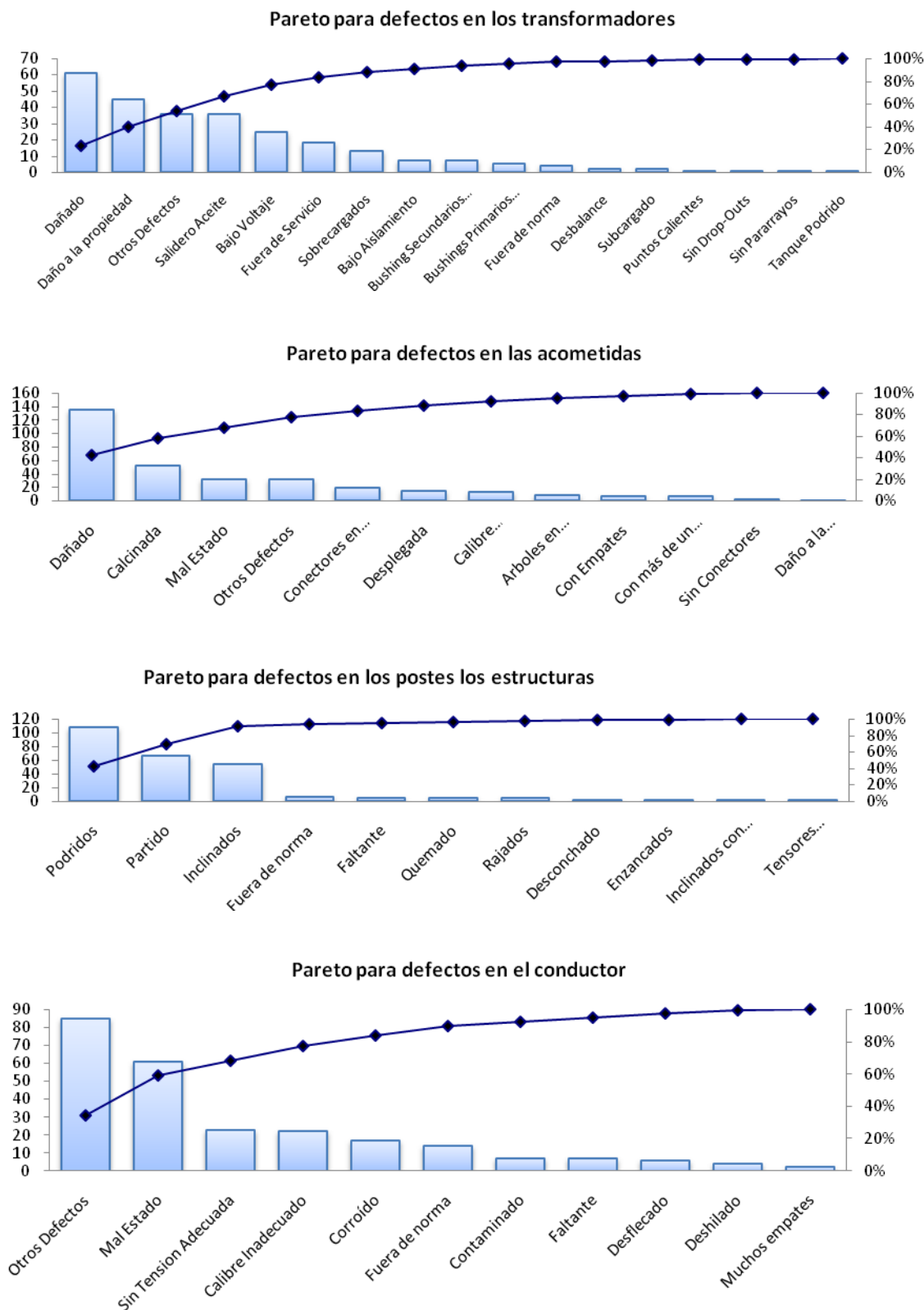


Figura 3.7: Gráficos de Pareto para las sub-causas de los elementos más fallados

Fuente: (Statgraphics, s.d.) Centurion XV

En la Empresa Eléctrica Cienfuegos existe como parte del sistema de gestión de calidad un procedimiento, el UR-BD 0212, en el cual se definen los distintos tipos de interrupciones que pueden ocurrir en los circuitos, clasificándolas según corresponda por cada tipo de de instalación, como se puede ver en la siguiente tabla, tienen un número clave y las sub causas de dichos fallos se muestra Anexo 5, no todas los tipos de interrupciones están en cada instalación (circuitos primarios, circuitos secundarios, circuitos de servicios, redes de 110 kV, redes de 33 kV, subestación de 110 kV y 33 kV). Para una mejor comprensión de los códigos que se emplean en el procedimiento UR-BD 0306, se detallan en el Anexo 6, donde se explican los códigos y para las instalaciones estudiadas.

En el Anexo 7 se describe el comportamiento de estos indicadores entre los años 2003 al 2011 notándose un cierto deterioro en el año 2011 del indicador de índice de transformadores dañados con relación al plan propuesto. En el Anexo 8 se detalla el resultado del número de interrupciones voluntarias y no voluntarias en los niveles primarios, secundarios y de servicios por cada UBEM desde el año 2005 al 2011 según la causa (clave) descripta en la tabla 3.4 siguiente, además ofrece la información del tiempo total y promedio de dichas interrupciones.

Tabla 3.4: Clasificación de las interrupciones y correspondencia con las instalaciones.

Fuente: Elaboración propia

Interrupciones	Clave	Prim.	Secund.	Serv.	Transm 110kv	Subtr 33kv	SE 110kv	SE 33kv
Voluntarias	1	x	x		x	x	x	x
Estructuras	2	x	x	x	x	x	x	x
Aislamiento	3	x			x	x	x	x
Conductor	4	x	x	x	x	x		
Crucetas y Herrajes	5	x	x		x	x	x	x
Falso contacto	6	x	x	x	x	x	x	x
Aterramiento y Shield	7	x	x		x	x	x	x
Equipos	8	x	x	x	x	x	x	x
Rayos	9	x	x	x	x	x	x	x
Árboles	10	x	x	x	x	x		
Operación defectuosa o errónea.	11	x			x	x	x	x
Fallas del sistema	12	x			x	x	x	x
Falla en nivel inferior.	13	x	x	x	x	x	x	x
Otros agentes medioambientales	14	x	x		x	x	x	x
Agentes externos	15	x	x	x	x	x	x	x

Desconocidas	16	x			x	x		
--------------	----	---	--	--	---	---	--	--

3.2: Análisis de la probabilidad de fallos

Para el análisis de la probabilidad de fallos existe primeramente un problema, no se tienen contabilizados los tiempos de trabajo hasta el fallo de los elementos que conforman las redes, lo cual dificulta que se puedan calcular los índices tradicionales de fiabilidad, en este caso, se decide calcular la probabilidad de fallas a partir de los datos generales, esta forma de cálculo no permite conocer qué vida media residual tiene un equipo determinado, pero si permite conocer cuál es la probabilidad de que en un día ocurra una falla, a partir de los datos históricos de 40 meses, desde enero de 2009 hasta abril de 2012.

Como se comentó en el epígrafe anterior, la cantidad de fallas en un mes sigue distribución de Poisson con parámetro Lambda igual a 66.525, por lo que se pueden construir las funciones de probabilidad características, como son la función de densidad y la función de probabilidad acumulada, las que se presentan en las figuras 3.8 y 3.9 respectivamente.

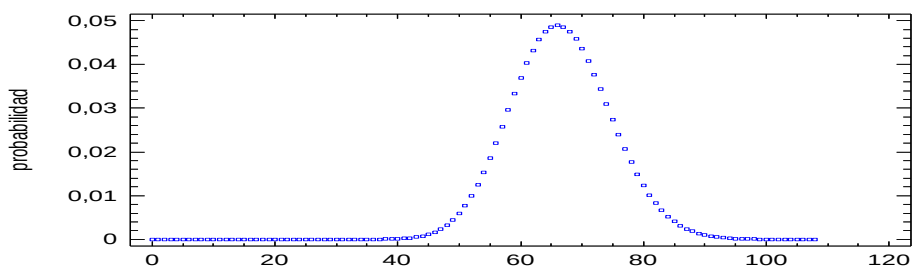


Figura 3.8: Función de densidad de Fallas en la Empresa Eléctrica Cienfuegos
Fuente: (Statgraphics, s.d.) Centurion XV

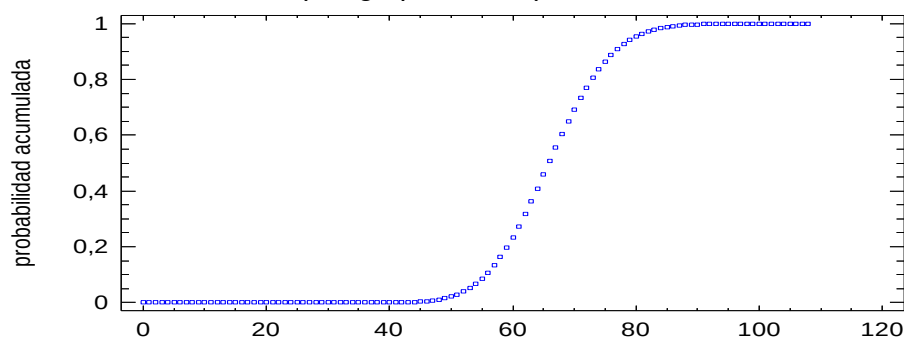


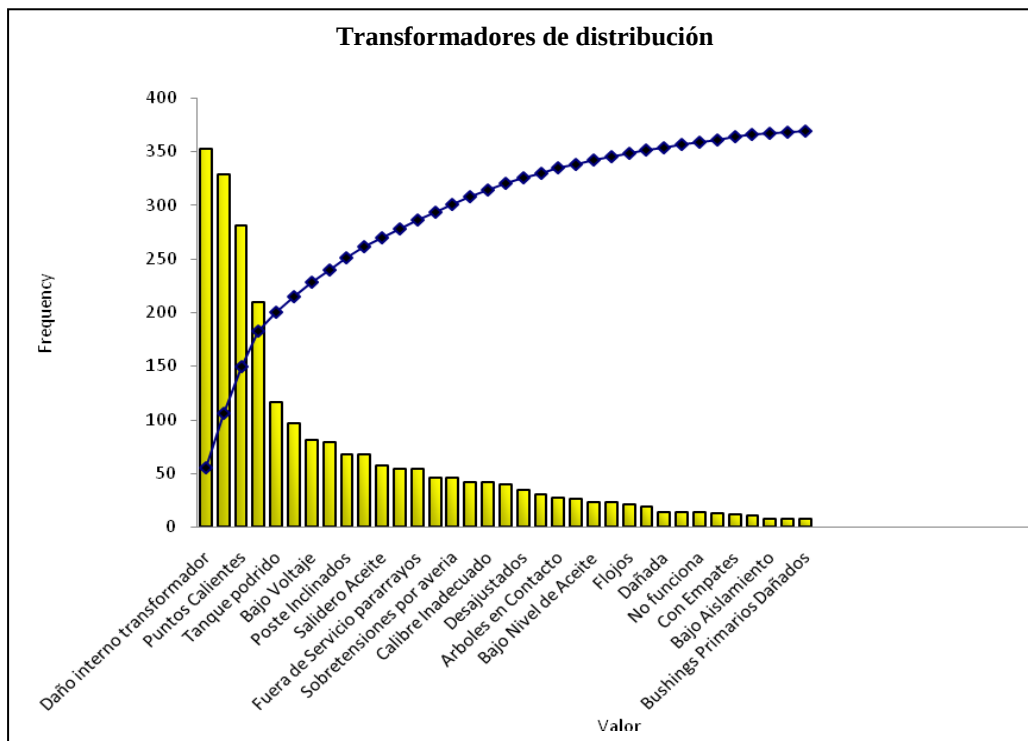
Figura 3.9: Función de Probabilidad de Fallas acumulada en la Empresa Eléctrica Cienfuegos Fuente: (Statgraphics, s.d.) Centurion XV

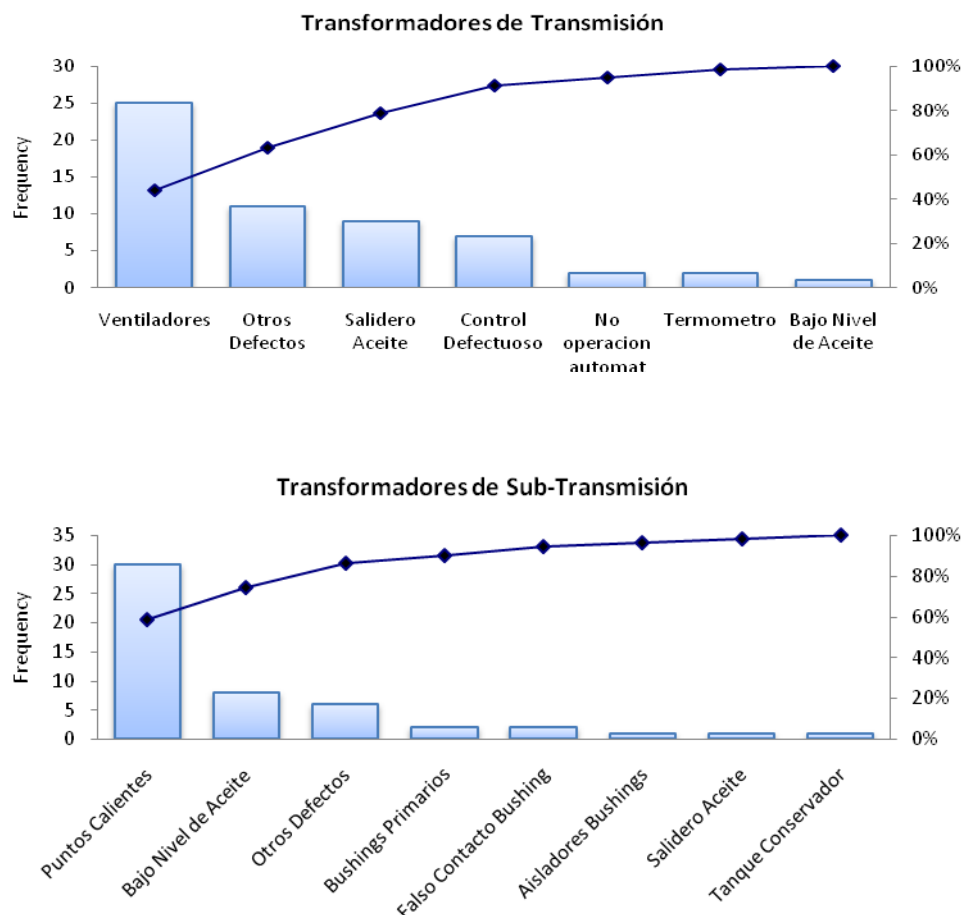
A partir de estos resultados se pueden obtener las áreas de colas, con las que se pueden programar las actividades de atención a averías, ya que las probabilidades calculadas indican que es muy poco probable que los fallos en un mes sean menores de 48 o mayores de 86. Para un análisis más detallado se puede ver el Anexo 9.

Tabla 3.5: Valores de las Áreas de Cola para los percentiles de la función de fallos
Fuente: Elaboración propia

Percentiles	0,01	0,1	0,5	0,9	0,99
Dist. Poisson (66.525)	48	56	66	77	86

En el epígrafe anterior, se constató que los elementos más fallados en el periodo estudiado, son los transformadores, por lo que se realiza un análisis más detallado de los fallos de estos equipos. Anteriormente en la figura 3.7, se plantearon de forma general las causas de fallas de los transformadores, pero se pudieran detallar más teniendo en cuenta los tipos de transformadores, pues existen los de Distribución, Transmisión y Sub-transmisión, ver figuras 3.10.





Figuras 3.10: Causas de fallas por tipos de transformadores.
Fuente (Statgraphics, s.d.) Centurión XV

Con los datos proporcionados por el Sistema de Gestión de la Distribución, se pueden estimar las probabilidades de ocurrencia de los fallos. Para ello se analizan las distribuciones de probabilidad que siguen los datos, para este fin se emplea el software Statgraphics 15 Centurión, empleando el método de bondad de ajuste por la prueba Chi-cuadrada; la cual divide el rango de la variable analizada en intervalos no solapables y compara el número de observaciones en cada clase con el número esperado con base en la distribución ajustada.

Los estadísticos de contraste obtenidos para el análisis de las fallas de los tres tipos de transformadores estudiados, superan el valor del estadígrafo de contraste p-valor igual a 0.05, como se muestra a continuación en la tabla 3.6, la cual además incluye los valores de probabilidad de ocurrencia del evento,

Tabla 3.6: Ajuste a las distribuciones para los Transformadores estudiados.
Fuente: Elaboración propia

Tipo de Transformador	Distribución	Transmisión	Sub-transmisión	General
Distribución de Probabilidad	Geométrica	Geométrica	Geométrica	Geométrica
probabilidad del evento	0.178	0.473	0.044	0.24
P-valor	0.23	0.773	0.47	0.49

El uso común de esta función está generalmente definido como tiempo de espera hasta que ocurra el primer éxito en una secuencia de ensayos Bernoulli independientes. En este caso particular esta función se define como la cantidad de días hasta que aparezca un fallo. De esta forma se estiman las funciones de densidad, las que se presentan en las figuras 3.11 al 3.14.

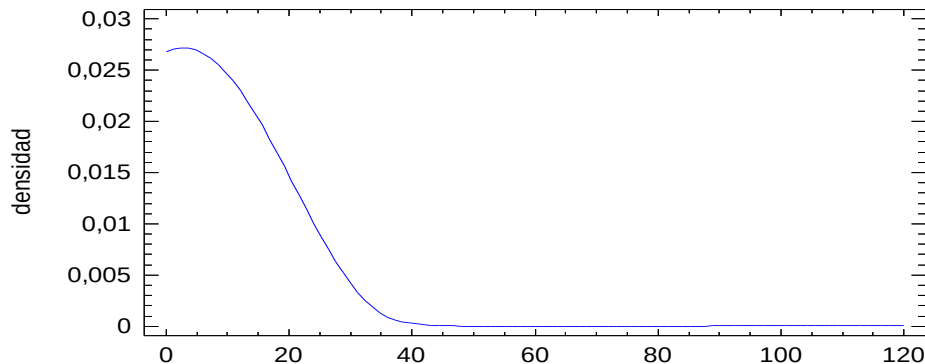


Figura 3.11: Función de densidad suavizada para los fallos de los transformadores en general. Fuente (Statgraphics, s.d.) Centurión XV

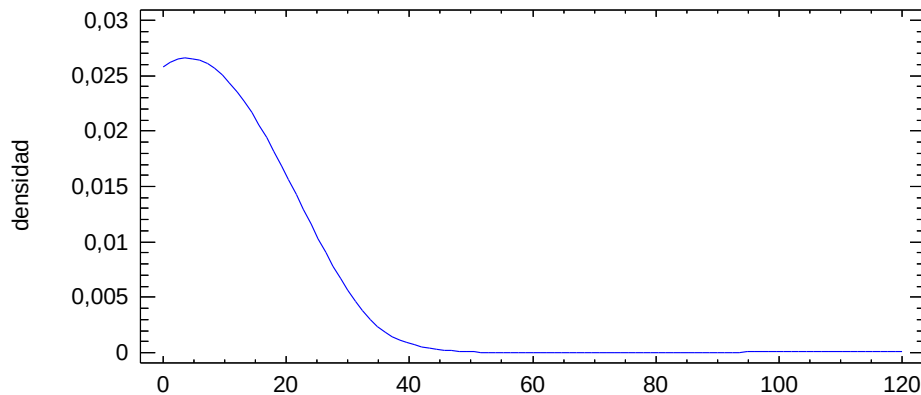


Figura 3.12: Función de densidad suavizada para los fallos de los transformadores de distribución. Fuente (Statgraphics, s.d.) Centurión XV

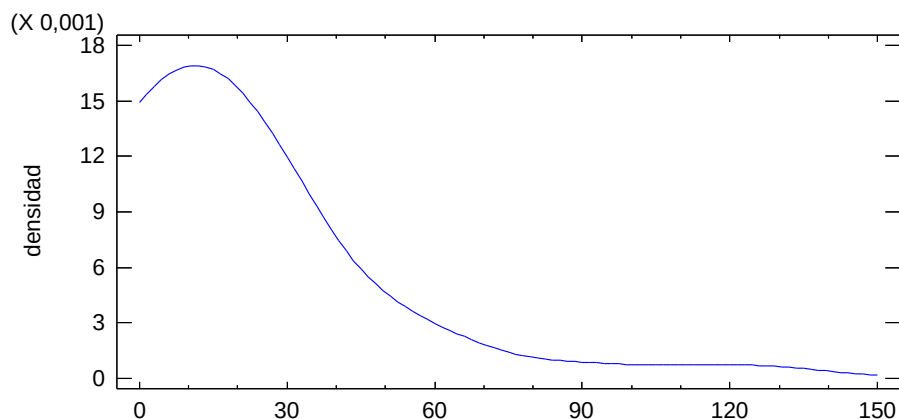


Figura 3.13: Función de densidad suavizada para los fallos de los transformadores de transmisión. Fuente (Statgraphics, s.d.) Centurión XV

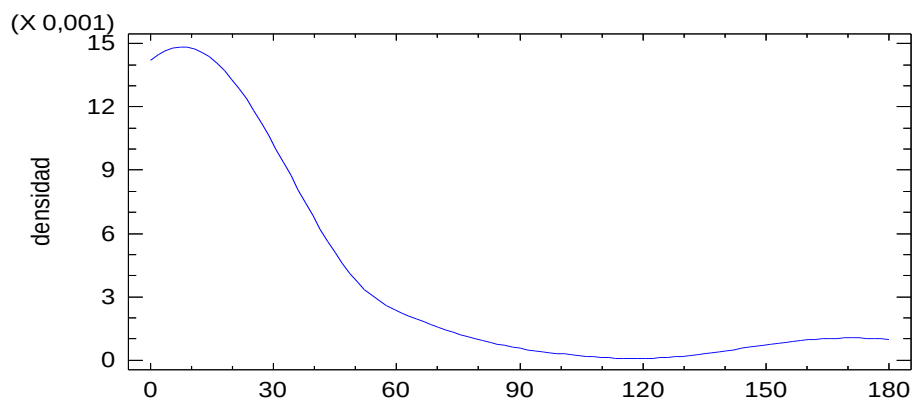


Figura 3.14: Función de densidad suavizada para los fallos de los transformadores de Sub-transmisión. Fuente (Statgraphics, s.d.) Centurión XV

Para el análisis de los demás elementos más fallados se emplea la misma forma de trabajar, obteniendo también las funciones de probabilidad a las que más se ajustan los datos, así como las funciones de densidad. En la siguiente tabla 3.7 se observan los valores críticos de rechazo para las pruebas de hipótesis de bondad de ajuste Chi-cuadrada, así como los parámetros de las funciones.

Tabla 3.7: Ajuste a las distribuciones para los demás elementos estudiados.

Fuente: Elaboración propia

Tipo de Elemento	Acometida	Poste o Estructura	Conductor
Distribución de Probabilidad	Geométrica	Geométrica	Geométrica
probabilidad del evento	0.20	0.17	0.16
P-valor	0.24	0.7	0.72

Las funciones de densidad se encuentran representadas en las figuras 3.15 a la 3.17, teniendo en cuenta que el planteamiento formal de la función es definido como la cantidad de días hasta que aparezca un fallo.

En los anexos 10 y 11, se muestran los detalles de las pruebas estadísticas realizadas para los fallos en los transformadores, las acometidas, los postes o estructuras y conductores.

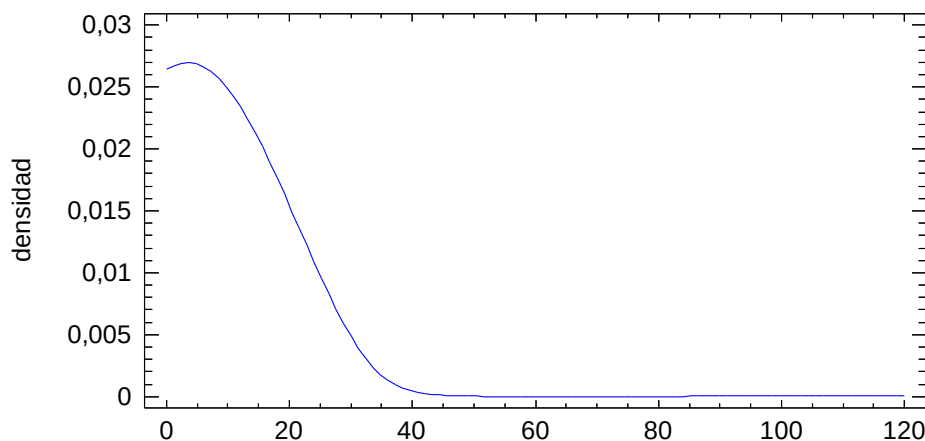


Figura 3.15: Función de densidad suavizada para los fallos de las acometidas.

Fuente (Statgraphics, s.d.) Centurión XV

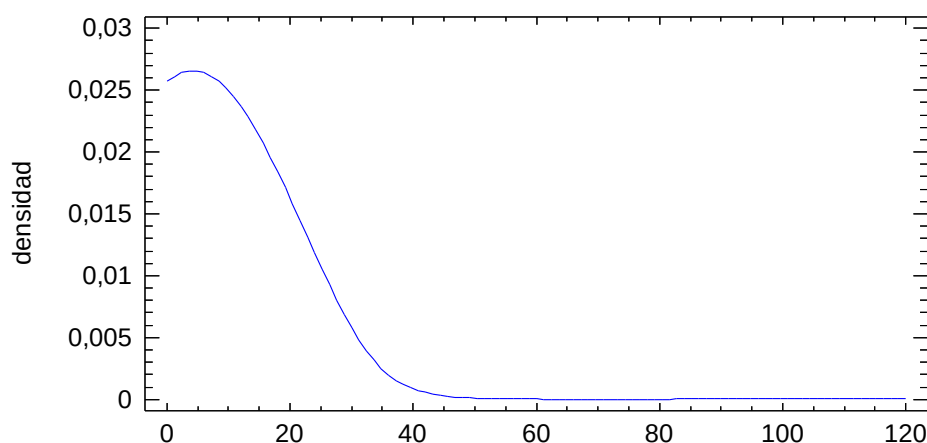


Figura 3.16: Función de densidad suavizada para los fallos de los postes o estructuras.

Fuente (Statgraphics, s.d.) Centurión XV

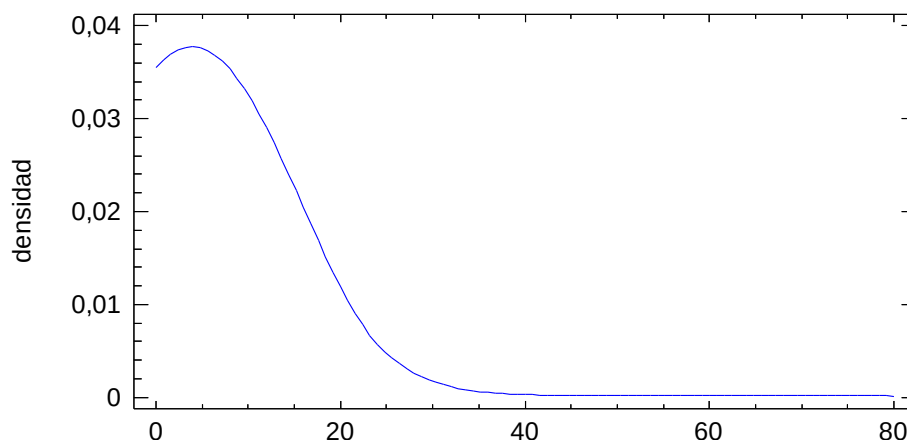


Figura 3.17: Función de densidad suavizada para los fallos de los Conductores.

Fuente (Statgraphics, s.d.) Centurión XV

3.3 Construcción de Árboles de fallas y generación de soluciones.

A partir de los resultados obtenidos en los epígrafes anteriores, se puede determinar el árbol de fallas para los problemas presentados en los transformadores, como se muestra en la figura 3.18.

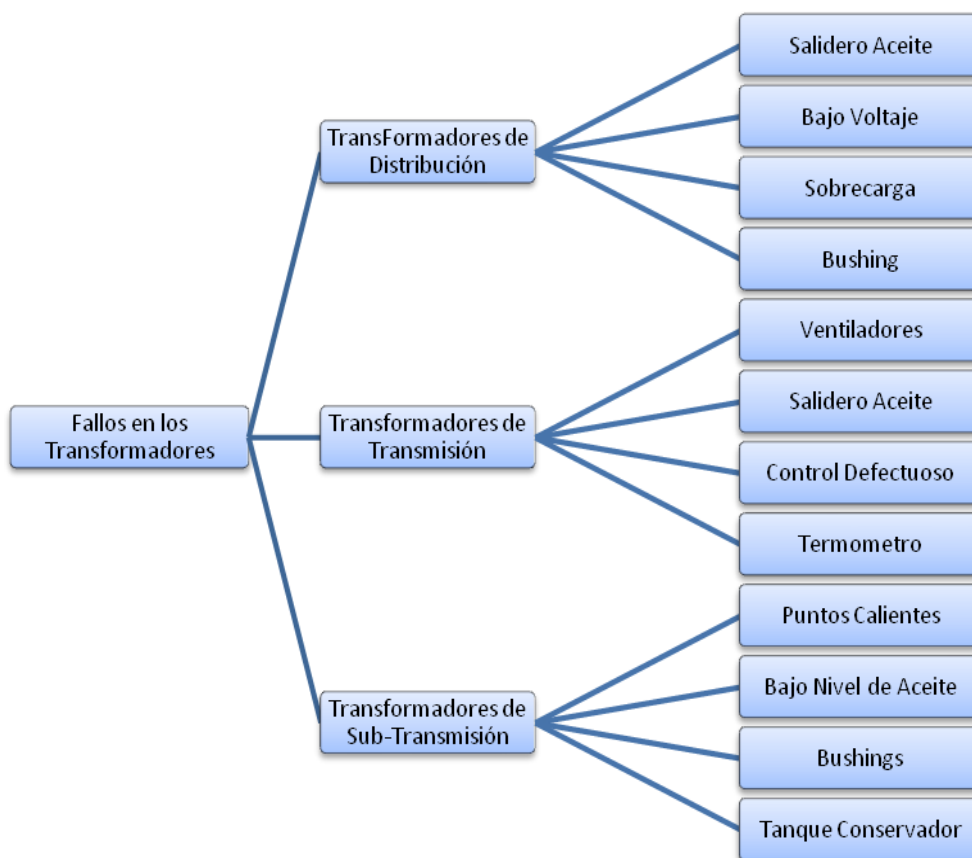


Figura 3.18: Árbol de fallas inicial para los defectos en los transformadores.

Fuente: Elaboración propia

Un análisis más profundo de las causas que se presentan por parte de la empresa en el procedimiento empresarial UR-DB 0212 rev. 01, comprueba que existen posibles relaciones de dependencia entre las causas listadas en el procedimiento, lo que impide que se pueda realizar correctamente un análisis de modos y efectos de fallas directamente.

Para determinar por medio de expertos en la empresa las causas potenciales de las fallas que ocurren en los transformadores, las cuales se analizan a través de la técnica de Análisis de Modos de Fallos y sus Efectos, para conocer las jerarquías de las fallas según los niveles de prioridad de los riesgos según se representa en la tabla 3.8.

Se aplica el Método Delphi

Este método está basado en la utilización sistemática e iterativa de juicios de opinión de un grupo de expertos hasta llegar a un acuerdo

Selección de los expertos:

1 - α	k
99%	6,6564
95%	3,8416
90%	2,6896

$$n = \frac{p(1-p)k}{i^2}$$

Donde:

k: cte. que depende del nivel de significación estadística.

p: proporción de error que se comete al hacer estimaciones del problema con n expertos.

i : precisión del experimento. ($i \leq 12$)

Fase de procesamiento y análisis de la información.

Se utilizan una escala cuantitativa de valores que caractericen la variable de fallo como se especifica en el Anexo 12 donde los 9 expertos seleccionados, como criterio de selección asumen que el menor valor es la de mejor significación. Las 27 variables inicialmente propuesta por medio de una selección ponderada se reducen a 13 de esta forma se tendrán un determinado recorrido lo cual posibilita la fácil utilización de procedimientos estadísticos. Es necesario definir la escala de puntuaciones.

Se confecciona una matriz con los Rangos de las votaciones de los expertos:

El rango es la media aritmética de las posiciones de la evaluación en puntos, de la escala establecida, a la pregunta j por el experto i de acuerdo al rango establecido.

En el Anexo 12 se muestra el resultado de la selección por medio del coeficiente de Kendall que determina la concordancia de los criterios de los expertos, en el análisis se toman como elementos de juicio por los expertos el nivel de incidencia, la magnitud del fallo con la implicación económica que representa. Siendo el resultado el siguiente:

1. Fuera de norma no cumple parámetros.
2. Devanado primario abierto.
3. Cortocircuito devanado secundario.
4. Mal estado del aislamiento o envejecido
5. Cortocircuito entre espira.
6. Relación transformación alterada.
- 7 Bobina corrida o deformada.
8. Aceite en mal estado fuera de parámetros
9. Puntos calientes
10. Bajo Voltaje en la salida.
11. Salidero o bajo nivel de aceite.
12. Calibre Inadecuado al bajante de tierra.
13. Bushing primario partido o rota.

Luego de un trabajo con los expertos de la empresa a partir de la técnica de la tormenta de ideas y posteriormente por medio de la técnica de multivotación se refinan las causas potenciales de las fallas que ocurren en los transformadores, las cuales se analizan a través de la técnica de Análisis de Modos de Fallos y sus Efectos, para conocer las jerarquía de las fallas según los niveles de prioridad de los riesgos según se representa en la tabla 3.8.

Tabla 3.8: Análisis de Modos de Fallas y sus Efectos en los transformadores
Fuente: Elaboración propia

		Falla	Modo de falla	Efectos del modo de falla	S	Causas del modo de falla potencial	F	Formas de detección	D	NPR
Fallos en los Transformadores 0.24	Transformadores de Distribución 0.178	Salidero Aceite	Perforación en el cuerpo	Desperfecto total o parcial	8	Corrosión en el cuerpo	3	Inspección Periódica	4	96
		Sobrecarga	Mal cálculo de la carga	Perdida del aislamiento	5	Error Humano	4	Medición periódicas	3	60
		Bushing	corrosión y aumento temperatura	Oscilación del voltaje	4	Falta de Mto	2	Diagnostico	3	24
		Nivel Bajo de Voltaje	Corrimiento conductores	Fallo en la relación de transformación	6	Falso contacto	3	Pruebas eléctricas internas	4	92
	Transformadores de Transmisión 0.473	Ventiladores	Parada del ventilador	Calentamiento del elemento	6	Error en Mto	2	Inspección Periódica	5	60
		Salidero Aceite	Perforaciones en el cuerpo	Desperfecto total o parcial	8	Corrosión en el cuerpo	4	Inspección Periódica	6	192
		Control Defectuoso	Descontrol de equipo	Calentamiento del elemento	9	Error en Mto	3	Inspección Periódica	1	27
	Transformadores de Sub-Transmisión 0.044	Sobrecarga	Mal cálculo de la carga	Calentamiento del elemento	5	Error Humano	5	Mediciones periódicas	4	100
		Bajo Nivel de Aceite	Perforaciones en el cuerpo	Desperfecto total o parcial	8	Corrosión en el cuerpo	5	Inspección Periódica	2	80

Luego de realizado este análisis de FMEA, se procede a calcular los valores esperados de los niveles de prioridad de riesgo utilizando las probabilidades de ocurrencia calculadas para cada una de las fallas, como se puede ver en la tabla 3.9.

A partir del análisis del valor esperado, se complementa el análisis cualitativo del FMEA con la probabilidad real de ocurrencia de las fallas, por lo que da una mejor medida de a cuáles de los fallos se le debe prestar mayor atención. Es clave destacar que estos

elementos estudiados, es decir, los transformadores, son considerados como de mucha importancia en los procesos de distribución de la energía eléctrica. Es por ello que la empresa como parte de las mejoras de los procesos debería adoptar un análisis de fiabilidad más riguroso que el que se realiza en esta investigación, para ello lo primero sería implementar la hoja de vida de los equipos diseñada en el Anexo 13, para de esta forma poder determinar correctamente los índices de fiabilidad clásicos como son los Tiempos Medios Entre Fallos (TMEF) y los Tiempos de Trabajo Hasta el Fallo (TTHF).

Tabla 3.9: Cálculo del Valor esperado de los NPR en los transformadores.

Fuente: Elaboración propia

		Falla	NPR	Valor Esperado
Fallos en los Transformadores 0.24	Transformadores de Distribución 0.178	Salidero Aceite	96	4.1
		Bajo Voltaje	92	3.8
		Sobrecarga	60	2.56
	Transformadores de Transmisión 0.473	Ventiladores	60	6.8
		Salidero Aceite	192	21
		Control Defectuoso	27	3.06
	Transformadores de Sub-Transmisión 0.044	Sobrecarga	100	1.06
		Bajo Nivel de Aceite	80	0.8

El proceso de inspección deberá ser iterativo con vistas a lograr la mejora continua, en la figura 3.19, se propone un procedimiento a seguir para la realización de las inspecciones periódicas, el que deberá quedar incluido en la empresa a través de los procedimientos diseñados en el sistema de calidad.

Además el proceso de análisis de la fiabilidad deberá incluir los pasos propuestos en la figura 3.20, el cual se basa en los datos de las inspecciones realizadas en el procedimiento presentado en la figura 3.19. Los datos requeridos para el análisis de la fiabilidad de las redes de distribución actualmente no permiten el análisis de los índices, es por ello que el sistema informático para la gestión de la distribución SIGEDI, deberá ser

modificado para incluir en él los datos de los equipos que se llevarán en el modelo previsto por el Anexo 13.

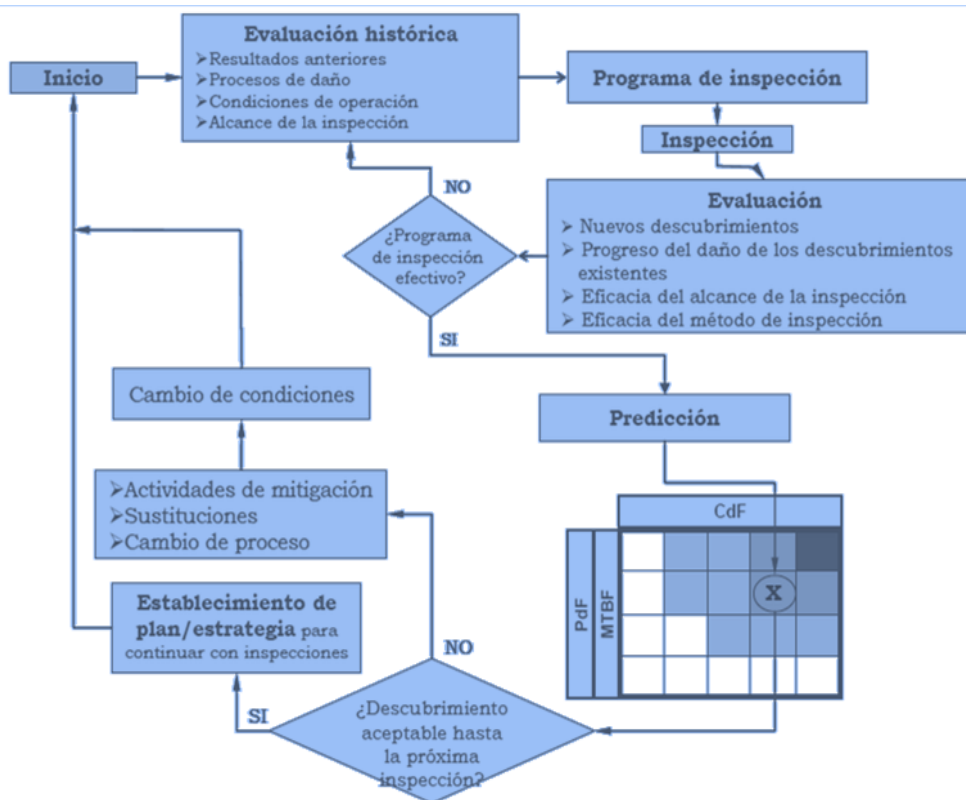


Figura 3.19 Proceso iterativo de inspección propuesto para los elementos de las redes eléctricas. Adaptado de: (Javier García González Quijano, 2004).

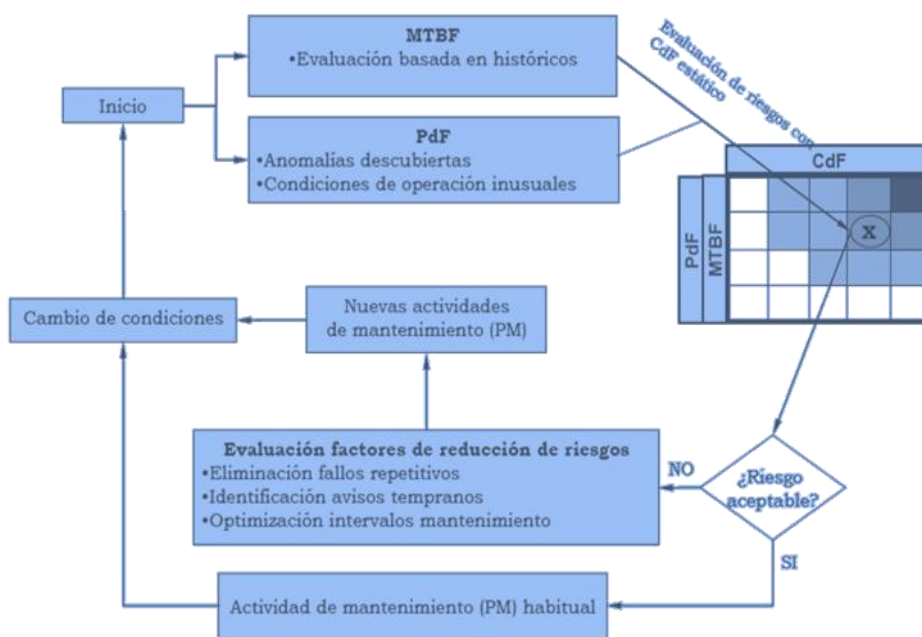


Figura 3.20: Proceso de análisis propuesto para los elementos de las redes eléctricas. Adaptado de (Javier García González Quijano, 2004).

3.4 Análisis del comportamiento de los transformadores de distribución.

Con vista a conocer el estado del mantenimiento a los transformadores para determinar las causas raíces que determinan los fallos de los mismos se hace un estudio por un período de 2001 al 2011 relacionando las cantidades de fallas de los mismos en los diferentes meses del año y por área organizativa ver Anexo 14, se analiza no solo desde el punto de vista numérico como lo determinan los indicadores establecido en la empresa (índice de interrupciones) sino que se profundiza en otros elementos asociado a la organización del mantenimiento con vista a proponer mejoras al proceso y evaluar las fallas de los transformadores desde otra panorámica asociada a :

- a) Determinar el nivel del servicio eléctrico al cliente por el elemento de falla < transformador>
- b) Evaluar el costo económico de la falla del transformador.

Partiendo de las hojas de toma de datos Anexo 15 donde se detallan los aspectos más significativos sobre la información de las fallas de los transformadores recogidas de los módulos de Control de Defectos, Circuitos, Gestión de Incidencias y Módulo Transformadores.

Se puede apreciar que la empresa no cumple los índices de interrupciones en las redes según el plan directivo del Organismo Superior UNE en los últimos años según Anexo 7 a pesar que ha existido una mejoría de algunos de ellos con relación al año anterior pero las cifras del plan no se cumplen y al evaluar por unidades organizativas la UBEM Cienfuegos que representa el 33% de la contribución a los planes anuales en el 2011 tuvo un incremento negativo en los fallos de los transformadores en el año 2011 ver figura 3.21, el mismo representa el 44% del total provincial fallado, el índice de fallos subió al 4,56 con relación a 2,46 en el año 2010 ver Anexo 16 todo lo anterior justifica realizar un levantamiento por cada circuito en la UBEM Cienfuegos para evaluar su desempeño tomando como partida la información brinda en los diagnóstico. En los Anexos 17, 18 y 19 se relacionan las características de cada circuito y los fallos en el período 2010 al 2011 y los periodos de tiempos de la atención a la avería de los transformadores de distribución.

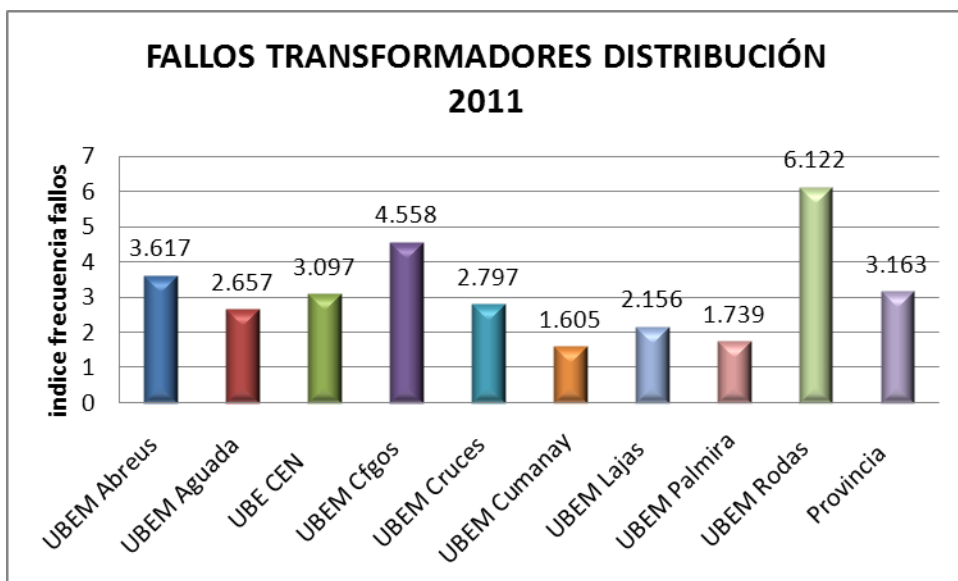


Figura 3.21: Índice de fallos transformadores de distribución 2011.

Fuente: Elaboración propia

Partiendo que la influencia del medio ambiente contribuye muy fuertemente en los índices de interrupciones y en el tiempo de respuesta a la interrupción (TIU) en las redes eléctricas se establecen dos períodos en el año para el análisis de las interrupciones de los transformadores período normal(noviembre a abril) y período de lluvia(mayo a octubre) a fin de proponer la reserva de transformadores según su capacidades para cada UBEM según sus estadística de fallos y así acortar los tiempos de interrupción por los mismos, todo lo anterior se determina por el análisis de los percentiles de la información recogida en el Anexo 15 de forma que se logra determinar el índice de fallo óptimo para cada período y además de forma puntual por cada circuito con el uso de los gráficos de control se analiza el comportamiento de la variable frecuencia de fallo por el nivel de intensidad del fallo (kVA fallado) y el número de clientes afectados. Esto último se emplea como información importante para determinar la valoración económica del fallo que no se determina actualmente en la empresa y que contribuirá a lograr establecer un mecanismo para el análisis de los costos de la calidad en el proceso Distribución de Energía Eléctrica.

3.4.1 Evaluación de las pérdidas económicas por las fallas de los transformadores en las redes de distribución.

La gestión económica hoy en día es un elemento clave para la rentabilidad de la entidad y forma parte priorizada de los lineamientos del VI Congreso del PCC, sin embargo no todos los elementos de costo en la entidad se identifican y evalúan dentro del análisis de la gestión del mantenimiento por la Dirección Técnica y la Dirección de Contabilidad y Finanzas, al no lograrse implementar los costo de calidad en la actividad de las redes

eléctricas, los costos generados por los fallos en las redes eléctricas influyen negativamente en el desempeño del proceso pero hoy en día están oculto, cobran una mayor importancia su control y análisis periódico, de ahí la necesidad de proponer un registro donde se identifique adecuadamente todos los elementos asociado con las fallas. El establecer un control primario de todos los gastos asociado a los fallos en cada elemento de las redes y tomando como partida el transformador de distribución por ser el elemento que más factores tiene asociado a los fallos y ser el que mayor gasto implica en el proceso de mantenimiento.

La creación de una base de datos para determinar de forma adecuada los costos de la calidad en dicho proceso, nos asegura trazar estrategias adecuadas en función de mejorar la rentabilidad de la gestión del mantenimiento.

La tabla del Anexo 20 se determina de la siguiente forma las 3 primeras columnas son datos propios de la instalación, la columna no 4 (kVA demandado) se determina por el horario de la falla el valor medido histórico que demanda el banco a partir del número de clientes afectados, el estimado de consumo se relaciona en la tabla 3.10 que se muestra. La columna (5) tipo de cliente y la columna (6) hora se registran, la tarifa es la establecida para cada cliente (sector privado 0,22 \$ x kW.h y sector residencial 0,31 \$ x kW.h) en el caso de cliente mixto se toma la tarifa de 0,27 \$ x kW.h, la columna (9) Energía dejada de facturar es el producto del valor de las columnas (4, 7 y 8) que la preceden en la tabla , costo de operación al fallo columna (10) es lo registrado en las ordenes de trabajo del personal (fichas de costos) que se relaciona con el transformador en su instalación y revisión in situ, la columna (12) costo por reparación se relaciona con la tarifas de precios y ficha de costos por mantenimiento o reconstrucción del transformador en el taller de la entidad o talleres de terceros. Por último la columna 13 incluye el costo externo para el cliente (perdida por producción dañada o incumplida, rotura de equipos, etc.) más la suma de las columnas 9, 10 y 12

Tabla 3.10 Demanda de consumo cliente x horario Fuente : Elaboración Propia

Horario	Demanda de Consumo del transformador	Tipo de cliente
6:00 am a 8:00 am	0,4 kVA x cliente	residencial
11 am a 1:00 pm	0,45 kVA x cliente	residencial
2:00 pm a 5:00 pm	0,35 kVA x cliente	residencial
6:00pm a 8:00 pm	0,9 kVA x cliente	residencial

1:00 am a 5:00 am	0,2 kVA x cliente	residencial
Producción	0,8 Carga instalada	privado
Sin producción	0,2 carga instalada	privado
Según casos anteriores	Σ cliente residencial + privado	mixto

3.4.2 Evaluación del nivel del servicio eléctrico al cliente por elemento de falla.

La influencia del servicio eléctrico en la población a tomado un matiz de mucha importancia en los últimos años a partir del desarrollo de la Revolución Energética de aquí que el sector eléctrico haya mejorado gran parte de sus instalaciones para dar respuesta en el cambio en el consumo en los hogares por el uso indispensable de la energía eléctrica en la cocción de los alimentos,

El sector residencial hoy en día exige un incremento de la disponibilidad del servicio ininterrumpido en el momento que más lo requiera (horario pico), esto conlleva a la empresa eléctrica a buscar mecanismo de efectividad para dar respuesta inmediata a cada falla, de ahí la necesidad de valorar el desempeño ante los fallos por intermedio de medir el nivel del servicio al cliente, a partir de indicadores de comportamiento y de situación, por medio de un grupo de experto se determinan el grado de significación de cada variable analizada y los componentes de tiempo de respuesta, con lo cual se determina un rango de puntuación por elemento, por circuito o por unidad organizativa a fin de evaluar el cumplimiento de las expectativas de los clientes.

Para la determinación de los tiempos de respuestas en los transformadores atendiendo a su capacidad (kVA), zona geográfica (urbana o rural) y estado operativo (en mantenimiento u operación) se tomó como referencia un comportamiento del tiempo de fallas a una muestra de 40 transformadores por tipos de capacidad en toda la provincia en un período de 4 años y aplicando un gráfico de control de proceso por variables (valor promedio $\bar{X}$ - rango R) determinamos el tiempo optimo para atender la falla por la capacidad del transformador y unificando criterios de comportamiento por medio del análisis de correlación de varias muestra dio como resultado que se agruparan en 3 grupos (de 3 kVA a 25 kVA, de 37.5 kVA a 75 kVA y de 100 kVA y mayores), establecimos los límites LSC y LIC y se establecen los rangos dividiendo en 1/3 el gráfico, como se muestra en la tabla del Anexo 21 en la columna 8 que relaciona los tiempos de respuesta a la falla del servicio eléctrico..

Aplicando primeramente la técnica del diagrama de relaciones al grupo de expertos seleccionado se identificaron las columnas que relacionaran los aspectos a medir para determinar el nivel de servicio al cliente) columnas 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9 y el resultado columna 9, por medio de la técnica de la multivotación a los expertos se determinan los valores asociados a las columnas 4, 5 y 8 y la clasificación según el valor obtenido en la columna No 9 del nivel de servicio según lo referido en la tabla 3.11

Tabla 3.11 Rangos de determinación del nivel de servicio por fallo interno del transformador Fuente: Elaboración propia

Tipo cliente	Actividad	Rango del valor			Clasificación del nivel del servicio eléctrico		
		≤ 15	16 a 25	≥ 26	Bueno	Regular	Malo
Residencial urbano	Operación	≤ 15	16 a 25	≥ 26	Bueno	Regular	Malo
Residencial rural	Operación	≤ 12	13 a 20	≥ 21	Bueno	Regular	Malo
Estatal	Operación	≤ 3	4 a 6	≥ 7	Bueno	Regular	Malo
Mixto	Operación	≤ 6	7 a 12	≥ 13	Bueno	Regular	Malo
Residencial urbano	Mantenimiento	≤ 12	13 a 20	≥ 21	Bueno	Regular	Malo
Residencial rural	Mantenimiento	≤ 10	11 a 15	≥ 16	Bueno	Regular	Malo
Estatal	Mantenimiento	≤ 3	4 a 6	≥ 7	Bueno	Regular	Malo
Mixto	Mantenimiento	≤ 6	7 a 12	≥ 13	Bueno	Regular	Malo

3.4.3 Análisis de los resultados de los indicadores, del nivel de servicio y de las pérdidas económicas. Propuesta de mejora.

De los epígrafes anteriores se determinan el nivel de servicio por cada fallo crítico del transformador en la UBEM Cienfuegos durante el periodo 2010 al 2011 (epígrafe 3.4.2) auxiliándose de la tabla gráfica del Anexo 21 y de la evaluación de la información del Anexo 19 se obtiene el siguiente resultado que se muestra en el Anexo 22, por su parte la valoración económica de estos fallos parte de aplicar lo descrito en el epígrafe 3.4.1 y los resultados se describen en el Anexo 23.

Los indicadores propuesto en el epígrafe 2.4.1 se determinan en cada circuito de la UBEM Cienfuegos solamente para fallos críticos de transformadores debido que los demás componentes en las redes los registros de las informaciones de sus fallos están muy mezcladas a otros elementos de las redes y no se pueden particularizar ni extraerlo

independientemente . El resultado de cada indicador a nivel de circuito en la UBEM Cienfuegos se describe en el Anexo 24.

El grupo de experto perteneciente al Comité Técnico Asesor, examinan el resultado de los Anexos 22, 23 y 24 de forma individual y se reúnen posteriormente para proponer un plan de acción al órgano de dirección de la entidad con vista al mejoramiento del desempeño del proceso de distribución, aplicando la tormenta de ideas definen primeramente las prioridades de sus acciones de mejoras y por medio de la herramienta 5 H y 1W establecen el Plan de mejora según se refiere en el Anexo 25

Conclusiones parciales del Capítulo 3

1. En este capítulo aplicando Pareto se demuestra que los elementos más conflictivos en los fallos son los : Transformadores, Acometida, Poste o estructura y el Conductor
2. Se analizan las distribuciones a las que se ajustan los datos de las fallas de los Transformadores y se desglosan en los diferentes tipos de transformadores.
3. Se propone un procedimiento a seguir para la realización de las inspecciones periódicas, el que deberá quedar incluido en la empresa a través de los procedimientos diseñados en el sistema de calidad.
4. Se aplican las herramientas de la calidad a los expertos y técnicas estadísticas para conformar los elementos que midan el grado de satisfacción del cliente.
5. Se establece un registro para cuantificar los costo económico de los fallos de los equipos en las redes eléctricas y que sirve como complemento para determinar los costo de no calidad en el proceso del mantenimiento a las redes eléctricas.
6. Se presenta una metodología en función de la característica del funcionamiento de los equipos (transformador) o el sistema(circuito) a fin de evaluar el nivel de insatisfacción del cliente y que permite hacerla extensiva a los demás componentes de las redes.

Conclusiones

Conclusiones

1. La cantidad de defectos mensuales se comporta según una distribución de Poisson con una media de 66.525 defectos por meses, pero no tiene un estado de control estadístico.
2. La mayor influencia en las clasificaciones de los TIU están relacionadas en primer lugar con las interrupciones en el nivel primario, luego con el nivel de servicio y menos significativamente por las fallas en los niveles secundarios.
3. El análisis de Pareto que se muestra en la figura 3.5, indica que los elementos más conflictivos son los siguientes:
 - a. Transformadores
 - b. Acometida
 - c. Poste o estructura
 - d. Conductor
4. Se analizan las distribuciones a las que se ajustan los datos de las fallas de los Transformadores y se desglosan en los diferentes tipos de transformadores.
5. La empresa no se encuentra en condiciones de realizar los mantenimientos centrados en fiabilidad, ya que no se conocen los tiempos de trabajo de todos los equipos que conforman las redes de distribución eléctricas.
6. Se propone un procedimiento a seguir para la realización de las inspecciones periódicas, el cual queda incluido en la empresa en los procedimientos del Manual de Distribución perteneciente al Sistema de Calidad.
7. Se establece un registro para cuantificar los costos económicos de los fallos de los equipos en las redes eléctricas y se determina la Energía Dejada de Servir por el fallo del transformador.
8. Se propone un indicador para medir el nivel de servicio al cliente en función de las característica del funcionamiento de los equipos o el sistema a fin de controlar por circuitos el tiempo de respuesta a las fallas que influye directamente en el nivel de satisfacción del cliente

Recomendaciones

Recomendaciones

1. Incluir los pasos propuestos en el proceso de análisis de la fiabilidad, el cual se basa en los datos de las inspecciones realizadas en el procedimiento presentado en el gráfico 3.14.
2. Modificar el programa SIGEDI para la Gestión de los Datos de la Distribución para incluir en él los datos de los equipos que se llevarán en el modelo previsto por el Anexo 6.
3. Extender los resultados del estudio a los demás componentes que presentan los mayores problemas para poder conocer la distribución de probabilidad de los fallos y su probabilidad de ocurrencia.
4. Utilizar los datos de las probabilidades de falla como punto de partida para realizar un análisis de carga y capacidad en la reparación de averías para las redes de distribución de la Empresa Eléctrica de Cienfuegos.
5. Aplicar la evaluación del costo de fallo de los transformadores dentro del sistema de costo de la calidad.
6. Generalizar la metodología de evaluación de la insatisfacción para los otros componentes de las redes y en los niveles de voltaje que afectan al cliente.
7. Introducir el análisis de la energía dejada de servir por banco de transformadores y no debe forma general como está establecida actualmente.

Bibliografía

Bibliografía

A Guide to the Reliability-Centered Maintenance (RCM) Standard. (s.d.). Software Rims of Division. SAE Committee.

Acuña, J. A. (2003). *Ingeniería de Confiabilidad*. Cartago: (Primera.). Tecnológica de Costa Rica.

Agudelo, I. C. (2009). Implementación de la Confiabilidad Operacional en proyectos de Ingeniería.(COPI. Bogotá., Colombia., En busca del costo operacional óptimo.

Allan, R. N. (1982). Basic Concepts in Reliability Evaluation. *IEEE Tutorial Course, Power System Reliability Evaluation*, (Marzo).

Allan. R. N., & Billinton R. (1976, Abril). Reliability evaluation of electrical systems with switching actions. *Proceedings of the IEE*, 123(5).

Amendola, L. (2002). Modelos Mixtos de Confiabilidad. Valencia, España.

Andreani, A. A. (2009). Ingeniería y gestión de la confiabilidad en plantas industriales.

Billinton R., & Bollinger K. (1968). Transmission system reliability evaluation using Markov processes. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, PAS-87.

Billinton R. & Grover M.S. (1975). Qualitative evaluation of permanent outages in distribution systems. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, PAS-94.

Billinton. R. & Wojczynski.E. (1985, November). Distributional variation of distribution system reliability. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, PAS 104,(11.).

Carpaneto, E, & Chicco. G. (2004, Mayo). Evaluation of the probability density functions of distribution system reliability indices with a characteristic functions-based approach. *IEEE Transactions on Power System.*, 19(2).

Centro de Estudios de PDVSA. (2010). *Dossier Ingeniería de Confiabilidad, Nivel Básico*. Puerto La Cruz, Venezuela.

Comité técnico de Normalización NC/CTN 56. (2008). *Sistema de Gestión de la Calidad. Requisitos. ISO 9001:2008. NC ISO 9001: 2008* (pág. ICS: 03.120.10).

Comité técnico de Normalización NC/CTN 65. (2009). *Gestión para el éxito sostenido de una organización. Enfoque de Gestión de Calidad ISO 9004:2009. NC ISO 9004 2009* (pág. ICS: 03.120.10).

Charles J, & Latino, R. C. (2011, Mayo). Definición logro de la cultura de confiabilidad. *confiabilidad.net*. Recuperado a partir de <http://confiabilidad.net/articulos/definicion-y-logro-de-la-cultura-de-confiabilidad/>.

Dhillon, B. (2005). *Reliability, Quality, and Safety for Engineers*. Boca Raton London. New York Washington, D.C.

Durán, M. J. (2000). *Optimización de estrategias de mantenimiento*.

Dyalinas, E. N., & Allan R.N. (1987, Septiembre). Reliability modeling and evaluation techniques for power distribution networks with local generation. *Proceedings of the IEE.*, 134(5).

Eduardo Sierra Gil, & Santiago Lajes Choy. (2010, Diciembre). Evolución de los métodos de evaluación de la confiabilidad para redes eléctricas de distribución. *Ingeniería Energética*, XXXI (3), 42-48.

El Análisis Causa Raíz, Estrategia de Confiabilidad Operacional. (2005). . Colombia.

Escalante, E. J. (2005). *Seis-sigma: metodología y técnica* (Limusa, Ed.).

Evaluation Criteria for Reliability-Centered Maintenance (RCM) Processes. (2009, Agosto). *Modelo de Gestión para Optimización de la Confiabilidad Operacional.*, Primera, E. (2010).

Fabrycky, W. J. (1997). *Análisis del coste del ciclo de vida de los sistemas*.

Grover M.S & Billinton R. (1974). A computerized approach to substation and switching station reliability evaluation. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, PAS-93,, 1488 - 1497.

Hinchcliffe, A. M. (2004). *RCM: gateway to world class maintenance*. Elsevier Inc.

Jones, R. B. (1995). *Risk-Based Management: A Reliability-Centered Approach*.

Juran J.M. (1992). *Programa Juran para mejora de la calidad*, Vol. 1.

Koner, P. A. L., G. (2004). SRAT- Distribution voltage sags and reliability assessment tool. *IEEE Transactions on Power Delivery*,, 19(2).

Latino, C. J. (1996). Eliminando Fallas Crónicas Puede Reducirse el Costo de Mantenimiento hasta en un 60%. Recuperado a partir de información@klaron.net.

Luis Amendola, P. D., & Tibaire Depool, M. I. (s.d.). Metodología de dirección y gestión de proyectos de parada de planta de proc /. Recuperado Septiembre 12, 2010, a partir de <http://confiabilidad.net/articulos>.

Mao Y., & Muy K. N. (2003, Noviembre). Switch Placement to improve system reliability for radial distribution systems with distributed generation. *IEEE Transactions on Power System*, 18(4).

Mendoza, I. R. (2009). El Análisis de criticidad, una metodología para mejorar la confiabilidad operacional. Recuperado a partir de Club_mantener@sinectis.com.

Murguía, P. R. (s.d.). Control estadístico de procesos.

NC/CTN 56 Gestión de la Calidad y Aseguramiento de la Calidad, (2005). *Orientación sobre las técnicas estadísticas para la norma ISO 9001:2000*. ICS: 03.120.10; 03.120.30.

R.W. Hoyer, & Brooke. (2001, julio). ¿Qué es calidad? *Quality Progress*.

Ramakrishnan, S. (2011, Mayo). Fundamentos para la excelencia en el mantenimiento y confiabilidad. *confiabilidad.net*. Recuperado a partir de <http://confiabilidad.net/articulos/>.

Rave, J. P., & Mesa, C. P. (2007, Mayo). Gestión y activo. Recuperado a partir de *Confiabilidad.net*.

Robert J Latino. (s.d.). Calidad del proceso y el análisis de causa raíz. Recuperado a partir de <http://confiabilidad.net/articulos/>.

Roberto Hernández Sampier. (2004a). *Metodología de la Investigación I*. La Habana: Félix Varela.

Roberto Hernández Sampier. (2004b). *Metodología de la Investigación II*. La Habana: Félix Varela.

SAE Committee G-11SW. (s.d.). *Reliability Program Implementation Guide*. Software Rims of Division. SAE Committee.

Sánchez, A. C. (s.d.). Conceptos básicos de estadística. (U. P. Valencia, Ed.). Valencia, España.

Sigcho, V. M. (s.d.). Confiabilidad Operacional, una solución de mejora para centros de automatización. Recuperado a partir de confiabilidad.net.

Sistemas de gestión de la calidad – Fundamentos y Vocabulario. (2005). ISO 9000:2005 (Vol. 01).

Tavares, L. (s.d.). *Administración moderna del mantenimiento*. Valencia, España.

Tablas y Anexos

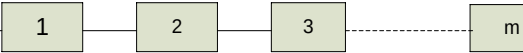
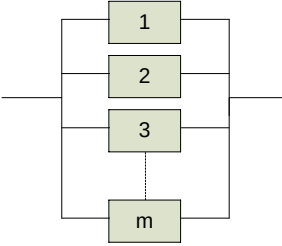
Tabla 1.1 Vida media y Función cuantil para los Modelos Exponencial, Weibull, Valor extremo (para mínimos), Normal y Lognormal Fuente: Elaboración propia

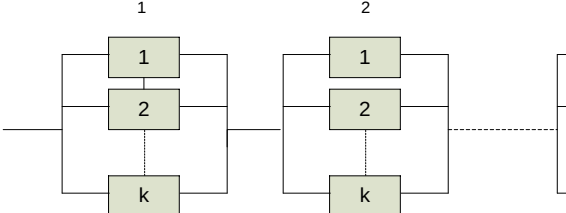
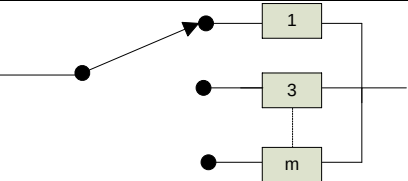
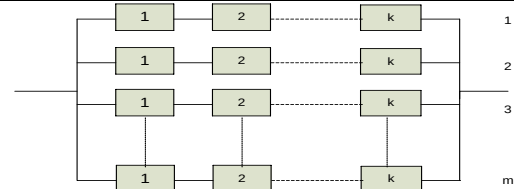
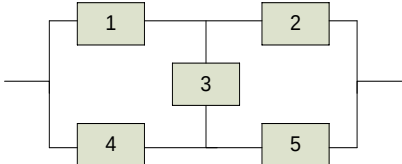
Modelo	Vida media	Función cuantil
Exponencial	$E(T) = 1/\lambda$	$t_p = -(1/\lambda) \ln(1 - p)$
Weibull	$E(T) = \eta \Gamma(1 + 1/\beta)$	$t_p = \eta \{-\ln(1 - p)\}^{1/\beta}$
Valor extremo (para mínimos)	$E(T) = \mu + 0.5772\sigma$	$t_p = \mu + \sigma \ln[-\ln(1 - p)]$
Normal	$E(T) = \mu$	$t_p = \mu + \sigma \Phi^{-1}(p)$
Lognormal	$E(T) = \exp(\mu + \sigma^2/2)$	$t_p = \exp\left(\mu + \sigma \Phi^{-1}(p)\right)$

Tabla 1.2. Funciones de Fiabilidad para los Modelos Exponencial, Weibull, Valor extremo (para mínimos), Normal y Lognormal. Fuente: Elsayed 2005

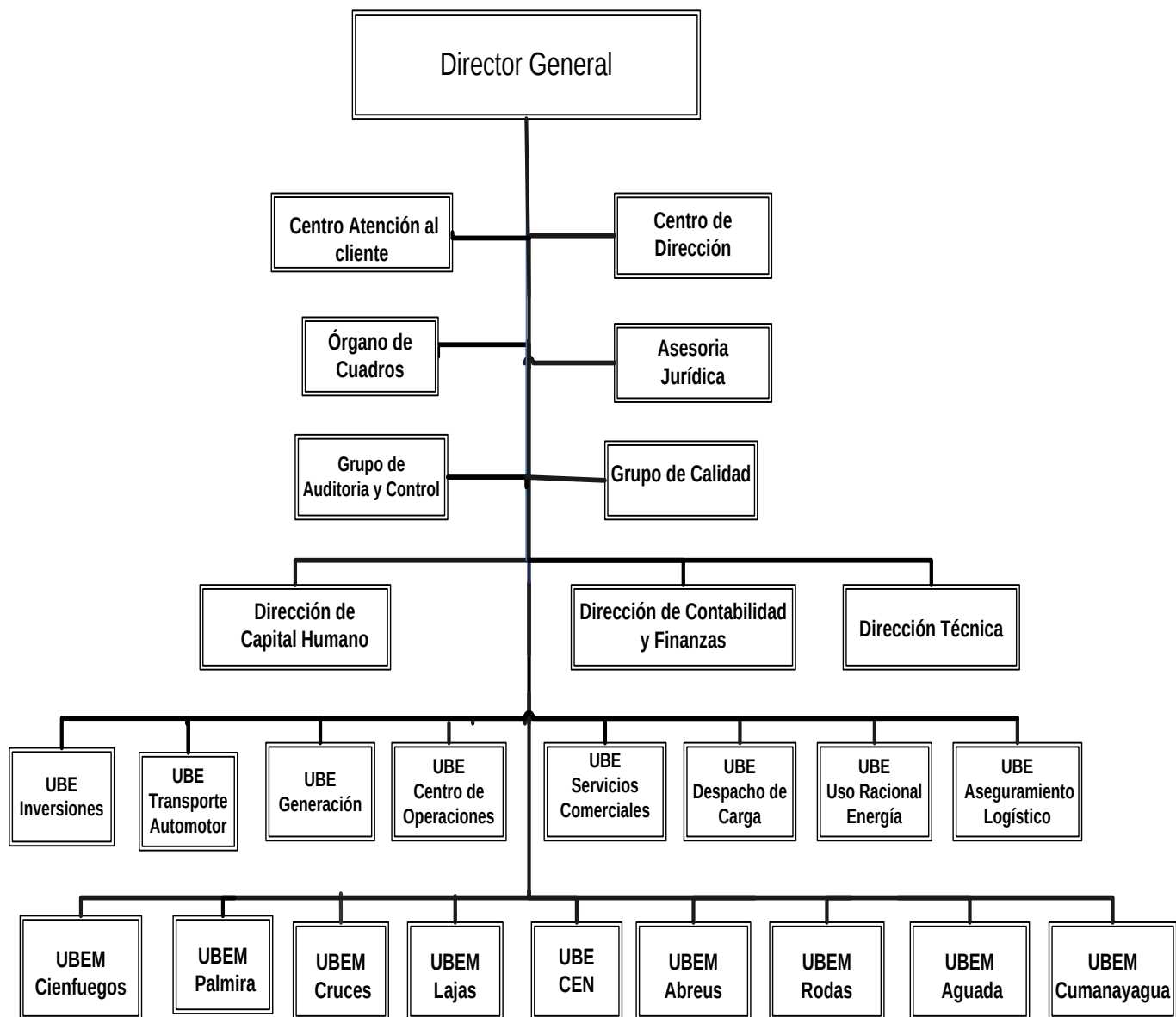
Modelo	Función de densidad	Función de in fiabilidad	Función de fiabilidad	Función o tasa de riesgo
Exponencial	$f(t) = \lambda e^{-\lambda t}$	$F(t) = 1 - e^{-\lambda t}$	$C(t) = e^{-\lambda t}$	$h(t) = \lambda$
Weibull	$f(t) = \frac{\beta}{\eta} \left(\frac{t}{\eta}\right)^{\beta-1} e^{-\left(\frac{t}{\eta}\right)^\beta}$	$F(t) = 1 - e^{-\left(\frac{t}{\eta}\right)^\beta}$	$C(t) = e^{-\left(\frac{t}{\eta}\right)^\beta}$	$h(t) = \frac{\beta}{\eta} \left(\frac{t}{\eta}\right)^{\beta-1}$
Valor extremo	$f(t) = \frac{1}{\sigma} \exp \left[\frac{t-\mu}{\sigma} - \exp \left(\frac{t-\mu}{\sigma} \right) \right]$	$F(t) = 1 - \exp \left[-\exp \left(\frac{t-\mu}{\sigma} \right) \right]$	$C(t) = \exp \left[-\exp \left(\frac{t-\mu}{\sigma} \right) \right]$	$h(t) = \frac{1}{\sigma} \exp \left(\frac{t-\mu}{\sigma} \right)$
Normal	$f(t) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{1}{2}\left(\frac{t-\mu}{\sigma}\right)^2}$	$F(t) = \int_{-\infty}^t f(x) dx = \Phi \left(\frac{t-\mu}{\sigma} \right)$	$C(t) = 1 - \int_{-\infty}^t f(x) dx = 1 - \Phi \left(\frac{t-\mu}{\sigma} \right)$	$h(t) = f(t)/C(t)$
Lognormal	$f(t) = \frac{1}{\sigma t} \Phi \left(\frac{\ln(t) - \mu}{\sigma} \right)$	$F(t) = \Phi \left(\frac{\ln(t) - \mu}{\sigma} \right)$	$C(t) = 1 - \Phi \left(\frac{\ln(t) - \mu}{\sigma} \right)$	$h(t) = f(t)/C(t)$

Tabla 1.3. Resumen de fórmulas para el cálculo de la fiabilidad de sistemas para conexiones en Serie, Paralelo, Serie –Paralelo, K-out-of-m, Paralelo –Serie, Puente y Stand by. Fuente: Elsayed 2005

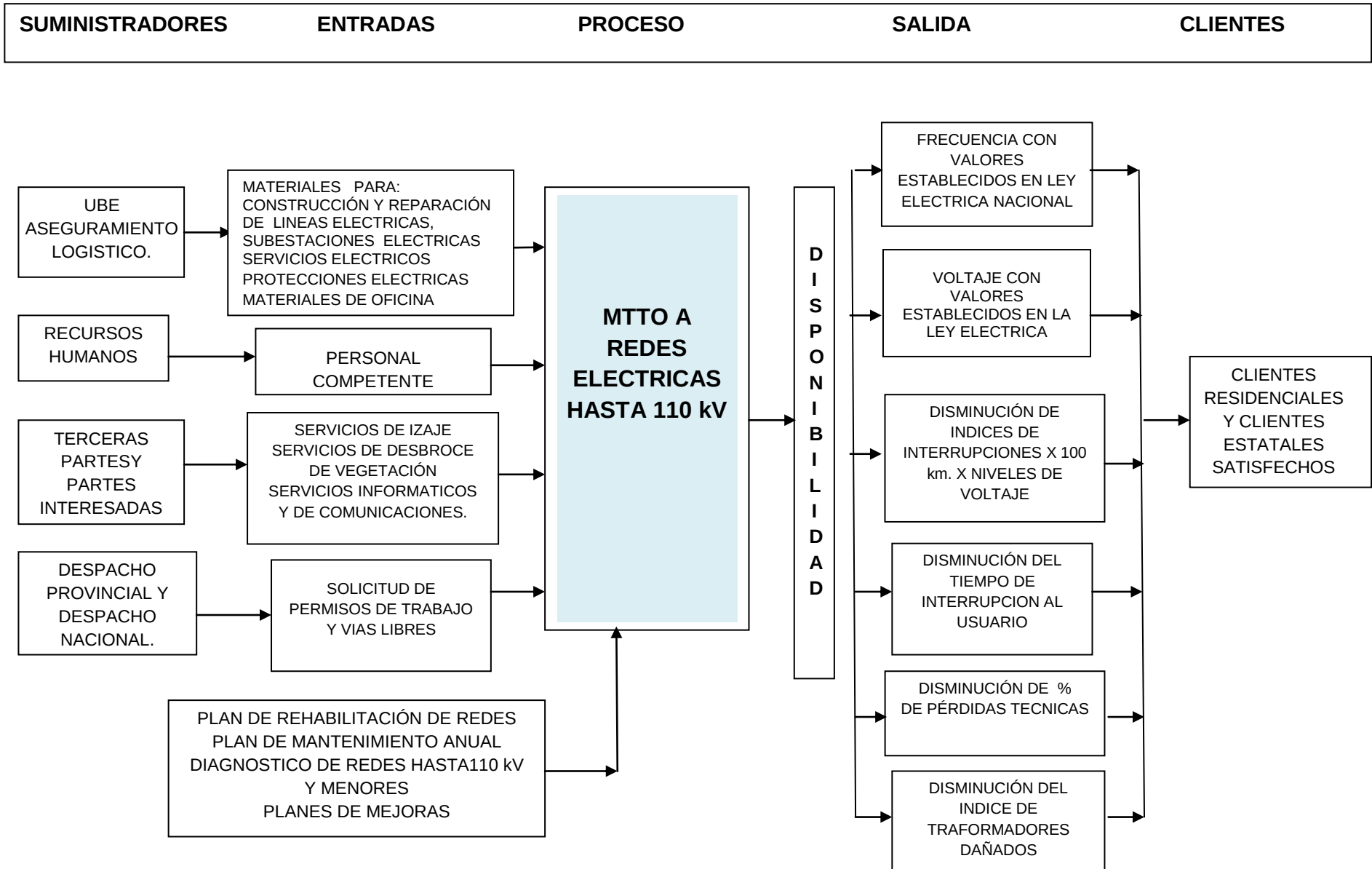
Conexión	Diagramas	Expresión de evaluación de Fiabilidad	
		Modelo estático	Modelo dinámico
Series	 Aplica en todas las redes de subtransmisión y distribución primaria”	$R_s = \prod_{i=1}^m R_i$	$R_s(t) = \prod_{i=1}^m R_i(t)$
Paralelo	 Aplica en las unidades generadoras de las centrales eléctricas distribuidas, circuitos de las redes distribución secundario	$R_p = 1 - \prod_{i=1}^m F_i$	$R_p(t) = 1 - \prod_{i=1}^m F_i(t)$
K-out-of-		$R_{k/m} = \sum_{i=k}^m \binom{m}{i} R^i (1 - R)^{m-i}$	$R_{k/m}(t) = \sum_{i=k}^m \binom{m}{i} R^i e^{-i\lambda t} [1 - e^{-\lambda t}]^{m-i}$

Conexión	Diagramas	Expresión de evaluación de Fiabilidad	
		Modelo estático	Modelo dinámico
Serie- Paralelo	 Aplica en los subestaciones de distribución y subtransmisión"	$R_{pi} = 1 - \prod_{j=1}^k F_{ij}$ $R_{sp} = \prod_{i=1}^m \left(1 - \prod_{j=1}^k F_{ij} \right)$	$R_{pi}(t) = 1 - \prod_{j=1}^k F_{ij}(t)$ $R_{sp}(t) = \prod_{i=1}^m \left(1 - \prod_{j=1}^k F_{ij}(t) \right)$
Stand by			$R_{st}(t) = e^{-\lambda t} - \prod_{i=0}^{m-1} \left(1 - \prod_{j=1}^k (\lambda t)^i / i! \right)$
Paralelo - Serie		$R_{ps} = 1 - \prod_{i=1}^m \left(1 - \prod_{j=1}^k R_{ij} \right)$	$R_{ps}(t) = 1 - \prod_{i=1}^m \left(1 - \prod_{j=1}^k R_{ij}(t) \right)$
Puente		$R_b = 2R_1R_2R_3R_4R_5 + R_2R_3R_4 - R_1R_2R_4R_5$ $R_b = 2R^5 - 5R^4 + 2R^3 + 2R^2$	$R_b(t) = 2[R(t)]^5 - 5[R(t)]^4 + 2$

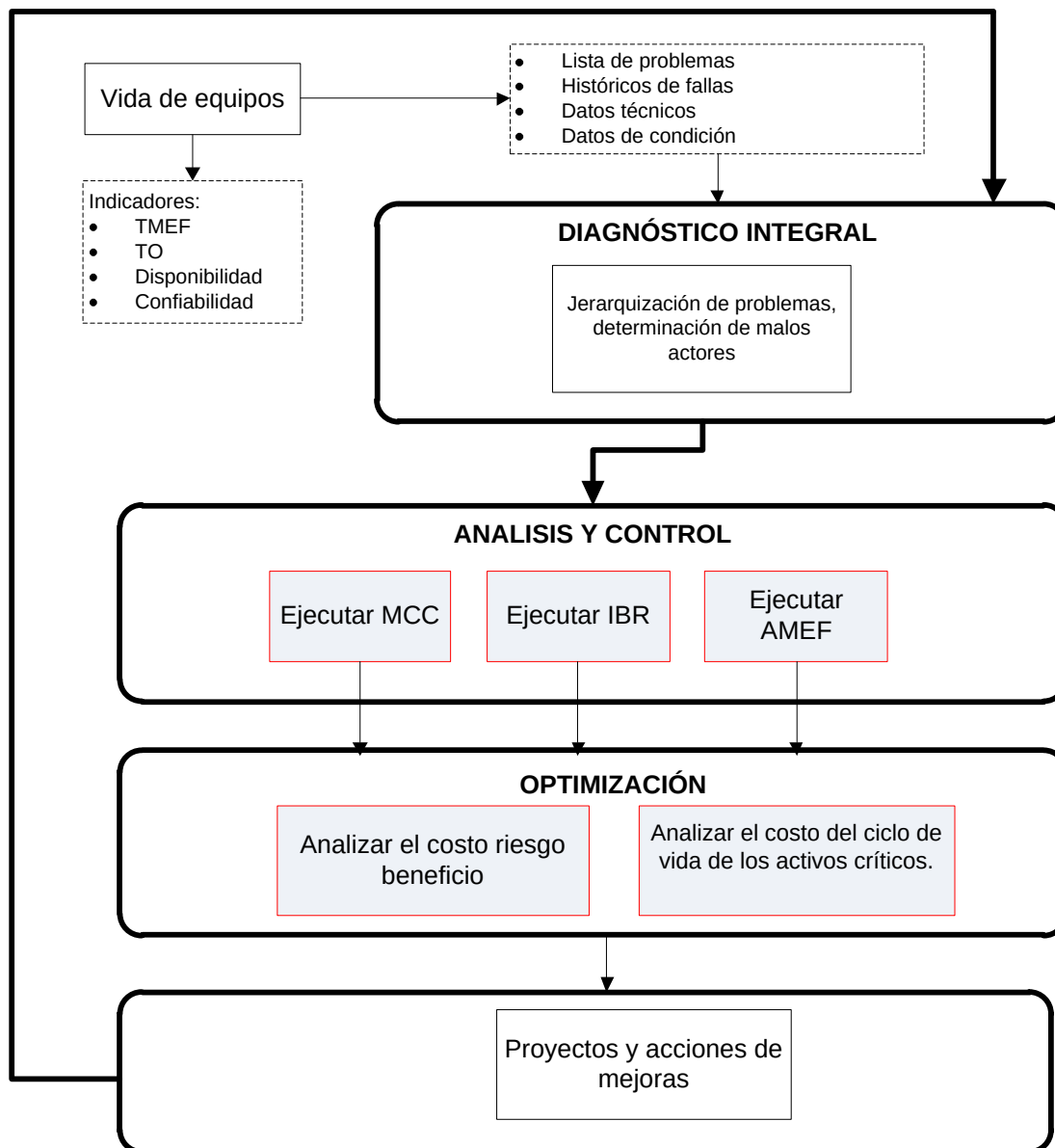
Anexo 1: Estructura de dirección de la Empresa Eléctrica Cienfuegos



Anexo 2 Mapa SIPOC del proceso mantenimiento de redes eléctricas hasta 110 kV



Anexo 3: Diagrama de Flujo del procedimiento utilizado.



Anexo 4: Resultados de la Regresión de Supervivencia para las clasificaciones del TIU

Variable dependiente: Clasif

Factores:

Int Primarias

Int_ Secundarias

Int_ Servicios

Número de valores no censurados: 95

Número de valores censurados por derecha: 0

Modelo de Regresión Estimado - Weibull

		Error	LC Inferior 95,0%	LC Superior 95,0%
Parámetro	Estimado	Estándar	Límite de Conf.	Límite de Conf.
CONSTANTE	-0,038558	0,10556	-0,245452	0,168336
Int Primarias	0,0102784	0,00365493	0,00311481	0,0174419
Int_ Secundaria	-0,00187334	0,00112465	-0,00407761	0,000330931
Int_ Servicios	0,0015056	0,000228211	0,00105831	0,00195289
SIGMA	0,58918	0,0434629	0,509866	0,680832

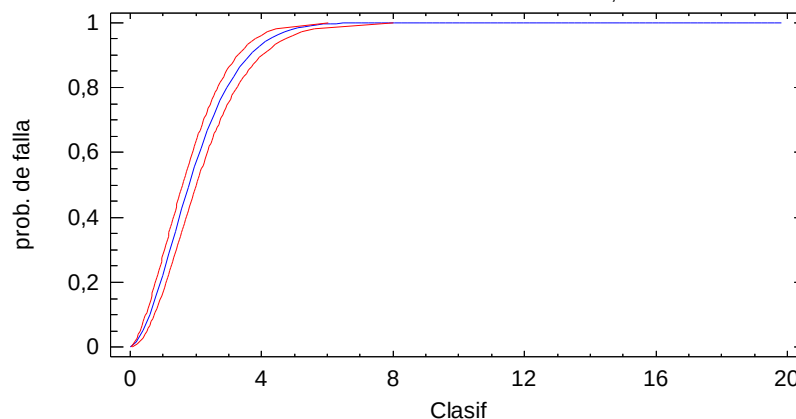
Log verosimilitud = -140,211

Pruebas de Razón de Verosimilitud

Factor	Chi-Cuadrada	Gl	Valor-P
Int Primarias	8,71436	1	0,0032
Int_ Secundaria	2,63594	1	0,1045
Int_ Servicios	36,4795	1	0,0000

Clasif = $\exp(-0,038558 + 0,0102784 \cdot \text{IntPrimarias} - 0,00187334 \cdot \text{IntSecundarias} + 0,0015056 \cdot \text{IntServicios})$

Gráfica de Percentiles
con intervalos de confianza del 90,0%



Anexo 5 Sub-causas fundamentales que se presentan en las instalaciones de la Empresa Eléctrica Cienfuegos

Causas Voluntarias:

1. Voluntarias

1.1 Mantenimiento: Líneas y subestaciones desenergizadas voluntariamente para ejecutar labores de mantenimiento y/o sustitución de elementos en mal estado. Cuando se está trabajando en caliente y el re-cierre está bloqueado si ocurre un disparo transitorio la causa se considerará voluntaria.

1.2 Operación: Líneas y subestaciones des-energizadas voluntariamente por necesidades de la operación del sistema.

1.3 Emergencias: Líneas y subestaciones desenergizadas voluntariamente por situaciones peligrosas para evitar o disminuir los daños para vidas, propiedades, equipos y a la propia línea como consecuencia de la acción de agentes medioambientales, externos, acciones de personal propio o mal estado de elementos de la Línea. Cuando una línea dispara y se deja abierta por situaciones de este tipo y al volverse a Energizar no tiene averías, la interrupción se considerará voluntaria.

1.4 Déficit de capacidad: Líneas y subestaciones des-energizadas voluntariamente por Déficit de capacidad ya sea por generación o por transferencias limitadas en la transmisión.

1.5 Condiciones de Voltaje: Líneas y subestaciones des-energizadas voluntariamente por condiciones de voltaje.

1.6 Trabajos planificados propios: Líneas desenergizadas voluntariamente para ejecutar labores de construcción y otros trabajos de la propia organización en otras líneas cuya cercanía así lo determine.

1.7 Trabajos planificados ajenos: Líneas desenergizadas voluntariamente para ejecutar labores de construcción y otros trabajos de terceros en otras líneas cuya cercanía así lo determine.

Causas Propias: Por problemas de Mantenimiento.

2. Estructuras: Interrupciones provocadas por problemas en las estructuras.

- 2.1 Poste partido.
- 2.2 Poste caído.
- 2.3 Tensores o anclas.
- 2.4 Tocón.
- 2.5 Apoyo o asfalda.
- 2.6 Otros daños.

3. Aislamiento: Interrupciones provocadas por fallas en el aislamiento.

- 3.1 Dañado.
 - 3.2 Corrosión.
 - 3.3 Aislador pasado.
-

4. Conductor: Interrupciones provocadas por fallas en el conductor.

- 4.1 Conductor en mal estado (corroído, daños mecánicos, muchos empates).
- 4.2 Sobrecarga.
- 4.3 Tensión mecánica inadecuada.
- 4.4 Calibre inadecuado.
- 4.5 Amarra suelta.
- 4.6 Cable soterrado.
- 4.7 Acometida dañada.
- 4.8 Acometida inadecuada.
- 4.9 Entrada / salida de corriente.

5. Crucetas y HERRAJES: Interrupciones provocadas por daño en las crucetas y herrajes.

- 5.1 Cruceta partida.
- 5.2 Corrosión en cruceta.
- 5.3 Falta de ajuste en aisladores.
- 5.4 Corrosión en herrajes.
- 5.5 Otros daños.
- 5.6 Aluvión dañado.

6. Falso Contacto: Interrupciones provocadas por falso contacto entre dos elementos sólidamente conectados.

- 6.1 Puentes con grampas.
- 6.2 Puentes con Empalmes.
- 6.3 Bajantes transformadores.
- 6.4 Drop outs.
- 6.5 Terminales.
- 6.6 Entrada / salida de corriente.
- 6.7 Acometida.
- 6.8 Metro contador.
- 6.9 Otros equipos

7. Aterramiento y Shield: Interrupciones provocadas por bajo nivel de aterramiento y daños del Shield.

- 7.1 Bajante a tierra abierto o inexistente.
- 7.2 Neutro abierto o inexistente.
- 7.3 Falso contacto en bajante a tierra.
- 7.4 Calibre inadecuado del bajante a tierra.
- 7.5 Shield partido.

8. Fallas en Equipos y accesorios: Interrupciones provocadas por fallas o daños en los equipos u operación inadecuada de estos. Las fallas en equipos pueden tener múltiples causas las cuales serán analizadas por separado por las áreas técnicas con todo el rigor que requiere según el caso y dejando constancia escrita en el expediente de la instalación cuando así lo amerite.

- 8.1 Interruptores o recerradores.

- 8.2 Drop outs.
- 8.3 Otros Desconectivos (Cuchillas, interruptores en aire, etc.).
- 8.4 Pararrayos.
- 8.5 Transformadores.
- 8.6 Transformadores de Potencial.
- 8.7 Transformadores de corriente.
- 8.8 Capacitores.
- 8.9 Barras.
- 8.10 Baterías.
- 8.11 Fusibles.
- 8.12 Relevadores.
- 8.13 Reactores.
- 8.14 Reguladores de voltaje.
- 8.15 Compresores.
- 8.16 Breakers o chuchos cut out.
- 8.17 Contador de Energía Eléctrica (CEE)

9. Rayos. (No tiene sub-causas)

Se debe tener en cuenta cuando la causa de la interrupción es el rayo o la insuficiente protección contra estos y la falta de aterramiento. Es una interrupción propia ya que si existe la protección adecuada el rayo no debe producir afectación sino ocurre impacto directo.

10. Árboles. (No tiene sub-causas)

Interrupciones provocadas por cortocircuito debido a árboles. Se considera una interrupción propia porque es una obligación mantener las líneas libres de árboles en contacto con los conductores y ser la poda parte del mantenimiento.

Por errores propios y otros.

11. Operación defectuosa o errónea: Interrupciones por operación indebida de las protecciones sin ocurrir falla por relevador defectuoso, errores de operación o manipulación del personal, equipos fuera de servicio, etc. Debe tenerse en consideración que la mayoría de las fallas por este concepto corresponden a las Subestaciones y no a las líneas.

- 11.1 Mala coordinación.
- 11.2 Calibración o ajuste incorrecto.
- 11.3 Operación incorrecta de la DAF.
- 11.4 Operación defectuosa de tele-comandos.
- 11.5 Operación incorrecta de interruptores.
- 11.6 Error del personal. (En el caso de las líneas se refiere por ejemplo a tirar la cadena de tierra a una línea energizada)
- 11.7 No operación del Recierre.
- 11.8 Desbalance.

12. Fallas del sistema. Interrupciones provocadas por falla en el sistema a niveles superiores de voltaje o Centrales Eléctricas cuya causa real será codificada al nivel

que corresponda, no siendo contabilizada en el nivel de voltaje en que se produce la afectación.

12.1 Fallas provocadas en un nivel de voltaje superior.

12.2 Operación de la DAF.

12.3 Operación de la DAV.

12.4 Operación de la ACA.

13. Falla en nivel inferior: (No tiene sub causas).

Interrupciones ocurridas por fallas en el nivel de voltaje inferior al de la línea o subestación no provocadas por otras causas codificadas, cuya causa real será codificada al nivel que corresponda, no siendo contabilizada en el nivel de voltaje en que se produce la afectación.

I. Causas Externas:

14. Otros Agentes Medioambientales:

Interrupciones provocadas por agentes medioambientales cuando estos son los únicos responsables de la misma y sin influencia del mal estado de la red.

14.1 Tormentas.

14.2 Inundaciones.

14.3 Contaminación salina.

14.4 Contaminación química-industrial.

14.5 Otros tipos de Contaminación (polvo, etc.)

15. Agentes Externos: Interrupciones provocadas por agentes externos a las instalaciones.

15.1 Tránsito.

15.2 Equipos tecnológicos (grúas, retroexcavadoras, etc.).

15.3 Público, papalotes, animales, pencias, etc.

15.4 Derrumbes.

15.5 Armas de fuego y explosiones.

15.6 Incendios.

15.7 Quema de caña.

15.8 Daños maliciosos.

16 Desconocidas: Interrupciones en las que no se conoce la causa de forma inmediata.

Notas:

- Debe tenerse en cuenta que las interrupciones por pencias no se incluyen en la causa 10.
- Conceptualmente las lluvias y los vientos no provocan interrupciones.
- Debe tenerse en cuenta que no todas las sub causas corresponden a todas las instalaciones aunque la causa principal sea la misma. Ej.: Una línea de 110 kV no puede tener falso contacto en el drop out.

Anexo 6: Codificación de las instalaciones en la Empresa Eléctrica Cienfuegos.

CATEGORIA	TIPO DE INSTALACION	RESPONSABLE	LETRA	COD-SICO	OBSERVACIONES
Producción	Bancos de Capacitores	Territorio	C	Sí	Consecutiva. Incluye Bancos Controlados
	Generadores en Distribución	Provincia	G	Sí	Generadores Fijos y móviles en Distribución.
Centros de Transformación	Subestaciones de Transmisión	Provincia	T		Numeración Consecutiva
	Subestaciones de Distribución	Provincia	E	Sí	Existe numeración nacional. Cambiar
Centros de Distribución	Bancos de Transformadores	Territorio	B	Sí	Número Consecutivo
	Regulador de Voltaje	Provincia	V	Sí	Todo tipo de Regulador de Voltaje
Desconectivos Seccionalizadores	Empalme o Grampa	Provincia	W	Si	Numeración Consecutiva para todos los desconectivos Independiente de si es cuchilla, fusibles, o interruptor y de su ubicación
	Cuchilla o Interruptores en Aire.	Provincia	D	Sí	
	Portafusibles	Provincia	F	Sí	
	Interruptor ó Recerrador	Provincia	I	Sí	
Circuitos y Líneas de Distribución	Circuitos de Subtransm 33 kV	Provincia	U		Permitido el Interruptor
	Circuito Primario hasta 4 kV	Provincia	J		Numeración consecutiva para todos los circuitos Primarios.
	Circuito Primario hasta 15 kV	Provincia	K		
	Circ Primarios hasta 25 kV	Provincia	H		
	Circuito Secundarios	Territorio	S		Coincide con Banco Transformadores
	Circuitos de Alumbrado	Territorio	A		Numero. Consecutivo
Instalaciones Auxiliares y de Carga.	Secciones de Líneas	Automática			Definida en base al Circuito y seccionalizador
	Tramos de Líneas	Territorio	T		Consecutiva por Proyectos
	Poste	Territorio	P	Sí	Consecutiva
	Luminarias	Territorio	L	Sí	Coincide con el Poste
	Entrada de Corriente	Territorio	Y		Ruta y Folio del Cliente
	Acometidas	Territorio	Z		Ruta y Folio del Primer Consumidor
	Esquema de Protecciones	Provincia	Q		Número Interruptor y Tipo de Esquema

Anexo 7 Resumen del comportamiento de los índices de interrupciones

Indicadores	2003	2004		2005		2006		2007		2008		2009		2010		2011	
	real	plan	real	plan	real	plan	real	plan	real	plan	real	plan	real	plan	real	plan	real
Índice de interrupciones transmisión 110 kV x 100 km	3,51	4,22	4,11	4.29	1.32	2.27	2.65	2.66	3.78	2.27	1.14	1.51	1.51	1.14	0.76	1.14	1.47
Índice de interrupciones subtransmisión 33 kV x 100 km	19,82	11,99	12,67	10.94	8,10	8.09	11.95	9.14	13.47	8.67	11.64	9.93	10.29	8.16	11.75	8.13	11.87
Índice de interrupciones redes primarias x 100 km	70,70	64,30	47,01	50.18	50,51	47.72	71,87	57.51	52.02	39.58	39.28	35.17	32.18	28.43	27.23	24.01	27.91
Índice de interrupciones redes secundaria x 1000 clientes	22,59	20,42	17,27	17.55	19,53	19.19	27,50	24.75	31.39	21.38	32.12	29.23	26.35	22.27	22.58	16.79	21.82
Índice de interrupciones redes servicios x 1000 clientes	20,30	17,82	17,35	17.44	27,0	23.59	47,42	42.68	83.57	55.14	76.34	69.43	62.26	59.62	55.95	53.86	55.18
Índice de transformadores dañados x 100 instalados	3,56	3.03	2,72	2,68	2,84	2.50	3.32	2,77	2,77	2.47	2.39	2.20	2.85	2.45	2.24	2.19	2.93

Anexo 8 Resultado del tipo de interrupción en los niveles primarios, secundario y de servicios del 2005 al 2011

	REPORTE DE AFECTACIONES PRIMARIAS 2005																						
área	Tipo de Interrupción																	Tiempo		Cant.	Tiempo	Prom	
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16		Volunt.	Prom	Invol.	Invol.		
Cienfuegos	147	2	7	28	4	90	0	6	36	14	0	3140	4	25	13	2		18168	124	227	33247	146	
CEN	13	0	2	1	0	6	1	3	16	0	0	183	0	10	1	0		1129	87	40	6885	172	
Palmira	28	0	3	6	0	18	0	4	29	2	0	319	3	12	16	1		3379	121	91	10189	112	
Cruces	23	2	2	4	1	7	0	2	10	0	0	441	1	1	3	0		3092	134	32	3391	106	
Lajas	24	1	3	4	0	8	0	1	11	1	0	37	0	4	2	2		3307	138	37	4606	124	
Rodas	29	1	1	8	1	59	0	3	34	3	0	128	0	13	6	1		4133	143	130	29439	226	
Abreus	39	0	2	5	0	20	0	5	15	3	0	208	3	10	6	1		5065	130	67	7037	105	
Aguada	24	0	2	8	1	21	0	1	15	2	0	616	1	6	3	1		3528	147	60	10320	172	
Cumanayagua	47	0	10	4	0	22	0	8	50	15	6	645	1	26	8	2		5357	114	151	16101	107	
Provincia	374	6	32	68	7	251	1	33	216	40	6	5717	13	107	58	10		47158	126	835	121215	145	
	REPORTE DE AFECTACIONES SECUNDARIAS 2005																						
área	Tipo de Interrupción																	Tiempo		Cant.	Tiempo	Prom	
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16		Volunt.	Prom	Invol.	Invol.		
Cienfuegos	51	24		122	2	592	2	90	92	138			152	51	164			8787	172	1277	453213	355	
CEN	4	0		3	0	18	0	8	1	0			11	3	9			1053	263	42	3065	73	
Palmira	4	2		8	0	59	0	13	22	8			11	6	48			263	66	166	31602	190	
Cruces	11	5		16	0	72	0	12	22	16			15	9	42			788	72	194	39069	201	
Lajas	6	2		7	0	43	0	14	8	10			10	7	31			558	93	122	10747	88	
Rodas	14	4		16	0	106	0	22	36	36			27	16	39			1530	109	275	114145	415	
Abreus	3	4		13	0	54	0	8	15	13			30	3	26			417	139	136	27698	204	
Aguada	1	1		15	0	40	0	6	7	5			5	1	15			284	284	90	18664	207	
Cumanayagua	12	2		17	1	53	0	9	30	8			35	15	30			1605	134	165	35233	214	
Provincia	106	44	0	217	3	1037	2	182	233	234	0	0	296	111	404	0		15285	144	2467	733436	297	

	REPORTE DE AFECTACIONES EN SERVICIOS 2005																					
área	Tipo de Interrupción																	Tiempo Nivel Inferior		Cant.	Tiempo	
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16		Total	Prom	Invol.	Invol.	Prom
Cienfuegos		2		430		980		158	6	48			525		138			112150	214	1762	523585	297
CEN		0		10		12		2	0	0			4		7			181	45	31	1747	56
Palmira		1		20		113		2	2	1			94		21			16485	175	160	23598	147
Cruces		0		39		219		9	3	4			108		16			19258	178	290	62458	215
Lajas		0		50		177		6	4	5			16		24			1903	119	266	15549	58
Rodas		2		60		365		2	3	18			104		36			40834	393	486	188799	388
Abreus		1		46		116		5	2	6			41		15			19936	486	191	30986	162
Aguada		1		40		26		1	0	1			11		8			3453	314	77	10871	141
Cumanayagua		0		26		98		5	0	3			71		8			22145	312	140	32273	231
Provincia	0	7	0	721	0	2106	0	190	20	86	0	0	974	0	273	0		236345	243	3403	889866	261

	REPORTE DE AFECTACIONES PRIMARIAS 2006																					
área	Tipo de Interrupción																	Tiempo		Cant.	Tiempo	
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16		Volunt.	Prom	Invol.	Invol.	Prom
Cienfuegos	392	2	7	45	2	86	0	10	23	9	4	33	3	17	9	35		56718	145	249	31372	126
CEN	35	0	0	9	2	18	0	3	4	0	0	12	1	1	0	5		3725	106	42	4283	102
Palmira	62	2	1	13	2	23	0	5	43	2	0	8	0	8	17	8		8268	133	124	14964	121
Cruces	69	0	1	8	0	15	0	8	12	1	0	8	1	9	5	13		6808	99	72	14202	197
Lajas	78	0	1	6	0	12	0	0	10	0	1	0	1	2	2	4		11280	145	38	5089	134
Rodas	85	1	3	22	1	50	0	3	27	8	0	0	0	12	9	31		19972	235	167	31151	187
Abreus	56	0	3	17	1	23	0	4	13	2	0	1	0	7	3	12		9009	161	85	12401	146
Aguada	67	0	3	11	1	27	0	2	28	2	0	6	1	6	1	11		5291	79	92	10601	115
Cumanayagua	125	1	21	12	1	40	0	5	51	8	0	10	0	29	17	85		10860	87	270	42849	159
Provincia	969	6	40	143	10	294	0	40	211	32	5	78	7	91	63	204		131931	136	1139	166912	147

	REPORTE DE AFECTACIONES SECUNDARIAS 2006																					
área	Tipo de Interrupción																	Tiempo		Cant.	Tiempo	
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16		Volunt.	Prom	Invol.	Invol.	Prom
Cienfuegos	18	12		284	2	725	5	96	162	114			216	33	153			2380	132	1586	398624	251
CEN	0	0		12	0	32	0	5	12	5			4	3	10			0	0	79	35174	445
Palmira	4	2		11	0	78	0	9	43	21			19	4	98			400	100	266	91426	344
Cruces	6	2		26	0	115	0	12	46	20			38	7	57			45008	7501	285	104932	368
Lajas	3	2		22	0	68	1	4	20	13			29	5	44			413	138	179	37361	209
Rodas	2	2		44	2	237	3	19	70	42			43	10	44			451	226	473	171999	364
Abreus	0	2		19	0	49	0	9	27	11			28	4	37			0	0	158	47047	298
Aguada	0	5		25	0	49	0	10	25	5			10	5	18			0	0	142	78638	554
Cumanayagua	4	6		32	1	109	0	16	81	13			40	20	61			17902	4476	339	111179	328
Provincia	37	33	0	475	5	1462	9	180	486	244	0	0	427	91	522	0		66554	1799	3507	1076380	307

	REPORTE DE AFECTACIONES EN SERVICIOS 2006																					
área	Tipo de Interrupción																Tiempo		Cant.	Tiempo		
																	Nivel inferior					
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16		Total	Prom	Invol.	Invol.	Prom
Cienfuegos		9		527		1496		281	19	36			1190		139			154124	130	2507	607393	242
CEN		1		15		45		4	1	2			43		4			12641	294	72	32817	456
Palmira		2		38		238		14	6	4			159		41			97235	612	343	47316	138
Cruces		4		114		427		42	9	6			206		43			66975	325	645	252231	391
Lajas		3		82		372		27	6	10			140		29			42292	302	529	84583	160
Rodas		0		106		863		27	8	12			173		32			117889	681	1048	307569	293
Abreus		0		46		177		6	7	1			78		13			26254	337	250	114512	458
Aguada		0		34		142		5	2	3			54		14			32846	608	200	134018	670
Cumanayagua		2		77		322		22	4	5			207		22			136806	661	454	113681	250
Provincia	0	21	0	1039	0	4082	0	428	62	79	0	0	2250	0	337	0		687062	305	6048	1694120	280

	REPORTE DE AFECTACIONES PRIMARIAS 2007																					
área	Tipo de Interrupción																	Tiempo		Cant.	Tiempo	
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16		Volunt.	Prom	Invol.	Invol.	Prom
Cienfuegos	347	3	5	47	1	56	0	8	19	21	1	13	3	19	10	17		47462	137	207	25807	125
CEN	54	0	2	4	3	8	0	0	6	2	0	2	0	1	3	0		5768	107	29	3699	128
Palmira	111	3	2	9	3	17	0	3	17	8	0	3	1	7,5	6	0,5		16173	146	76	8556	113
Cruces	117	1	0	11	1	8	0	0	6	0	0	1	0	5	2	0		18322	157	34	2568	76
Lajas	68	0	1	3	3	21	0	0	22	0	0	1	0	2,5	3	3,5		10172	150	59	11991	203
Rodas	113	7	10	14	1	44	0	3	30	14	2	0	3	19	7	16		19184	170	167	27426	164
Abreus	100	4	1	6	1	8	0	0	13	0	1	0	0	10	1	5		14878	149	50	5602	112
Aguada	77	0	2	12	1	21	0	4	16	3	0	1	1	9	4	3		8133	106	75	14203	189
Cumanayagua	142	0	9	11	1	19	0	6	30	21	4	4	0	27	8	9		23381	165	145	31293	216
Provincia	1129	18	32	117	15	202	0	24	159	69	8	25	8	100	44	54		163473	145	842	131144	156

área	REPORTE DE AFECTACIONES SECUNDARIAS 2007																					
	Tipo de Interrupción																	Tiempo		Cant.	Tiempo	
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16		Volunt.	Prom	Invol.	Invol.	Prom
Cienfuegos	10	29		290	4	831	7	170	68	77			136	15	85			1295	130	1576	312157	198
CEN	0	0		11	0	56	1	13	13	6			10	2	2			0	0	104	34807	335
Palmira	5	4		17	2	111	0	25	49	23			19	7	68			735	147	306	46033	150
Cruces	3	2		39	0	174	2	19	21	15			15	4	34			627	209	310	68524	221
Lajas	4	2		32	1	111	0	8	20	11			13	1	26			328	82	212	41442	195
Rodas	3	16		115	0	354	0	58	63	26			32	5	29			375	125	666	232193	349
Abreus	6	2		42	0	107	0	30	23	13			23	5	19			2189	365	241	52084	216
Aguada	4	3		60	1	193	0	21	42	12			17	7	22			1666	417	361	109227	303
Cumanayagua	1	4		35	0	185	2	44	55	15			25	8	50			141	141	398	214760	540
Provincia	36	62	0	641	8	2122	12	388	354	198	0	0	290	54	335	0		7356	204	4174	1111227	266

	REPORTE DE AFECTACIONES EN SERVICIOS 2007																					
área	Tipo de Interrupción																	Tiempo		Cant.	Tiempo	
																		Nivel inferior				
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16		Total	Prom	Invol.	Invol.	Prom
Cienfuegos		27		799		2644		436	14	43			1821		108			275575	151	4071	641836	158
CEN		0		25		95		12	0	1			99		3			23888	241	136	33855	249
Palmira		3		97		441		41	9	11			431		38			46310	107	640	85386	133
Cruces		5		177		800		68	1	8			440		27			92830	211	1086	264324	243
Lajas		3		104		728		64	0	6			330		22			67664	205	927	182198	197
Rodas		9		168		1720		53	6	10			454		31			134225	296	1997	578968	290
Abreus		4		64		447		18	4	2			239		8			44255	185	547	100433	184
Aguada		7		140		566		28	8	5			276		27			64532	234	781	194366	249
Cumanayagua		5		107		724		47	4	11			511		30			102693	201	928	162646	175
Provincia	0	63	0	1681	0	8165	0	767	46	97	0	0	4601	0	294	0		851972	185	11113	2244012	202

	REPORTE DE AFECTACIONES PRIMARIAS 2008																					
área	Tipo de Interrupción																	Tiempo		Cant.	Tiempo	
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16		Volunt.	Prom	Invol.	Invol.	Prom
Cienfuegos	288	1	12	36	0	46	1	7	14	29	2	11	1	34	10	11		36621	127	201	29970	149
CEN	26	0	0	9	2	4	0	0	1	4	0	6	2	1	3	2		2749	105	25	3758	150
Palmira	116	0	2	7	1	11	0	1	5	2	0	4	0	4	3	0		15864	137	36	4370	121
Cruces	78	1	0	12	1	2	0	2	6	0	0	3	2	4	1	0		14281	183	28	3571	126
Lajas	39	0	2	4	3	9	0	1	11	0	0	2	0	4	6	4		6425	167	42	6234	148
Rodas	80	5	20	29	2	16	0	3	13	4	5	4	1	10	4	8		13624	170	117	17749	152
Abreus	50	1	0	7	0	5	0	0	4	4	0	1	1	10	2	1		10267	207	34	6129	180
Aguada	87	0	2	8	2	14	0	2	9	0	0	0	0	17	2	1		8475	98	56	7120	127
Cumanayagua	100	0	8	0	2	21	0	0	16	19	0	5	0	28	9	2		13765	138	104	20071	193
Provincia	863	8	45	111	13	126	1	16	79	61	7	36	7	110	40	28		122071	141	643	98972	154

	REPORTE DE AFECTACIONES SECUNDARIAS 2008																					
área	Tipo de Interrupción																	Tiempo		Cant.	Tiempo	
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16		Volunt.	Prom	Invol.	Invol.	Prom
Cienfuegos	21	14		279	5	764	13	212	139	168			82	50	151			7523	358	1795	425024	237
CEN	0	0		8	0	46	0	8	9	6			8	2	5			0	0	85	31520	371
Palmira	4	2		30	0	88	0	31	36	26			17	5	75			575	144	291	43294	149
Cruces	3	2		43	0	138	0	32	20	31			8	1	31			656	219	298	59216	199
Lajas	1	6		25	0	95	0	26	34	22			9	2	25			76	76	235	91359	389
Rodas	2	12		67	0	292	0	63	55	31			4	9	35			164	82	564	299707	531
Abreus	3	3		42	0	100	1	34	39	20			13	9	36			225	75	283	128250	453
Aguada	2	4		75	0	159	2	47	82	22			13	8	46			347	160	445	236987	533
Cumanayagua	0	2		32	0	156	2	51	59	36			19	18	43			0	0	399	163476	409
Provincia	36	45	0	600	5	1838	18	503	473	362	0	0	173	105	446	0	36	9566	264	4396	1478832	336

REPORTE DE AFECTACIONES EN SERVICIOS 2008																						
área	Tipo de Interrupción																Tiempo		Cant.	Tiempo		
																	Nivel inferior					
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16		Total	Prom	Invol.	Invol.	Prom
Cienfuegos		19		815		2421		344	11	69			1754		129			292649	167	3807	636530	167
CEN		0		25		87		10	0	4			121		3			21953	182	129	30995	241
Palmira		7		75		449		42	7	17			419		31			46586	111	627	85075	136
Cruces		4		162		637		75	4	18			388		17			84464	218	917	194407	212
Lajas		4		117		685		59	2	9			339		17			67152	198	893	185156	207
Rodas		11		187		1480		30	4	20			450		22			172530	383	1753	605231	345
Abreus		5		65		397		34	4	8			296		24			74330	251	536	114686	214
Aguada		13		266		457		66	10	9			527		33			182683	346	854	290646	340
Cumanayagua		1		119		699		65	5	11			655		26			131701	201	925	244643	264

REPORTE DE AFECTACIONES PRIMARIAS 2009																					
área	Tipo de Interrupción																Tiempo		Cant.	Tiempo	
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	Volunt.	Prom	Invol.	Invol.	Prom
Cienfuegos	325	0	8	23	1	48	0	1	19	14	0	11	1	22	10	8	32930	101	154	23304	151
CEN	46	1	2	4	0	4	0	0	2	3	0	8	0	8	4	1	4523	98	29	4936	170
Palmira	90	2	0	6	5	7	0	0	6	1	0	3	0	6	3	1	10890	121	37	5982	162
Cruces	162	1	2	5	0	4	0	0	1	0	0	2	0	0	0	0	30908	191	13	1682	129
Lajas	58	1	0	4	1	3	0	0	3	0	0	0	1	2	1	1	7202	124	16	2276	142
Rodas	155	1	1	11	1	19	0	3	2	1	0	8	2	23	9	13	23749	153	84	17623	210
Abreus	78	0	1	6	1	3	0	0	0	0	1	1	0	9	1	5	11915	153	27	3930	146
Aguada	92	3	5	8	1	12	0	3	7	5	0	7	2	16	5	4	7123	77	69	9888	143
Cumanayagua	109	1	8	6	0	7	0	3	6	28	0	3	3	34	6	4	16315	150	103	19340	188
Provincia	###	10	27	73	10	107	0	10	46	52	1	43	9	120	39	37	145555	131	532	88961	167

REPORTE DE AFECTACIONES SECUNDARIAS 2009																					
área	Tipo de Interrupción																Tiempo		Cant.	Tiempo	
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	Volunt.	Prom	Invol.	Invol.	Prom
Cienfuegos	5	13		179	2	471	5	107	154	147			46	33	233		329	66	1344	397277	296
CEN	0	0		5	0	35	1	4	14	8			8	5	16		0	0	88	18028	205
Palmira	0	2		10	0	79	0	7	57	31			7	6	112		0	0	304	39330	129
Cruces	0	2		20	0	80	3	10	37	31			9	5	55		0	0	243	43786	180
Lajas	1	2		14	0	58	1	5	11	16			5	3	47		83	83	157	34301	218
Rodas	3	10		32	0	128	0	36	93	52			19	14	70		562	187	435	402693	926
Abreus	0	2		22	0	79	0	15	29	23			15	8	63		0	0	241	95191	395
Aguada	1	10		59	1	156	1	16	100	40			11	11	160		55	55	554	326737	590
Cumanayagua	1	1		13	0	79	1	22	61	28			16	13	84		276	276	302	97524	323
Provincia	11	42	0	354	3	1165	12	222	556	376	0	0	136	98	840	0	1305	119	3668	1454867	397

REPORTE DE AFECTACIONES EN SERVICIOS 2009																					
área	Tipo de Interrupción																Tiempo Nivel inferior		Cant.	Tiempo	
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	Total	Prom		Invol.	Prom
Cienfuegos		13		746		2089		289	23	48			1443		125		201431	0	3333	535011	161
CEN		0		27		48		9	2	0			98		1		16555	0	87	33606	386
Palmira		1		88		395		60	8	21			292		44		34830	0	617	73913	120
Cruces		5		143		456		60	2	8			336		45		56926	0	719	135107	188
Lajas		2		132		424		34	2	8			366		44		59533	0	646	124591	193
Rodas		1		145		1124		30	11	21			291		41		147796	0	1373	465756	339
Abreus		3		55		261		23	5	7			275		16		72241	0	370	89159	241
Aguada		12		432		259		51	12	8			528		62		186289	0	836	260052	311
Cumanayagua		2		118		458		45	6	2			718		56		144450	0	687	192436	280
Provincia	0	39	0	1886	0	5514	0	601	71	123	0	0	4347	0	434	0	920051	0	8668	1909631	220

REPORTE DE AFECTACIONES PRIMARIAS 2010																					
área	Tipo de Interrupción																Tiempo		Cant.	Tiempo	
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	Volunt.	Prom		Invol.	Prom
Cienfuegos	401	1	2	18	0	41	0	4	14	15	3	24	3	24	13	0	52194	130	135	17546	130
CEN	37	0	0	1	0	3	0	0	0	0	0	2	0	9	1	0	4702	127	14	2820	201
Palmira	83	0	2	6	1	4	0	1	5	1	0	5	0	9	7	0	11810	142	36	5814	162
Cruces	83	0	2	0	0	2	0	0	2	1	0	2	0	3	0	1	18640	225	11	1386	126
Lajas	93	0	0	0	0	2	0	0	0	0	0	0	1	9	2	1	16400	176	14	1250	89
Rodas	103	1	1	9	0	7	0	0	4	5	2	0	0	32	8	7	20133	195	76	15229	200
Abreus	55	1	0	2	2	3	0	0	6	0	0	1	1	11	3	3	8425	153	31	3384	109
Aguada	92	1	0	11	1	8	0	2	3	2	0	3	0	18	5	4	9230	100	55	6759	123
Cumanayagua	70	2	4	1	4	4	0	0	3	11	0	5	1	49	6	7	9132	130	91	13414	147
Provincia	1017	6	11	48	8	74	0	7	37	35	5	42	6	164	45	23	150666	148	463	67602	146

	REPORTE DE AFECTACIONES SECUNDARIAS 2010																					
área	Tipo de Interrupción																	Tiempo		Cant.	Tiempo	
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16		Volunt.	Prom	Invol.	Invol.	Prom
Cienfuegos	12	15		180	0	401	8	119	126	194			44	47	192			3593	299	1282	341794	267
CEN	0	0		14	0	20	1	9	10	3			3	4	16			0	0	77	16009	208
Palmira	0	0		11	0	45	0	4	33	17			6	5	90			0	0	205	23701	116
Cruces	0	0		16	0	48	0	4	19	16			19	12	50			0	0	165	24866	151
Lajas	0	1		21	0	28	0	6	9	17			5	7	47			0	0	136	58054	427
Rodas	2	5		35	0	98	0	20	75	60			11	20	93			134	67	406	109148	269
Abreus	1	2		23	0	46	1	20	24	23			17	15	48			63	63	202	136880	678
Aguada	2	9		56	1	122	1	10	68	24			5	29	97			310	155	417	92797	223
Cumanayagua	2	3		13	0	39	1	12	56	41			12	51	99			423	212	315	79956	254
Provincia	19	35	0	369	1	847	12	204	420	395	0	0	122	190	732	0		4523	238	3205	883205	276

	REPORTE DE AFECTACIONES EN SERVICIOS 2010																						
área	Tipo de Interrupción																		Tiempo		Cant.	Tiempo	
																			Nivel inferior				
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16		Total	Prom	Invol.	Invol.	Prom	
Cienfuegos		14		714		2257		266	29	86			1253		140			456317	0	3506	779531	222	
CEN		0		19		47		5	1	2			64		4			9833	0	78	13413	172	
Palmira		0		78		303		45	5	9			264		64			87681	0	504	47469	94	
Cruces		4		81		425		51	3	10			353		35			53500	0	609	76629	126	
Lajas		0		68		424		45	1	5			292		36			118434	0	579	104523	181	
Rodas		5		94		830		45	10	34			248		52			55816	0	1070	193302	181	
Abreus		2		25		193		33	3	7			269		24			54189	0	287	48679	170	
Aguada		7		165		369		119	5	10			598		72			111131	0	747	155694	208	
Cumanayagua		2		73		372		67	6	6			707		34			110034	0	560	91265	163	
Provincia	0	34	0	1317	0	5220	0	676	63	169	0	0	4048	0	461	0		1056935	0	7940	1510505	190	

REPORTE DE AFECTACIONES PRIMARIAS 2011																					
área	Tipo de Interrupción																Tiempo		Cant.	Tiempo	
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	Volunt.	Prom	Invol.	Invol.	Prom
Cienfuegos	464	1	2	12	2	35	0	3	11	26	0	18	8	43	12	4	54135	117	151	24264	161
CEN	58	0	3	2	0	1	0	1	0	0	0	0	0	9	1	1	8235	142	18	4257	237
Palmira	131	1	2	2	0	4	0	0	3	0	0	0	0	13	7	2	20036	153	34	3390	100
Cruces	179	0	0	1	0	0	0	0	3	0	0	4	0	7	3	3	18875	105	17	1523	90
Lajas	104	2	0	3	1	1	0	0	2	0	0	0	0	3	1	0	12878	124	13	2723	209
Rodas	125	5	3	4	3	9	0	1	5	5	0	0	0	28	8	3	21841	175	74	18870	255
Abreus	61	1	1	1	3	5	0	0	4	1	1	0	1	19	5	0	9861	162	41	5747	140
Aguada	113	1	3	4	0	5	0	0	1	0	0	0	1	15	6	2	8356	74	37	5855	158
Cumanayagua	122	0	2	2	2	5	0	3	2	23	2	4	2	36	12	10	18820	154	99	16128	163
Provincia	1357	11	16	31	11	65	0	8	31	55	3	26	12	173	55	25	173037	128	484	82757	171

REPORTE DE AFECTACIONES SECUNDARIAS 2011																					
área	Tipo de Interrupción																Tiempo		Cant.	Tiempo	
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	Volunt.	Prom	Invol.	Invol.	Prom
Cienfuegos	7	17		186	2	430	5	105	144	241			48	31	159		848	121	1320	316555	240
CEN	0	0		3	0	10	0	2	5	6			2	1	2		0	0	29	5649	195
Palmira	1	1		14	0	55	0	11	35	36			10	9	81		0	0	242	29269	121
Cruces	1	1		19	0	34	0	19	27	14			20	6	52		179	179	172	25038	146
Lajas	3	1		19	0	46	1	13	16	36			6	5	41		306	102	178	32613	183
Rodas	4	9		43	0	102	2	31	62	73			20	17	71		330	83	410	100652	245
Abreus	2	0		32	0	42	1	14	29	28			21	7	59		303	152	212	88553	418
Aguada	2	5		53	0	111	1	16	66	29			9	15	105		715	358	401	79343	198
Cumanayagua	0	0		22	1	36	0	20	38	26			22	19	59		0	0	221	59644	270
Provincia	20	34	0	391	3	866	10	231	422	489	0	0	158	110	629	0	2681	134	3185	737316	231

	REPORTE DE AFECTACIONES EN SERVICIOS 2011																				
área	Tipo de Interrupción																Tiempo		Cant.	Tiempo	
																	Nivel inferior				
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	Total	Prom	Invol.	Invol.	Prom
Cienfuegos		3		806		2318		269	16	87			1232		134		248800	0	3633	730813	201
CEN		1		5		31		3	0	0			22		1		4119	0	41	8396	205
Palmira		0		80		289		48	6	33			258		57		24970	0	513	49962	97
Cruces		0		137		443		81	4	20			400		27		56804	0	712	86253	121
Lajas		1		58		359		38	7	13			221		25		29189	0	501	78473	157
Rodas		0		87		811		44	13	29			362		63		61282	0	1047	197231	188
Abreus		0		34		231		37	5	13			327		23		56056	0	343	63169	184
Aguada		3		221		302		115	6	14			638		71		140104	0	732	147026	201
Cumanayagua		2		84		330		50	9	19			720		38		132741	0	532	105463	198
Provincia	0	10	0	1512	0	5114	0	685	66	228	0	0	4180	0	439	0	754065	0	8054	1466786	182

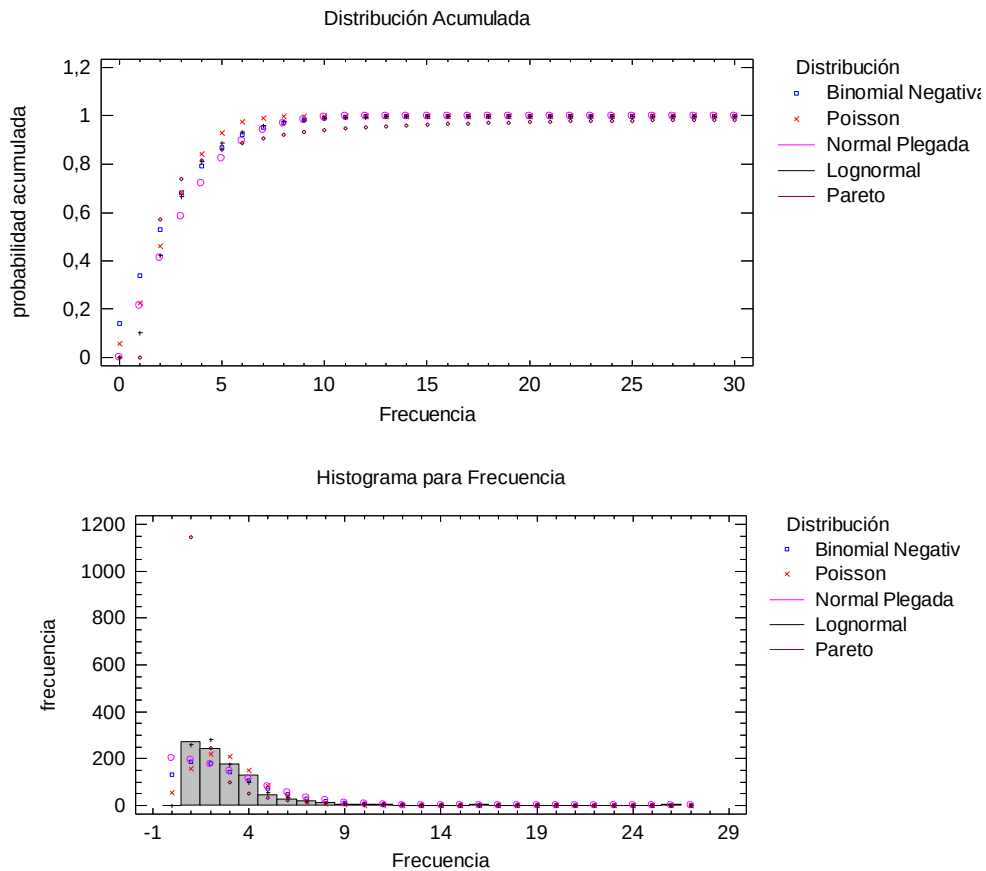
Anexo 9: Pruebas de Bondad de ajuste para los fallos en las redes de distribución.

Comparación de Distribuciones Alternas

Distribución	Parámetros Est.	Log Verosimilitud
Pareto	1	-1513,12
Gaussiana Inversa	2	-1683,2
Lognormal	2	-1690,07
Binomial Negativa	2	-1891,19
Normal Plegada	2	-1908,8
Poisson	1	-1934,94
Binomial	1	-1949,86
Geométrica	1	-2063,45
Uniforme Discreta	2	-3052,84
Bernoulli	1	-9,37E11
Hipergeométrica	<sin ajuste>	

Pruebas de Bondad-de-Ajuste para Frecuencia de fallos

Prueba Chi-Cuadrada



	Binomial Negativa	Poisson	Normal Plegada	Lognormal	Pareto
Chi-Cuadrada	255,48	272,535	228,836	49,7538	234,121
G.l.	11	8	9	11	20
Valor-P	0,56789	0,4158	0,57863	0,66053	0,6786

Anexo 10: Pruebas de Bondad de ajuste para los fallos en los transformadores.

Pruebas de Bondad-de-Ajuste para días hasta el fallo del Total de Transformadores

Prueba Chi-Cuadrada

	Límite	Límite	Frecuencia	Frecuencia	
	Inferior	Superior	Observada	Esperada	Chi-Cuadrada
menor o igual		0,0	89	97,66	0,77
	1,0	1,0	89	73,70	3,18
	2,0	2,0	68	55,61	2,76
	3,0	3,0	40	41,97	0,09
	4,0	4,0	31	31,67	0,01
	5,0	5,0	24	23,90	0,00
	6,0	6,0	10	18,03	3,58
	7,0	7,0	9	13,61	1,56
	8,0	8,0	8	10,27	0,50
	9,0	9,0	7	7,75	0,07
	10,0	10,0	6	5,85	0,00
	11,0	11,0	4	4,41	0,04
	12,0	12,0	4	3,33	0,13
	13,0	13,0	2	2,51	0,10
	14,0	15,0	2	3,33	0,53
	16,0		5	4,40	0,08

Chi-Cuadrada = 13,4192 con 14 g.l. Valor-P = 0,493811

Comparación de Distribuciones Alternas

Distribución	Parámetros Est.	Log Verosimilitud
Geométrica	1	-903,775
Normal	2	-1294,99
Uniforme Discreta	2	-1874,39
Poisson	1	-1,E9
Binomial	1	-1,E9
Bernoulli	1	-3,98E11
Binomial Negativa	2	-3,98E11
Hipergeométrica	<sin ajuste>	

Pruebas de Bondad-de-Ajuste para Trasformadores de distribución

Prueba Chi-Cuadrada

	Límite	Límite	Frecuencia	Frecuencia	
	Inferior	Superior	Observada	Esperada	Chi-Cuadrada
menor o igual		0,0	43	47,16	0,37
	1,0	1,0	47	38,77	1,75
	2,0	2,0	41	31,87	2,62
	3,0	3,0	30	26,20	0,55
	4,0	4,0	18	21,53	0,58
	5,0	5,0	17	17,70	0,03
	6,0	6,0	10	14,55	1,42
	7,0	7,0	9	11,96	0,73
	8,0	8,0	5	9,83	2,38
	9,0	9,0	11	8,08	1,05
	10,0	10,0	6	6,64	0,06
	11,0	11,0	7	5,46	0,43
	12,0	12,0	5	4,49	0,06
	13,0	13,0	1	3,69	1,96
	14,0	14,0	1	3,03	1,36
	15,0	15,0	3	2,49	0,10
	16,0	16,0	0	2,05	2,05
	17,0	18,0	2	3,07	0,37
	19,0	20,0	5	2,07	4,12
	21,0		4	4,32	0,02

Chi-Cuadrada = 22,0294 con 18 g.l. Valor-P = 0,230684

Comparación de Distribuciones Alternas

Distribución	Parámetros Est.	Log Verosimilitud
Geométrica	1	-697,305
Normal	2	-929,014
Uniforme Discreta	2	-1248,03
Poisson	1	-1,E9
Binomial	1	-1,E9
Bernoulli	1	-3,98E11
Binomial Negativa	2	-3,98E11
Hipergeométrica	<sin ajuste>	

Pruebas de Bondad-de-Ajuste para Transformadores de Transmisión

Prueba Chi-Cuadrada

	Límite Inferior	Límite Superior	Frecuencia Observada	Frecuencia Esperada	Chi-Cuadrada
menor o igual		0,0	3	2,65	0,05
	1,0	1,0	4	2,53	0,86
	2,0	2,0	4	2,41	1,05
	3,0	3,0	3	2,29	0,22
	4,0	4,0	3	2,18	0,30
	5,0	5,0	2	2,08	0,00
	6,0	7,0	3	3,87	0,20
	8,0	9,0	4	3,51	0,07
	10,0	11,0	4	3,19	0,21
	12,0	13,0	3	2,89	0,00
	14,0	15,0	2	2,63	0,15
	16,0	17,0	0	2,38	2,38
	18,0	19,0	2	2,16	0,01
	20,0	22,0	3	2,87	0,01
	23,0	25,0	1	2,48	0,89
	26,0	28,0	1	2,15	0,61
	29,0	32,0	1	2,42	0,83
	33,0	37,0	5	2,43	2,71
	38,0	43,0	2	2,24	0,03
	44,0	51,0	1	2,13	0,60
	52,0	64,0	0	2,10	2,10
	65,0		5	2,39	2,86

Chi-Cuadrada = 16,1305 con 20 g.l. Valor-P = 0,708494

Comparación de Distribuciones Alternas

Distribución	Parámetros Est.	Log Verosimilitud
Geométrica	1	-225,43
Normal	2	-261,238
Uniforme Discreta	2	-269,936
Poisson	1	-810,705
Binomial	1	-1,E9
Bernoulli	1	-3,98E11
Binomial Negativa	2	-3,98E11
Hipergeométrica	<sin ajuste>	

Pruebas de Bondad-de-Ajuste para Transformadores de Sub-transmisión

Prueba Chi-Cuadrada

	Límite	Límite	Frecuencia	Frecuencia	
	Inferior	Superior	Observada	Esperada	Chi-Cuadrada
menor o igual		0,0	14	2,20	63,26
	1,0	1,0	2	2,10	0,01
	2,0	2,0	2	2,01	0,00
	3,0	4,0	3	3,76	0,15
	5,0	6,0	3	3,44	0,06
	7,0	8,0	8	3,14	7,52
	9,0	10,0	1	2,87	1,22
	11,0	12,0	0	2,62	2,62
	13,0	14,0	1	2,40	0,81
	15,0	16,0	3	2,19	0,30
	17,0	18,0	1	2,00	0,50
	19,0	21,0	0	2,69	2,69
	22,0	24,0	0	2,35	2,35
	25,0	27,0	1	2,05	0,54
	28,0	31,0	1	2,34	0,76
	32,0	36,0	2	2,39	0,06
	37,0	42,0	1	2,24	0,68
	43,0	50,0	2	2,18	0,02
	51,0	62,0	0	2,10	2,10
	63,0		5	2,93	1,46

Chi-Cuadrada = 87,1041 con 18 g.l. Valor-P = **4,76106E-11**

Comparación de Distribuciones Alternas

Distribución	Parámetros Est.	Log Verosimilitud
Geométrica	1	-205,045
Normal	2	-257,058
Uniforme Discreta	2	-259,925
Poisson	1	-1,E9
Binomial	1	-1,E9
Bernoulli	1	-3,98E11
Binomial Negativa	2	-3,98E11
Hipergeométrica	<sin ajuste>	

Anexo 11: Pruebas de Bondad de ajuste para los fallos en las acometidas, postes o estructuras y conductores.

Pruebas de Bondad-de-Ajuste para acometida

Prueba Chi-Cuadrada

	Límite	Límite	Frecuencia	Frecuencia	
	Inferior	Superior	Observada	Esperada	Chi-Cuadrada
menor o igual		0,0	52	66,56	3,19
	1,0	1,0	74	52,76	8,55
	2,0	2,0	48	41,82	0,91
	3,0	3,0	30	33,15	0,30
	4,0	4,0	28	26,27	0,11
	5,0	5,0	22	20,83	0,07
	6,0	6,0	14	16,51	0,38
	7,0	7,0	5	13,08	5,00
	8,0	8,0	15	10,37	2,07
	9,0	9,0	7	8,22	0,18
	10,0	10,0	6	6,52	0,04
	11,0	11,0	3	5,16	0,91
	12,0	12,0	4	4,09	0,00
	13,0	13,0	2	3,24	0,48
	14,0	14,0	5	2,57	2,29
	15,0	15,0	0	2,04	2,04
	16,0	17,0	2	2,90	0,28
	18,0	20,0	0	2,46	2,46
	21,0		4	2,44	1,00

Chi-Cuadrada = 30,2458 con 17 g.l. Valor-P = 0,246262

Comparación de Distribuciones Alternas

Distribución	Parámetros Est.	Log Verosimilitud
Geométrica	1	-790,167
Uniforme Discreta	2	-1505,92
Poisson	1	-1,E9
Binomial	1	-1,E9
Bernoulli	1	-3,21E11
Binomial Negativa	2	-3,21E11
Hipergeométrica	<sin ajuste>	

Pruebas de Bondad-de-Ajuste para poste

Prueba Chi-Cuadrada

	Límite	Límite	Frecuencia	Frecuencia	
	Inferior	Superior	Observada	Esperada	Chi-Cuadrada
menor o igual		0,0	39	42,74	0,33
	1,0	1,0	43	35,46	1,60
	2,0	2,0	36	29,42	1,47
	3,0	3,0	22	24,41	0,24
	4,0	4,0	23	20,26	0,37
	5,0	5,0	14	16,81	0,47
	6,0	6,0	14	13,95	0,00
	7,0	7,0	8	11,57	1,10
	8,0	8,0	9	9,60	0,04
	9,0	9,0	7	7,97	0,12
	10,0	10,0	7	6,61	0,02
	11,0	11,0	1	5,48	3,67
	12,0	12,0	6	4,55	0,46
	13,0	13,0	5	3,78	0,40
	14,0	14,0	5	3,13	1,11
	15,0	15,0	1	2,60	0,98
	16,0	16,0	4	2,16	1,58
	17,0	18,0	2	3,27	0,50
	19,0	20,0	2	2,25	0,03
	21,0	23,0	1	2,14	0,60
	24,0		2	2,84	0,25

Chi-Cuadrada = 15,3351 con 19 g.l. Valor-P = 0,701075

Comparación de Distribuciones Alternas

Distribución	Parámetros Est.	Log Verosimilitud
Geométrica	1	-672,642
Uniforme Discreta	2	-1175,21
Poisson	1	-1,E9
Binomial	1	-1,E9
Bernoulli	1	-3,21E11
Binomial Negativa	2	-3,21E11
Hipergeométrica	<sin ajuste>	

Pruebas de Bondad-de-Ajuste para Conductor

Prueba Chi-Cuadrada

	Límite	Límite	Frecuencia	Frecuencia	
	Inferior	Superior	Observada	Esperada	Chi-Cuadrada
menor o igual		0,0	50	41,75	1,63
	1,0	1,0	42	34,72	1,52
	2,0	2,0	32	28,88	0,34
	3,0	3,0	13	24,02	5,05
	4,0	4,0	20	19,97	0,00
	5,0	5,0	12	16,61	1,28
	6,0	6,0	13	13,81	0,05
	7,0	7,0	10	11,49	0,19
	8,0	8,0	11	9,55	0,22
	9,0	9,0	7	7,95	0,11
	10,0	10,0	6	6,61	0,06
	11,0	11,0	5	5,49	0,04
	12,0	12,0	4	4,57	0,07
	13,0	13,0	4	3,80	0,01
	14,0	14,0	4	3,16	0,22
	15,0	15,0	3	2,63	0,05
	16,0	16,0	2	2,19	0,02
	17,0	18,0	5	3,33	0,84
	19,0	20,0	1	2,30	0,74
	21,0	23,0	0	2,19	2,19
	24,0		4	2,97	0,36

Chi-Cuadrada = 14,9938 con 19 g.l. Valor-P = 0,72299

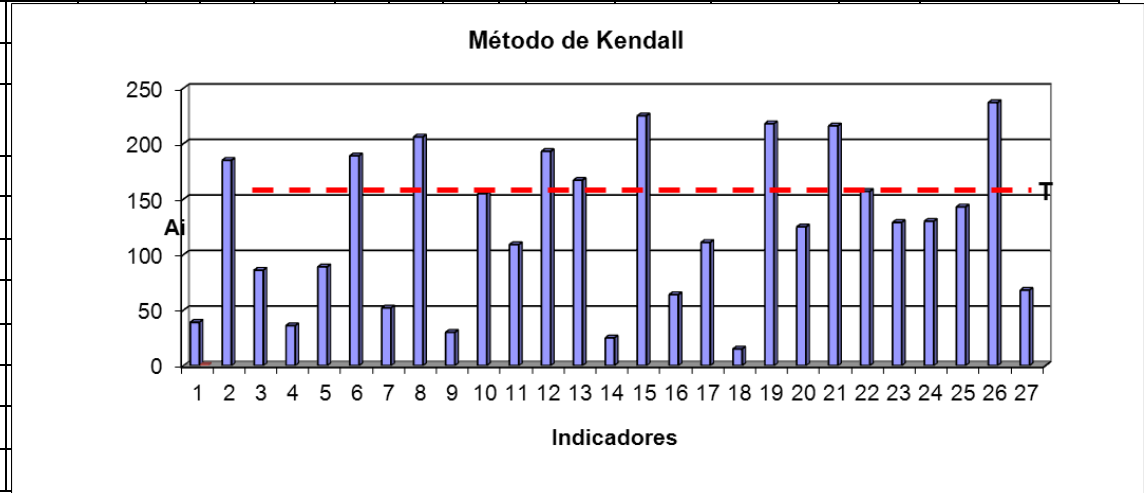
Comparación de Distribuciones Alternas

Distribución	Parámetros Est.	Log Verosimilitud
Geométrica	1	-667,685
Uniforme Discreta	2	-1074,02
Poisson	1	-1175,88
Binomial	1	-1254,57
Bernoulli	1	-3,21E11
Binomial Negativa	2	-3,21E11
Hipergeométrica	<sin ajuste>	

Anexo 12 Aplicación del método Delphi para los expertos

Resultado del método Delphi y el coeficiente de Kendall para la selección de las variables															
			Expertos												
			E1	E2	E3	E4	E5	E6	E7	E8	E9	ΣAi	Δ	Δ^2	Críticos
Variables de fallos	1	Cortocircuito entre espira	7	4	4	5	3	4	3	4	5	39	-86.9	7549.7	Seleccionado
	2	Falta hermeticidad del transformador	18	20	20	21	20	22	23	22	19	185	59.1	3494.1	--
	3	Puntos calientes	10	8	11	10	10	9	10	10	8	86	-39.9	1591.1	Seleccionado
	4	Mal estado del aislamiento o envejecido	5	7	1	1	2	8	1	7	4	36	-89.9	8080	Seleccionado
	5	Bajo Voltaje en la salida	9	12	9	8	9	11	9	12	10	89	-36.9	1360.8	Seleccionado
	6	Bajante tierra partido	22	24	21	18	22	20	18	21	23	189	63.1	3983	--
	7	Relación transformación alterada	6	5	6	6	7	5	6	5	6	52	-73.9	5459.6	Seleccionado
	8	Defectuoso el cambia tap	24	26	25	22	23	21	21	23	21	206	80.1	6417.8	--
	9	Cortocircuito devanado secundario	2	3	5	4	4	3	5	1	3	30	-95.9	9194.7	Seleccionado
	10	Poste inclinado con transformador	17	18	16	19	16	15	19	17	18	155	29.1	847.46	--
	11	Salidero o bajo nivel de aceite	13	11	10	11	13	12	16	11	12	109	-16.9	285.23	Seleccionado
	12	Conexión calcinada	25	22	24	17	21	19	24	19	22	193	67.1	4503.9	--
	13	Fuera de servicio el pararrayos	20	19	19	15	19	18	20	20	17	167	41.1	1690.1	--
	14	Devanado primario abierto	1	2	3	3	5	2	4	3	2	25	-101	10179	Seleccionado
	15	Mala conexión fallo humano	21	26	22	27	26	27	25	27	24	225	99.1	9823	--
	16	Bobina corrida o deformada	4	6	8	7	6	7	8	9	9	64	-61.9	3830.2	Seleccionado
	17	Calibre Inadecuado al bajante de tierra	11	9	18	12	14	17	11	8	11	111	-14.9	221.68	Seleccionado
	18	Fuera de norma no cumple parámetros	3	1	2	2	1	1	2	2	1	15	-111	12296	Seleccionado
	19	Desajustados el drop out	26	25	27	24	21	23	22	24	26	218	92.1	8484.5	--
	20	Bushing primario partido o rota	12	16	12	13	12	14	17	13	16	125	-0.89	0.7901	Seleccionado
	21	Falso contacto parrilla del transformador	23	21	23	25	24	24	26	25	25	216	90.1	8120	--

		Fórmulas					
		$\Sigma A_i = \Sigma E_n$					
		$\Delta = \Sigma A_i - T$	Si $w \geq 0,5$ - Hay concordancia en el criterio de los expertos	T	125.8889	Las variables más importantes serán los que cumplan que: $\Sigma A_i < T$	
		$T = \Sigma \Sigma A_i / k$					
		$w = 12 \Sigma \Delta^2 / (m^2(k^3 - k))$		w	0.937583		
		Términos	Si $w < 0,5$ - No hay concordancia en el criterio de los expertos	Hay concordancia			

[illegible]

Anexo 13: Hoja de Vida propuesta para la Empresa Eléctrica Cienfuegos.

[illegible]

(1) Impacto de la falla sobre la operación. Marcar con una x (**Cero**) si la falla no provoca la parada de una Central Eléctrica ni limitación en operación de las redes eléctricas principales, (**Parcial**) si la falla provoca la parada de una parte del SEN y limitaciones de funcionamiento Centrales eléctricas , (**Total**) si la falla provoca parada Centrales eléctricas y grandes afectaciones en las redes eléctricas)

(2) Efecto sobre la función de la unidad del equipo. Marcar con una x (**Falla crítica**) si la falla origina el cese inmediato de la capacidad de realizar su función, (**Falla No crítica**) si la falla no causa la interrupción inmediata de la capacidad para cumplir la función requerida).

Anexo 14 Transformadores fallados por prueba de medición del taller 2001 al 2011.

Transformadores en redes primarias fallados provincia Cienfuegos												Prom anual
Área Administrativa	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	
UBEM Abreus	36	28	24	13	35	26	35	35	20	22	20	27
UBEM Aguada	26	29	22	20	22	28	34	18	27	12	16	23
UBE CEN	9	8	7	9	3	15	7	14	10	13	7	9
UBEM Cienfuegos	91	69	67	53	75	108	80	97	83	67	111	82
UBEM Cruces	19	19	20	6	11	32	13	11	8	8	16	15
UBEM Cumanayagua	34	14	23	13	21	45	40	22	34	13	17	25
UBEM Lajas	8	20	14	8	14	19	3	17	14	11	12	13
UBEM Palmira	24	16	14	12	27	24	17	17	18	7	13	17
UBEM Rodas	36	26	23	30	26	36	34	32	27	29	39	31
Provincia	283	229	214	164	234	333	263	263	241	182	251	242

Transformadores en redes primarias fallados durante el mantenimiento												Prom anual
Área Administrativa	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	
UBEM Abreus	4	2	7	2	6	10	8	5	3	4	4	5
UBEM Aguada	10	6	8	6	5	12	6	7	6	3	7	7
UBE CEN	1	0	0	2	0	3	0	2	5	4	5	2
UBEM Cienfuegos	15	5	6	5	19	29	19	22	6	12	9	13
UBEM Cruces	8	4	1	1	5	13	6	3	0	4	0	4
UBEM Cumanayagua	13	3	7	0	2	14	7	7	3	5	0	5
UBEM Lajas	4	5	0	1	5	9	1	4	3	3	4	3
UBEM Palmira	2	2	3	3	3	12	3	1	5	1	3	3
UBEM Rodas	14	2	2	3	1	10	9	3	0	5	6	5
Provincia	71	29	34	23	46	112	59	54	31	41	38	49

Transformadores en redes primarias fallados en operación (interrupciones)												Prom anual
Área Administrativa	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	
UBEM Abreus	32	26	17	11	29	16	27	30	17	18	16	22
UBEM Aguada	16	23	14	14	17	16	28	11	21	9	9	16
UBE CEN	8	8	7	7	3	12	7	12	5	9	2	7
UBEM Cfgos	76	64	61	48	56	79	61	75	77	55	102	68
UBEM Cruces	11	15	19	5	6	19	7	8	8	4	16	11
UBEM Cumanayagua	11	11	16	13	19	31	33	15	31	8	17	19
UBEM Lajas	4	15	14	7	9	10	2	13	11	8	8	9
UBEM Palmira	22	14	11	9	24	12	14	16	13	6	10	14
UBEM Rodas	22	24	21	27	25	26	25	29	27	24	33	26
Provincia	202	200	180	141	188	221	204	209	210	141	213	192

Anexo 15 Resumen de las fallas de transformadores por su potencia instalada (kVA)

UBEM	Año	5	10	15	20	25	37.5	50	63	75	100	160	167	180	250 o mas	No Fallas
Abreus	2001	3	13	7		6	1	4				2				36
	2002	3	5	5		4	2	8			2					29
	2003	1	4	7		4	8	3		1						28
	2004		5	1		3	2	2								13
	2005	3	10	7		7	2	2		1	2	2	1		1	38
	2006		2	6		5	4	6		1	2					26
	2007	1	5	5	1	5	4	3			3		1		5	33
	2008	1	3	8		5	4	6			4	2				33
	2009	2	1	2		2	2	9			2					20
	2010		2	6		5	3	3		1	1	1				22
	2011	1	3	2		2	8	4		1						21
Aguada	2001	5	5	4		7	4	6								31
	2002	4	3	6	1	6	2	8		1		1				32
	2003	3	5	4		9	7	4								32
	2004		5	2		7	1	3								18
	2005	2	7	3		7	1	5								25
	2006	1	1	4		12	1	8			1					28
	2007	1	2	5		13	4	6	1							32
	2008		1	5		10	1	2								19
	2009	1	2	3		7	9	2								24
	2010		1	4		3	2	2								12
	2011		1	2		1	9	3								16

UBEM	Año	5	10	15	20	25	37.5	50	63	75	100	160	167	180	250 o mas	No Fallas
CEN	2001		3	1			3	2								9
	2002	1		2		1	1	2					1			8
	2003	1		1			1	3			1					7
	2004			1		1	2	3			1		1			9
	2005						1	2								3
	2006	1		2		2	1	6	1				1			14
	2007		2	1		1	1	1							1	7
	2008		1	4		1	2	2	1	1	1	1				14
	2009		1	4		1	1	2								9
	2010	1	2	1		2	1	5			1					13
	2011		1			2	3	2		1						9
Cienfuegos	2001	9	13	11		12	10	14		2	2					73
	2002	8	11	12		9	6	13		3					2	64
	2003	5	13	8		14	9	8		2	1		2			62
	2004	3	9	8	1	13	6	10		1	2					53
	2005	3	11	18		10	14	9		2	3					70
	2006	7	14	13	3	12	9	28	1		1					88
	2007	3	7	13		12	9	10	1	4	1	1				61
	2008	1	7	13		10	12	15		1	2				1	62
	2009	2	9	15		16	14	10		1			1			68
	2010		5	8		8	8	14		1	1					45
	2011	3	10	21		24	18	30		1	1		1			109

UBEM	Año	5	10	15	20	25	37.5	50	63	75	100	160	167	180	250 o mas	No Fallas
Cruces	2001	3	4	4		8	5									24
	2002	1	6	3		5	2	3	1							21
	2003	5	5	5		6	1	3		1	1					27
	2004	1	2	1		3	3									10
	2005		1	1		4	1	3				1				11
	2006		7	6		12	1	6								32
	2007		3	2		2	1	4		1						13
	2008	1	3	1		2	1	2								10
	2009		1	1		3	3									8
	2010		1	3		2	1				1					8
	2011		1	4		3	3	3								14
Cumanayagua	2001	6	11	4		7	4	1			1					34
	2002	4	4	1		1		2								12
	2003	2	8	4	1	5	1	1	1		1					24
	2004	2	6	5		1	3	1			1					19
	2005	2	3	2		2	1	2		1		2				15
	2006	9	16	6		5	7	2								45
	2007	5	16	5		1	6	3			1					37
	2008	1	8	3		4	1	5								22
	2009	2	7	9	1	6	3	3			1					32
	2010		3	5		3		2								13
	2011	3	5	1		4	2	2								17

UBEM	Año	5	10	15	20	25	37.5	50	63	75	100	160	167	180	250 o mas	No Fallas
Lajas	2001	3	1	1		4		1			1					11
	2002	1	6	5		6	1	1								20
	2003	2	4	1		3	3	1								14
	2004		1	1	1	3		3								9
	2005	2	2	3		2	1	2								12
	2006		6	2		6	1	4								19
	2007			1		1										2
	2008		1	3		5	2	5			1					17
	2009		3	5		1	2									11
	2010		1			4	3	4		1						13
	2011		1	2		4	3	1								11
Palmira	2001	3	6	8	2	6	2	4				1				32
	2002		6	2		5	4									17
	2003	2	1	2		2	3	2	1	1						14
	2004	1	6	2		3		2								14
	2005	5	5	2		8	1	4		1					1	26
	2006	1	5	2	1	7	1	7								24
	2007	1	3	7		1	2	1		2						17
	2008	2	3	3		2	5	2								17
	2009	3	4	1		1	2	5			2					18
	2010		1			6		1								8
	2011			1		3	2	8								14

UBEM	Año	5	10	15	20	25	37.5	50	63	75	100	160	167	180	250 o mas	No Fallas
Rodas	2001	7	10	9	1	6	1	9						1		44
	2002	1	6	4		7	5	3		1						27
	2003		5	3		5	1	6	1	1	1					23
	2004	2	7	6	1	9	2	3			1					31
	2005	3	7	3	1	9	1	3								27
	2006	2	6	6		9	6	4		1						34
	2007	1	5	4		8	6	11								35
	2008	2	4	4		7	4	12								33
	2009		6	2		9	3	4		1			1			26
	2010	1		5		10	8	6								30
	2011	2	3	8		11	7	8			1		1			41
Empresa	2001	39	69	49	3	56	30	41	0	2	4	3	0	1	0	297
	2002	23	47	40	1	44	23	40	1	5	2	1	1	0	2	230
	2003	21	45	35	1	48	34	30	3	6	5	0	2	0	0	230
	2004	9	39	29	3	43	19	27	0	1	5	0	1	0	0	176
	2005	20	46	39	1	49	23	32	0	5	5	5	1	0	2	228
	2006	21	57	47	4	70	31	71	2	2	4	0	1	0	0	310
	2007	12	43	43	1	44	33	39	2	7	5	1	1	0	6	237
	2008	8	31	44	0	46	32	51	1	2	8	3	0	0	1	227
	2009	10	34	42	1	42	39	35	0	2	5	0	2	0	0	212
	2010	2	16	32	0	43	26	37	0	3	4	1	0	0	0	164
	2011	9	25	41	0	54	55	61	0	3	2	0	2	0	0	252

Anexo 16 Transformadores en redes primarias y su índice de fallas por pruebas del taller 2001 al 2011

Cantidad de transformadores instalados en las redes eléctricas											
Área Administrativa	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
UBEM Abreus	403	408	412	421	422	431	464	487	503	522	553
UBEM Aguada	427	435	442	443	446	467	502	530	536	539	602
UBE CEN	191	194	197	197	208	214	229	241	247	220	226
UBEM Cfgos	1773	1780	1787	1797	1814	1910	2068	2101	2148	2240	2238
UBEM Cruces	375	381	384	412	420	415	441	510	529	540	572
UBEM Cumanayagua	756	767	772	826	835	865	978	995	1012	1025	1059
UBEM Lajas	233	238	240	267	264	278	285	339	349	347	371
UBEM Palmira	422	428	431	431	432	441	497	531	535	535	575
UBEM Rodas	417	420	424	424	425	430	442	455	495	564	539
Provincia	4997	5051	5089	5218	5266	5451	5906	6189	6354	6532	6735

Índice de fallos de transformadores de distribución												
Área Administrativa	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	Prom
UBEM Abreus	8.93	6.86	5.82	3.09	8.29	6.03	7.54	7.19	3.98	4.22	3.62	5.53
UBEM Aguada	6.09	6.67	4.98	4.52	4.93	5.99	6.77	3.40	5.04	2.23	2.66	4.50
UBE CEN	4.71	4.12	3.55	4.57	1.44	7.00	3.06	5.81	4.05	5.91	3.10	4.28
UBEM Cienfuegos	5.13	3.88	3.41	2.67	3.09	4.14	2.95	3.57	3.58	2.46	4.56	3.38
UBEM Cruces	5.07	4.99	4.95	1.21	1.43	4.58	1.59	1.57	1.51	0.74	2.80	2.26
UBEM Cumanayagua	4.50	1.82	2.07	1.57	2.28	3.58	3.37	1.51	3.06	0.78	1.60	2.20
UBEM Lajas	3.43	8.40	5.83	2.62	3.41	3.60	0.70	3.84	3.15	2.30	2.16	3.07
UBEM Palmira	5.69	3.74	2.55	2.09	5.56	2.72	2.82	3.01	2.43	1.12	1.74	2.67
UBEM Rodas	8.63	6.19	4.95	6.37	5.88	6.05	5.66	6.37	5.45	4.26	6.12	5.00
Provincia	5.66	4.53	3.54	2.702	3.57	4.05	3.45	3.38	3.30	2.16	3.16	3.26

Anexo 17 Relación de circuitos UBEM Cienfuegos con los transformadores instalados y su capacidad kVA

Código del Circuito	transform / kVA instalado	Cantidades por Capacidad kVA																				Volt kV/ longitud km
		3	5	7,5	10	15	20	25	37.5	40	50	63	75	100	160	167	225	250	300	333	400	
FJ 1	19				4	1		2	6		4		1	1								4,33
	705 kVA				40	15		50	225		200		75	100								8.109
FJ 2	87		2		10	11		15	7		29		4	7		2						4,33
	3696,5 kVA		10		100	165		375	262,5		1450		300	700		334						2.577
FJ 3	64		4		2	7		9	12		25		1	4								4,33kV
	2545 kVA		20		20	105		225	450		1250		75	400								8.714
FJ 4	21		1			4	1	3	3		4		3	1		1						4,33kV
	964,5 kVA		5			60	20	75	112,5		200		225	100		167						2.686
FJ 5	57				2	16		5	5		8		7	9		5						4,33kV
	3232,5 kVA				20	240		125	187,5		400		525	900		835						2,398
FK 6	104		2	1	19	16		24	16		14		5			2				5		13,8kV
	4721,5 kVA		10	7,5	190	240		600	600		700		375			334				1665		33,88
FJ 9	46		4		6	6		9	2		10		3	3	2						1	4,33kV
	2215 kVA		20		60	90		225	75		500		225	300	320						400	7,51
FJ 12	87	1	13	1	13	23		23	3		4		4	2								4,33kV
	1938 kVA	3	65	7,5	130	345		575	112,5		200		300	200								18,45
FJ 15	96	1	12		20	16		27	3		7		4	2		4						4,33kV
	2808,5 kVA	3	60		200	240		675	112,5		350		300	200		668						27,815
FK 17	56				3	4		8	10		29		2									13,8kV
	2265 kVA				30	60		200	375		1450		150									2,5
FK 18	102		1		10	11		11	24		38		4	2		1						13,8kV
	4012 kVA		5		100	165		275	900		1900		300	200		167						5,5

Código del Circuito	transformador / kVA instalado	Cantidades por Capacidad kVA																				Voltaje kV/ longitud km
		3	5	7,5	10	15	20	25	37.5	40	50	63	75	100	160	167	225	250	300	333	400	
FK 19	139				12	6		22	32		63		3	1								13,8kV
	5435 kVA				120	90		550	1200		3150		225	100								18,382
FK 20	105				11	7		28	23		21		6	3				3		3		13,8kV
	5746,5 kVA				110	525		700	862,5		1050		450	300				750		999		9,562
FK 64	48				5	8		6	4		13		3	5			1			3		13,8kV
	3069 kVA				50	120		150	150		650		225	500			225			999		2,886
FJ 66	60		1		4	9		16	7		18		2	3								4,33kV
	1930 kVA		5		40	135		400	262,5		900		150	300								7,756
FK 68	8					1		3														13,8 kV
	90 kVA					15		75														0,2
FK 69	85		1		9	10		15	21		22		5	2								13,8kV
	2295 kVA		5		90	150		375	787,5		1100		375	200								7,11
FK 76	46		2		3	10		13	6		9			2		1						13,8kV
	1557 kVA		10		30	150		325	225		450			200		167						14,214
FJ 80	69		3		3	6		3	13		31	1	2	5	1	1						4,33kV
	2800 kVA		15		30	90		75	487,5		1550	63	150	500	160	167						3,277
FJ 81	74		2		7	6		7	9	1	27		6	7		2						4,33kV
	3219 kVA		10		70	90		175	337,5	40	1350		450	700		334						2,719
FK 90	195		2		35	39		36	38		36		4	1	2	2						13,8kV
	6124 kVA		10		350	585		900	1425		1800		300	100	320	334						44,82
FK 91	112				14	12		12	36		33		4		1							13,8kV
	4080 kVA				140	180		300	1350		1650		300		160							9,82

[illegible]

Anexo 18 Relación de fallos de transformadores por circuitos UBEM Cienfuegos 2010 al 2011

Código Circuito	Capacidad (kVA) transformadores de distribución									Total transformadores
	5	10	15	25	37,5	50	75	100	167	
FJ 2							1			87
FJ 3			1		1	1				64
FJ 4					3	3				21
FJ 5				1						57
FK 6		2	2	1	3	1	1			104
FJ 9						3				46
FJ 12		3	1	1		2				87
FJ 15	2	5	2	2	1	1				96
FK 17				1			1			56
FK 18		3		2	2	4				102
FK 19		1	1	2	3	1				139
FK 20		1	1		1	3		1		105
FK 64			1							48
FJ 66			2		3	1				60
FK 68			1							8
FK 69			1	1	1	1	1			85
FK 76			1							46
FJ 80						1				69
FJ 81						2				74
FK 90		2	6	5	4	5			1	195
FK 91		2	6	3	2	3				112
FK 92	1			2	3	5				146
FK 94				1						27
FK 95			2	4		1				58
FK 406						4				22
FK 407		1	3	3	1	4	1			13
FK 408				6	1	1				8
TOTAL	3	20	31	35	29	47	5	1	1	172

Anexo 19 Tiempos de fallos de los transformadores de distribución UBE M Cienfuegos 2010 al 2011

Código Transf	Circ	Fecha y Hora del reporte de avería	Fecha y Hora recibe el Operario	Fecha y Hora cierre de avería	Durac (min)	Causa	Sub-caus	Dirección	Actividad
CB9	FJ1	01/06/10 12:50:54	01/06/10 16:22:00	01/06/10 17:54:00	304	8	5	Calle 53 entre 56 y 58.	37,5 KVA quemado, se cambio x 37,5 KVA
CB211	FJ1	01/05/11 15:04:53	01/05/11 21:41:27	01/05/11 23:40:24	516	9		Ave 58 # 4706 entre 47 y 49.	Dañado 50 KVA x trueno. se reparo grampa pelicano partida x rayos
CB82	FJ2	14/12/10 17:17:31	14/12/10 23:16:35	14/12/10 23:17:34	360	8	5	Ave 60 # 4730 entre 47 y 49.	se cambia transformador
CB74	FJ2	16/07/11 18:44:27	16/07/11 19:56:00	16/07/11 20:46:48	122	8	5	Calle 45 # 5212 entre 52 y 54.	dañado 65 KVA fase b abierta
CB5499	FJ2	14/10/11 09:42:32	14/10/11 16:25:00	14/10/11 17:37:00	475	8	5	Ave 50 entre 27 y 29.	Se cambio dañado 75 KVA x 75 KVA
CB4629	FJ33	28/02/10 09:18:13	01/03/10 11:27:00	01/03/10 13:47:00	1709	8	5	UBPC El Castillo entre Carretera Rancho Luna y. San Antón	se cambio 15 KVA x15 KVA
CB196	FJ3	10/05/10 10:36:36	10/05/10 12:53:23	10/05/10 13:34:44	178	10		Calle 43 e/ 38 y 40 Inversiones de la Salud.	se cambia 15 KVA x 15KVA por dañado.
CB492	FJ406	06/10/10 11:03:21	06/10/10 16:49:00	06/10/10 17:33:00	390	8	5	Calle 65 # 72a31 entre 74 y 76.	se cambia 50 KVA x un 50 KVA x sobrecarga
CB203	FJ3	22/12/10 19:03:16	22/12/10 23:04:32	23/12/10 01:12:16	369	8	5	Calle 43 # 2223 entre 22 y 24.	se cambia un 37.5 KVA x 50 KVA
CB253	FJ3	30/05/11 19:38:21	31/05/11 08:38:00	31/05/11 10:13:00	875	9		Ave 44 # 3501 entre 35 y 37.	se cambia 50 KVA x 50 KVA
CB197	FJ3	11/08/11 02:34:12	11/08/11 03:13:15	11/08/11 03:42:01	68	8	5	Calle 36 # 4102 entre 41 y 43.	dañado de 50 KVA x rayo
CB120	FJ5	24/02/10 10:19:59	24/02/10 14:26:57	24/02/10 15:25:28	306	8	5	Calle 37 entre 48 y 50.	se cambio quemado
CB159	FJ5	05/08/10 12:07:13	05/08/10 15:26:00	05/08/10 16:53:00	286	8	5	Calle 33 entre 52 y 54	50KVA quemado x cto cto se cambio
CB160	FJ5	27/09/10 17:30:29	27/09/10 20:07:46	27/09/10 21:52:41	262	8	5	Ave 54, entre 31 y 33.	se cambio 100 KVA x bushing explotado.
CB157	FJ5	13/10/10 11:01:39	13/10/10 17:13:47	13/10/10 17:36:31	395	6	4	Calle 31 entre 52 y 54.	f/c bushing se reparo.
CB672	FK6	24/02/10 21:36:47	27/02/10 09:46:22	27/02/10 10:05:09	3629	8	5	Carretera Pasacaballo entre llegar al faro del faro y enfilaciones.	Se cambio de 10 KVA x dañado
CB5534	FK6	26/07/10 15:16:44	27/07/10 08:23:00	27/07/10 09:55:21	1119	8	5	U/M entre antigua base submarino y . Rancho Luna	reponerlo no da servicio 15 KVA se cambio x 37.5 KVA
CB653	FK6	06/09/10 16:37:28	07/09/10 04:12:44	07/09/10 04:39:00	722	9		CPA Mártires de barbados entre el ranchón y al lado de la placita.	dañado x rayo 37.5 KVA se repuso x 37.5 KVA
CB653	FK6	27/08/11 16:06:38	27/08/11 22:40:39	28/08/11 02:04:16	598	9		CPA Mártires de barbados entre el ranchón y al lado de la placita.	se cambio 37.5 KVA x i37,5 KVA x rayo

Codigo Transf	Circ	Fecha y Hora del reporte de avería	Fecha y Hora recibe el Operario	Fecha y Hora cierre de avería	Durac (min)	Causa	Sub-causa	Dirección	Actividad
CB668	FK6	18/10/11 17:16:51	18/10/11 23:53:20	19/10/11 02:53:11	577	8	5	Playa Rancho Luna entre Delfinario y . Cfgos	50 KVA dañado se cambia x 50 KVA
CB4022	FJ7	24/02/10 17:36:37	24/02/10 20:41:52	24/02/10 21:08:17	212	6	3	Edif 20 # 101 entre 8 plantas y . Pastorita, Cfgos	se reparo f/c Bushing
CB470	FJ7	01/03/10 19:21:44	02/03/10 06:33:00	02/03/10 19:18:48	1437	8	5	Edif 18 plantas # 19 # ap03 entre y pastorita. Cienfuegos	dañado 25 KVA se cambio
CB480	FJ7	27/03/10 23:20:05	28/03/10 00:58:15	28/03/10 01:57:17	157	4	2	Entrando por delegación entre la lomita y . Pastorita	50 KVA dañado se cambio
CB778	FK8	18/07/10 19:35:00	18/07/10 19:54:00	18/07/10 20:13:00	38	8	5	125 # Apto:3 entre 64 y 66. La esperanza	Se cambió Dañado de 50 KVA.
CB783	FK8	09/11/10 18:19:48	09/11/10 22:25:31	10/11/10 00:56:00	397	8	5	115 # 402 entre 4 y 6. Buena Vista	dañado se cambio un 37,5 KVA x 50 KVA
CB4232	FJ9	17/07/10 08:10:47	17/07/10 18:22:06	17/07/10 18:31:06	621	8	5	Finca La India entre detrás de SOMEY y . Barrio Paraíso	Dañado 10 KVA cambiado x igual
CB164	FJ9	11/07/11 11:25:43	11/07/11 14:28:41	11/07/11 15:34:18	249	8	5	Materias Primas entre Al Lado de Bachiplan y Frente a Fertilizantes. Zona Ind 2 Obourke	dañado 50 KVA x rayos no tenia pararrayos se cambio
CB4085	FJ11	18/09/10 22:42:05	19/09/10 00:48:42	19/09/10 01:25:38	163	9		Finca Carolina entre después de las 3 vaquerías y Donde están las turbinas. Cienfuegos	se cambio quemado de 25 KVA
CB4413	FJ11	20/01/11 06:27:24	20/01/11 09:07:25	20/01/11 10:52:25	265	6	3	Venta Del Rio entre Viradero de la 200 y	se reparo tierra en Bushing x f/c
CB919	FJ12	19/07/10 14:15:34	19/07/10 15:04:00	19/07/10 15:52:00	97	8	5	Carret de Palmira entre después del T 15 y Materias Primas. Cantarrana	50 KVA dañado cambiar conexión
CB882	FJ12	30/08/10 14:08:07	30/08/10 19:33:00	30/08/10 19:33:00	325	9		Carret Rodas km 6½ entre Venta del Rio y emp Genético Porcino. Cienfuegos	se cambio dañado
CB856	FJ12	09/09/10 09:34:50	09/09/10 15:07:27	09/09/10 16:30:46	416	8	5	finca el Recreo. Paraíso	10 KVA se cambio x 15 KVA
CB844	FJ12	03/05/11 07:25:20	03/05/11 09:20:00	03/05/11 11:54:00	269	9		Batey Cantarrana # s/n entre carretera Palmira y Paraíso. Cfgos	se cambio un transformador quemado por trueno
CB919	FJ12	04/05/11 09:05:26	04/05/11 14:43:49	04/05/11 15:02:16	357	8	5	Carret. Palmira entre KM 3 y medio y Patio Chatarra. Cantarrana	dañado 50 KVA se cambio
CB4157	FJ12	21/07/11 20:08:40	22/07/11 12:51:25	22/07/11 14:25:24	1097	9		Callejón del Piojo entre al lado de la torre de alta tensión y Autoconsumo de la ANAP. Paraíso	se repone dañado x rayo se puso pararrayo
CB876	FJ12	14/09/11 08:47:32	14/09/11 14:03:50	14/09/11 14:33:22	346	9		Finca La Luisa entre U/M 1669 y . Paraíso	se cambio 15KVA
CB875	FJ12	03/08/11 20:50:22	04/08/11 02:09:45	04/08/11 02:44:55	354	8	5	Finca Refugio # s/n entre Barrio Paraíso y después de las Biplantas. Cienfuegos	15 KVA quemado por rayo
CB939	FK14	21/07/11 09:53:51	21/07/11 14:35:13	21/07/11 17:50:18	477	8	5	Batey Carolina Viejo. Cfgos	13 KVA dañado x rayo se cambio
CB1005	FJ15	13/02/10 14:04:42	13/02/10 16:22:00	13/02/10 22:18:44	494	8	5	Loma Abreu km 11 e/ carret Cumanayagua y Cfgos	se cambio dañado
CB1002	FJ15	23/06/10 22:57:44	24/06/10 02:50:22	24/06/10 02:50:54	233	8	5	Naranjito al final entre Frente al Organoponico y después de Guaos.	dañado 25 KVA se repuso x igual

Codigo Transf	Circ	Fecha y Hora del reporte de avería	Fecha y Hora recibe el Operario	Fecha y Hora cierre de avería	Durac (min)	Causa	Sub-caus	Dirección	Actividad
CB1008	FJ15	05/07/10 12:27:00	05/07/10 18:15:00	05/07/10 19:08:00	401	8	5	Fca. de Cemento La ECA. Guabairo	dañado 15 KVA se cambio x 15 KVA
CB1011	FJ15	08/08/10 17:08:05	09/08/10 09:06:39	09/08/10 10:16:27	1028	8	5	Carretera El Polvorín. Guabairo	25 KVA x quemado x rayo .
CB1011	FJ15	22/08/10 19:17:11	23/08/10 13:17:00	23/08/10 13:21:00	1084	8	5	Carret Pepito Tey entre la Calera y Cfgos	se cambia 167 KVA x100 KVA
CB1011	FJ15	23/08/10 08:44:35	23/08/10 14:40:00	23/08/10 15:51:00	427	9		El Polvorín. Guabairo	se cambia 15 KVA x10 KVA x rayo
CB1003	FJ15	23/09/10 10:07:48	24/09/10 13:45:18	24/09/10 14:49:25	1722	8	5	Naranjito final entre en el organopónico y . Guaos	cambia 10 KVA x10 KVA
CB971	FJ15	24/09/10 20:52:12	24/09/10 22:46:23	25/09/10 00:04:40	192	6	5	Jardín Botánico entre Carrt Trinidad y . Pepito Tey	reparó bushing Primario. dañado y en f/c
CB677	FJ15	09/11/10 15:11:13	09/11/10 19:39:30	09/11/10 21:21:18	370	8	5	Carret. Cumanayagua Crucero Pepito Tey e/ después del Servi Cupet	10 KVA dañado se cambio x igual
CB1021	FJ15	14/11/10 15:14:22	14/11/10 20:31:13	14/11/10 20:31:25	317	8	5	Calle Real Panadería. Pepito Tey	15 KVA se cambio x 15 KVA
CB973	FJ15	20/05/11 07:06:53	20/05/11 11:41:00	20/05/11 12:33:08	327	8	5	Calle Real # 276 entre al lado de la calera y . Pepito Tey	25 KVA dañado. se cambio x 37.5 KVA
CB999	FJ15	31/05/11 00:56:28	31/05/11 10:02:00	31/05/11 11:30:00	634	9		Ave 64 # 4905 entre 49 y 51	se repuso x igual 50 KVA y 2 de 37 KVA
CB982	FJ15	09/06/11 13:43:40	09/06/11 18:08:47	09/06/11 19:20:58	337	8	5	Carret a Cumanayagua entre Fca de Bloques y . Guaos	50 KVA dañado se cambio
CB1002	FJ15	16/06/11 10:34:09	17/06/11 02:14:10	17/06/11 04:15:23	1061	9		Real Final Naranjito entre saliendo a Cumanayagua y llegando al Organopónico. Guaos	Quemado x rayos se cambian
CB1018	FJ15	28/06/11 16:54:07	29/06/11 02:10:06	29/06/11 02:10:32	556	8	5	Guabairo # s/n entre frete al merendero y . Guabairo	dañado 37.5 KVA se cambio
CB996	FJ15	02/08/11 15:07:44	02/08/11 21:17:35	02/08/11 22:11:35	424	8	5	La Ceiba entre Naranjito y Guaos	25 KVA varias pruebas y Mtto general.
CB963	FJ15	15/10/11 17:48:50	16/10/11 09:24:00	16/10/11 10:44:00	1016	8	5	San Antón # S/N entre después de las casita Cooperativa y . Central Pepito Tey.	Se cambió dañado de 25 KVA x igual
CB989	FJ15	02/12/11 08:35:01	02/12/11 17:17:32	02/12/11 18:22:03	587	8	5	Carretera de Cumanayagua km 15 entre Frente al cementerio y . Guaos	dañado 15 KVA y una fase abierta
CB993	FJ15	03/12/11 10:09:06	03/12/11 11:52:00	03/12/11 15:46:00	337	8	5	Carret Cumanayagua entre Frente Al Cementerio y Taller Automotriz. Guaos	se cambio de 15 KVA x 50 KVA
CB5371	FK17	20/09/10 11:27:26	21/09/10 15:25:34	21/09/10 15:25:37	1678	8	5	Calle 61 # 5006 entre 50 y 52.	botando aceite se cambio
CB5375	FK17	21/08/11 16:58:08	22/08/11 00:17:00	22/08/11 01:15:00	497	8	5	Ave 46 # 6909 entre 69 y 71. Juanita	25 KVA quemado x rayo se cambio x igual
CB617	FK18	10/01/10 07:34:55	10/01/10 10:09:50	10/01/10 11:25:23	231	8	5	Ave 42 # 97 entre 61 y 63 (detrás del Hospital Prov). Hermanas Giralt	se instalo 50 KVA x 37.5 KVA dañado
CB618	FK18	02/02/10 19:44:18	02/02/10 23:27:00	03/02/10 00:00:00	256	8	5	Ave 5 de Septiembre e/ Hotelera La Marina y Hermanas Giralt	15 KVA dañado se dio servicio

Codigo Transf	Circ	Fecha y Hora del reporte de avería	Fecha y Hora recibe el Operario	Fecha y Hora cierre de avería	Durac (min)	Causa	Sub-caus	Dirección	Actividad
CB356	FK18	26/03/10 12:24:21	26/03/10 15:24:00	26/03/10 17:30:09	306	8	5	Calle 37- Edificio -2 e/ cerca Oficinas ETECSA y Pastorita	se colocaron 2 de 50 KVA en paralelo
CB5346	FK18	05/05/10 00:24:03	05/05/10 08:36:25	05/05/10 11:27:49	663	8	5	Ave 58 # 5907 entre 57 y 59. La Juanita	dañado se repone 37.5 KVA
CB611	FK18	01/09/10 07:17:04	01/09/10 12:43:04	01/09/10 13:45:37	388	6	9	57 # S/N entre 34 y 36. Los Petroleros	Se cambio 25 KVA dañado x árbol
CB16	FK18	14/10/10 23:27:49	15/10/10 15:15:36	15/10/10 16:07:04	1000	8	5	58 # 6316A entre 63 y 65. La Juanita	se cambio 10KVA x 15KVA
CB622	FK18	23/12/10 18:53:49	23/12/10 21:06:44	24/12/10 00:30:45	337	4	2	65 entre 46 y 48. Arizona	dañado 50 KVA
CB4093	FK18	11/08/11 00:22:22	11/08/11 02:31:08	11/08/11 02:58:50	156	8	5	50 x Arizona # 6307 entre 63 y 65. La Juanita	dañado 37.5 KVA
CB515	FK18	17/09/11 08:32:13	17/09/11 13:57:00	17/09/11 15:33:00	421	8	5	Ave 54 entre 73 y 75. Juanita	botando aceite 50 KVA se cambio
CB516	FK18	16/10/11 18:02:12	16/10/11 20:26:00	16/10/11 20:58:00	176	6	3	Ave 54 # 6901 ^a e/ 69 y 71 La Juanita	Parrilla completa dañada y quemada
CB516	FK18	23/10/11 22:58:26	23/10/11 23:00:14	24/10/11 06:15:57	437	8	5	Ave 54 entre 69 y 71. Juanita	se cambio dañado 50 KVA x 50 KVA
CB541	FK19	02/03/10 19:03:15	02/03/10 21:13:00	02/03/10 21:49:52	166	6	3	22 entre 97 y 99. Tulipán	se cambio parrilla partida x f/c
CB574	FK19	18/06/10 06:48:38	22/06/10 09:45:44	22/06/10 11:02:57	6014	8	5	Hidropónico Caonao e/ carr a la Sabana y Línea.	15 KVA dañado se repuso con 37.5 KVA
CB562	FK19	03/07/10 18:54:40	03/07/10 22:48:00	03/07/10 23:30:00	276	6	3	Calle 83 entre 16 y 18. Tulipán	Se cambió la parrilla banco de transformador.
CB589	FK19	14/07/10 12:00:30	14/07/10 12:06:00	14/07/10 12:25:00	25	15	3	Ave 70 # 3716 entre 39 y 37.	Se repuso por igual capacidad
CB559	FK19	25/09/10 23:26:32	26/09/10 11:54:40	26/09/10 12:33:55	787	9		Plaza de Alto entre y El Recinto.	se cambio 37.5 KVA dañado x rayo
CB509	FK19	16/12/10 18:23:13	16/12/10 20:26:09	16/12/10 20:59:07	156	6	3	Calle 89 entre 60 y 62. Tulipán	se reparo parrillas partida x f/c
CB547	FK19	09/05/11 09:03:03	10/05/11 09:53:16	10/05/11 11:31:12	1588	8	5	Constructora Militar e/ Circunvalación y frente a Guamajar.	trifásico 25 KVA mediciones 167v entre fases y Neutro
CB580	FK19	16/05/11 14:46:00	17/05/11 10:32:00	17/05/11 19:21:00	1715	8	5	Ave 6 # 8704 entre 87 y 89. Tulipán	10 KVA se cambio x 15 KVA
CB580	FK19	16/06/11 11:42:30	17/06/11 09:19:38	17/06/11 10:11:38	1349	9		Ave 6 # 8704 entre 87 y 89.	Salidero de aceite
CB508	FK19	01/07/11 11:22:55	01/07/11 16:10:00	01/07/11 18:08:00	406	8	5	Ave 58 entre 89 y 91.	quemado se cambia x 37.5 KVA
CB508	FK19	01/07/11 19:12:27	02/07/11 09:22:55	02/07/11 11:57:33	1005	8	5	Ave 58 entre 89 y 91	cambio 37.5 KVA x 37,5 KVA.
CB543	FK19	10/09/11 17:10:41	10/09/11 20:59:20	10/09/11 21:00:55	230	8	5	Calle 43 entre 52 y 54. La Gloria	Dañado 50 KVA x Trueno. se cambio
CB4424	FK19	10/02/10 10:33:21	10/02/10 17:33:00	10/02/10 17:57:00	444	8	5	Ave 2 # 8504 entre 85 y 87. Tulipán	dañado 37.5 KVA se cambio
CB552	FK19	22/11/11 18:51:18	22/11/11 23:31:52	23/11/11 00:41:22	350	8	5	Calle 99 # 1805 entre 18 y 20. Tulipán	Cambio 37,5 KVA quemado x sobre carga x 50 KVA
CB608	FK20	02/03/10 11:56:30	02/03/10 13:03:25	02/03/10 13:44:17	108	6	5	Calle 51A # 3504 entre 34 y 36.	Se reparo F/C en los Bushing x secundario
CB606	FK20	08/07/10 11:26:01	08/07/10 15:36:25	08/07/10 15:41:12	255	6	5	Calle 51 A # 3405 entre 34 y 38.	Bushing salidero aceite y mal estado, se reparo

Codigo Transf	Circ	Fecha y Hora del reporte de avería	Fecha y Hora recibe el Operario	Fecha y Hora cierre de avería	Durac (min)	Causa	Sub-caus	Dirección	Actividad
CB4035	FK20	21/08/10 19:22:38	21/08/10 23:37:35	22/08/10 00:15:43	293	8	5	Calle 37 # 2011 entre 20 y 22.	dañado 50 KVA se cambio x 50KVA
CB3318	FK20	28/12/10 16:45:52	29/12/10 02:28:02	29/12/10 02:28:07	583	8	5	Edif 17 # apto 1 entre 28 y 30	37,5 KVA x 25 KVA dañado
CB694	FK26	21/03/10 16:17:02	21/03/10 20:00:21	21/03/10 20:39:54	262	8	5	Carretera La sabana entre Finca La Amparo y frente a la escolita. Cfgos	25 KVA Se cambió por igual
CB722	FK26	16/05/10 12:12:05	16/05/10 17:06:00	16/05/10 17:06:00	294	8	5	Loma Abreus entre después del puente de lagunilla y carretera de Cumanayagua.	25 KVA se cambio
CB682	FK26	10/09/11 08:38:14	10/09/11 14:53:33	10/09/11 16:32:13	474	8	5	Carret a Cumanay km10 # s/n entre Desvio Lagunilla y por el Rebomero del Acueducto. Cienfuegos	Se cambió Dañado 15 KVA
CB693	FK26	12/09/11 06:43:42	13/09/11 01:37:02	13/09/11 02:21:02	1178	8	5	Sabana Miguel entre al lado de la bodega y . Cienfuegos	50 KVA dañado se cambio
CB4322	FK33	03/04/11 10:13:32	03/04/11 11:57:23	03/04/11 14:47:15	274	6	3	Carret Circuito Sur entre Pepito Tey y Arimao San Antón	f/c Bushing .
CB2641	FK33	24/09/11 10:20:39	24/09/11 10:56:00	24/09/11 13:38:00	198	8	5	Al lado de la bodega.. Rebomero San Antón.	10 KVA se cambio x 15 KVA.
CB4323	FK33	16/10/11 12:02:09	17/10/11 09:03:01	17/10/11 10:54:21	1372	6	7	Carret La Cantera San Antón entre después de la cooperativa y . Cienfuegos	quemado x malas condiciones
CB698	FK64	11/06/10 20:07:32	11/06/10 23:43:07	12/06/10 00:40:11	273	9		Calle 63 # modulo 3 entre 76 y 78. Pueblo Griffio	37.5 KVA se cambio x igual x rayo
CB59	FK64	29/08/11 19:29:56	29/08/11 21:25:00	29/08/11 21:49:00	140	9		5 de septiembre entre x el Hospital y . Cfgos	Se repuso x igual x rayo
CB138	FJ65	26/03/10 11:50:05	26/03/10 13:21:00	26/03/10 13:28:13	98	8	5	Ave 48 entre 29 y 31. Cfgos	se repuso con 25 KVA x sobrecarga un 50 KVA
CB382	FJ66	17/01/10 10:14:32	17/01/10 11:49:00	17/01/10 15:58:16	344	8	5	Calle 23 entre 48 y 50.	100 KVA dañado Bushing interno suelto.
CB373	FJ66	19/02/10 18:14:16	19/02/10 20:15:00	19/02/10 20:22:21	128	8	5	Ave 52 entre 19 y 21.	salidero de aceite
CB395	FJ66	04/03/10 07:01:26	04/03/10 14:24:58	04/03/10 15:52:53	531	8	5	Calle 25 # 5821 entre 58 y 60.	devanado secundario dañado se cambió 50 KVA
CB414	FJ66	23/05/10 09:05:30	24/05/10 09:48:02	24/05/10 13:46:01	1721	8	5	7 Edif 2 Apto 1 entre 42 y 44. Reina	15 KVA dañado, se cambio
CB431	FJ66	26/09/10 07:12:44	28/09/10 09:20:00	28/09/10 09:20:00	3008	8	5	Calle 1ra entre Reyna Final y Rebomero de Residuales.	dañado se cambiaron dos de 50 kVA
CB431	FJ66	13/10/11 07:45:25	13/10/11 10:56:00	13/10/11 10:57:00	192	8	5	Ave 48 entre Final y cerca de almacén de Cubalub. Reina	37.5 KVA dañado
CB428	FJ66	14/10/11 13:04:58	14/10/11 21:10:23	14/10/11 21:34:52	510	8	5	Calle 1ra # S/N entre 48 y 50. Reina	10 KVA dañado.
CB375	FJ66	01/12/11 21:08:56	01/12/11 22:05:34	02/12/11 00:06:30	178	8	5	Ave 54 entre 19 y 21.	dañado 75 KVA se camb x 100 KVA
CB893	FJ67	09/03/10 10:22:55	09/03/10 13:27:00	09/03/10 13:28:00	186	8	5	1ra Final Centro de Elaboración del entre CIMEX al lado de la Piscina y . Pastorita	dañado se repuso con 50 KVA
CB915	FJ67	11/08/010 18:12:32	12/08/10 11:04:41	12/08/10 11:04:44	1012	8	5	Callejón de los Curas. 4 Caminos	25 KVA se cambio

Codigo Transf	Circ	Fecha y Hora del reporte de avería	Fecha y Hora recibe el Operario	Fecha y Hora cierre de avería	Durac (min)	Causa	Sub-caus	Dirección	Actividad
C67	FJ67	05/06/11 12:05:37	05/06/11 17:10:39	05/06/11 17:59:47	354	6	2	Hotelera 2 # hab 319 entre Los Framboyanes y . Pastorita	167 KVA dañado puente primario partido x f/c
CB910	FJ67	28/06/11 16:35:27	29/06/11 09:05:59	29/06/11 10:05:06	1050	8	5	Carret. a Palmira Km 2 1/2 entre Al lado de los amarillos y . Cfgos	25 KVA dañado se repuso x igual.
CB4033	FJ67	23/07/11 05:50:31	23/07/11 11:23:49	23/07/11 12:38:12	408	8	5	Edificio U-13 # apto2. Pastorita	Dañado 15 KVA se cambio
CB804	FK69	06/10/10 08:09:15	06/10/10 15:21:00	06/10/10 16:42:00	513	8	5	Calle 81 entre 30 y 32. Junco Sur	se cambio un 75 KVA x 167 KVA x dañado
CB4037	FK69	16/02/11 20:16:59	16/02/11 21:32:56	17/02/11 00:57:18	281	8	5	Edif: 12 Plantas. Junco Sur	37.5 KVA dañado se cambio
CB818	FK69	17/02/11 09:39:44	17/02/11 20:07:00	18/02/11 14:58:30	1759	8	5	Edif 19 entre Apartamento 402. Junco Sur	retirar 3 transf e instalar 3 de 50 KVA
CB3304	FK69	25/05/11 12:36:24	25/05/11 14:30:34	25/05/11 15:26:37	170	8	5	32 Final Edif 18 y 19 entre y Rpto Los Militares. Junco Sur	50KVA dañado se cambio x 50 KVA x dañado.
CB808	FK69	12/09/11 16:16:10	12/09/11 23:27:19	13/09/11 00:49:46	513	8	5	Edif 20 entre frente a los edif y Junco Sur Cen	10KVA dañado se cambió
CB819	FK69	26/09/11 14:58:45	26/09/11 18:25:10	26/09/11 18:33:47	215	4	2	Edif 35,apto 19 entre frente a 12 plantas y la marina. junco sur	Se cambio dañado. 25 KVA por sobrecarga
CB4443	FK76	04/04/10 13:15:33	04/04/10 15:10:00	04/04/10 16:26:00	191	6	3	Carret Rancho luna entre x la escuela primaria y junco viejo. Cfgos	Se cambió parrilla en mal estado
CB827	FK76	28/09/10 12:40:15	28/09/10 15:20:00	28/09/10 16:12:00	212	6	3	Rebombeo, detrás del 12 plantas. Junco sur	dañado 100 KVA x f/c en las parrillas
CB110	FJ79	30/01/10 18:29:58	30/01/10 22:20:59	30/01/10 23:51:09	322	8	5	Calle 55 # 6405 entre 4 y 2 NE.	75 KVA Dañado se cambio x 50 KVA
CB87	FJ79	12/11/10 07:05:53	12/11/10 09:23:11	12/11/10 11:19:15	254	10		Ave 64 # 4511 entre 45 y 47	50 KVA no da salida se cambio x igual capacidad
CB91	FJ79	01/05/11 16:00:18	02/05/11 14:34:54	02/05/11 15:36:51	1416	8	5	Calle 47 e/ 68 y 70 en la panadería.	dañado 10 KVA pto. de fuerza
CB92	FJ79	02/06/11 18:25:45	02/06/11 21:32:41	02/06/11 23:19:36	294	8	5	Calle 51 # 7203 entre 72 y 74.	dañado de 75 KVA, se cambio
CB181	FJ80	24/02/10 18:48:31	24/02/10 23:07:33	25/02/10 00:22:58	334	8	5	Calle 39 # 6807 entre 68 y 70.	reponer 50 KVA x 50 KVA
CB181	FJ80	24/07/10 15:42:36	24/07/10 19:00:12	24/07/10 19:23:22	221	8	5	Calle 35 entre 70 y 72.	Bushing flojo salidero aceite se cambio 50 x 50 KVA
CB181	FJ80	02/05/11 18:11:12	02/05/11 22:46:13	02/05/11 23:15:50	304	8	5	Calle 35 # 7007 entre 70 y 72.	Se cambió dañado de 50 KVA
CB163	FJ80	23/07/11 08:04:25	23/07/11 16:37:33	23/07/11 17:09:15	545	8	5	Finca El Comino entre después del Hotelito de base de camiones y . Paraíso	dañado un 15 KVA se cambio
CB296	FJ81	19/01/10 19:38:47	19/01/10 22:54:20	20/01/10 00:00:54	262	8	5	Ave 68 entre 37 y 39.	50 KVA Dañado. se cambió x igual
C81	FJ81	30/10/11 20:57:01	31/10/11 10:25:00	31/10/11 13:36:00	999	8	5	Calle 45 # 6003 entre 60 y 62.	75 KVA dañado se cambio
CB288	FJ81	31/10/11 13:19:41	31/10/11 18:08:44	31/10/11 20:16:29	417	8	5	Ave 60 # 4503 entre 45 y 47.	dañado 75 KVA se cambio x 100 KVA
CB713	FK90	04/03/10 18:23:19	04/03/10 23:52:00	05/03/10 00:46:42	383	8	5	6ta entre F y G. Los Tanques	Se cambio x uno igual. Dañado 25 KVA.
CB4197	FK90	13/03/10 18:08:59	14/03/10 00:04:00	14/03/10 00:56:00	408	8	5	Ave 64 # 14567 entre A y Oeste. Caonao	dañado 37.5 KVA se cambio
CB225	FK90	25/05/10 19:03:25	26/05/10 00:10:00	26/05/10 00:11:00	308	8	5	Real # 122 entre Oeste y Matadero.	se cambio

Codigo Transf	Circ	Fecha y Hora del reporte de avería	Fecha y Hora recibe el Operario	Fecha y Hora cierre de avería	Durac (min)	Causa	Sub-caus	Dirección	Actividad
CB744	FK90	23/03/11 16:00:14	23/03/11 18:43:29	23/03/11 21:04:26	304	8	5	Caonao	
CB744	FK90	23/03/11 16:00:14	23/03/11 18:43:29	23/03/11 21:04:26	304	8	5	Real entre después del puente de los chinos y . Caonao	Se cambió X igual Capacidad
CB684	FK90	15/07/11 07:10:44	15/07/11 14:30:54	15/07/11 16:17:15	547	8	5	Desvío Lagunilla e/ la carretera vieja y frente a la vial fábrica de cemento.	15 KVA se quedo sin aceite.se cambio
CB748	FK90	23/07/11 07:08:21	23/07/11 13:19:35	23/07/11 14:05:53	417	8	5	Alegría Final al lado de la UBPC. Caonao	Dañado 15 KVA se cambio
CB712	FK90	15/08/11 18:41:54	15/08/11 23:03:26	16/08/11 01:14:53	393	8	5	Portada la Josefa. Caonao	dañado 50 KVA x 50 KVA
CB5486	FK90	14/12/11 20:45:02	15/12/11 02:04:11	15/12/11 04:34:16	469	8	5	Carretera Cumanayagua entre Caonao Sur y después del aeropuerto. Caonao	dañado se cambio x igual
CB787	FK91	21/01/011 19:29:31	21/01/11 21:53:26	21/01/11 23:09:52	220	8	5	Calle 113 # 405 entre 4 y 6. Buena Vista	50 KVA quemado, se cambio
CB953	FK91	06/02/11 18:18:36	06/02/11 21:44:00	06/02/11 22:55:00	277	8	5	Alegría Norte (final) entre después de la Farmacia y . Caonao	dañado 25 KVA se cambió x 37.5 KVA
CB4179	FK91	19/01/10 18:49:14	19/01/10 22:26:02	19/01/10 22:38:56	229	8	5	Franco (final) Edificio -6 # apto-25. Buena Vista	50 KVA dañado. Se cambió x uno igual.
CB4173	FK91	25/01/10 18:36:39	26/01/10 11:11:00	26/01/10 11:50:00	1034	8	5	Carret a Palmira, KM 2½, Edif 27 vivienda e/ frente la torre de Cubacel.	Se cambia dañado de 15 KVA x 37.5 KVA
CB5353	FK91	09/03/10 14:43:28	09/03/10 16:43:00	09/03/10 18:00:00	197	8	5	Ave 72, final # 81116 entre circunvalación, el callejón y detrás del miedo. Pueblo Grifo Viejo	se apretó Bushing de entrada
CB66	FK91	11/03/10 16:47:01	12/03/10 00:19:49	12/03/10 00:19:51	452	8	5	Ave 64 entre 61 y 63	Dañado 25 KVA se cambio
CB64	FK91	29/04/10 13:58:41	29/04/10 14:10:40	29/04/10 14:41:50	43	8	5	Fabrica de refrescos Hiromberg entre calzada y Línea.	50 KVA quemado
CB4177	FK91	11/05/10 19:35:42	12/05/10 16:37:00	12/05/10 17:30:00	1315	8	5	Ave 64 entre 81 y 83. Tulipán	se cambio 10 KVA x un 15 KVA
CB365	FK91	26/06/10 11:12:25	26/06/10 15:11:58	26/06/10 16:04:54	292	8	5	Calle 101 entre 64 y 66. Buena Vista	quemado 15 KVA se puso un 20KVA
CB28	FK91	06/08/10 15:14:01	06/08/10 19:39:00	06/08/10 19:39:00	265	8	5	Carretera Palmira entre Después del T-15 y Puesto de Mando de la Agricultura.	25 KVA cambio por uno igual
CB67	FK91	24/08/10 14:09:02	24/08/10 16:38:45	24/08/10 17:40:45	211	8	5	Calle 61 (fundición) entre 64 y 66.	dañado 25KVA se cambio
CB797	FK91	23/05/11 12:23:40	23/05/11 13:56:54	23/05/11 14:45:53	142	8	5	Ave 64(emp ganado menor) entre 101 y 103. Buena Vista	se cambio 15 KVA x 15 KVA pto de fuerza x dañado
CB786	FK91	04/07/11 18:55:56	05/07/11 10:47:55	05/07/11 11:44:15	1009	8	5	Ave 66 entre 99 y 101. Buena Vista	se quemaron las parrillas
CB783	FK91	31/08/11 18:44:31	01/09/11 04:01:38	01/09/11 06:34:34	710	8	5	Calle 119 # s/n entre 4 y 6 La Bayamesa. Buena Vista	dañado 50 KVA se cambió x 50 KVA
CB794	FK91	10/09/11 08:35:51	11/09/11 08:23:06	11/09/11 08:23:47	1428	8	5	Ave 66 Veterinaria Prov entre 103 y 105. Cienfuegos	Dañado 15 KVA fue solucionado
CB794	FK91	10/12/11 12:38:48	10/12/11 13:11:09	10/12/11 13:40:09	62	8	5	Calle 103 entre 68 y 70. Buena Vista	Dañado 15 KVA no da salida.
CB481	FK92	28/06/10 16:11:47	28/06/10 19:14:24	28/06/10 20:37:23	266	9		Finca palma sola km 8 entre y carretera roda. Cienfuegos	se cambio 10 KVA x 25 KVA x rayo
CB332	FK92	04/07/10 20:05:20	05/07/10 08:51:00	05/07/10 09:41:00	816	8	5	Calle 63 entre rotonda y 4 caminos.	quemado x rayo se cambio de 15 x 25 KVA

Codigo Transf	Circ	Fecha y Hora del reporte de avería	Fecha y Hora recibe el Operario	Fecha y Hora cierre de avería	Durac (min)	Causa	Sub-caus	Dirección	Actividad
CB468	FK92	18/07/10 17:15:42	19/07/10 09:08:31	19/07/10 10:12:41	1017	8	5	Carretera Carolina entre a la entrada de la carretera vieja Carol y . Venta del Rio	Dañado x quemado 50 KVA se cambio
CB496	FK92	06/10/10 17:52:13	06/10/10 20:58:39	06/10/10 21:59:40	247	8	5	Calle 65 # 7204 entre 72 y 76. Pueblo Grifo	Se cambió dañado de 50 KVA x 50 KVA
CB27	FK92	09/09/11 18:59:35	10/09/11 06:08:00	10/09/11 06:10:00	671	8	5	Ave 4ne Edificio B1 entre 61 y 63. Juanita 2	se cambio 50 KVA x el mismo
CB326	FK93	25/06/11 06:59:26	25/06/11 15:57:49	25/06/11 17:07:49	608	8	5	Carrt Oburque entre Coca leca y (La Ponedora). Pueblo Griffó	50 KVA dañado se cambia
CB959	FK94	10/06/10 07:05:02	12/06/10 12:59:08	12/06/10 13:38:04	3273	8	5	avenida bolivariana entre después del puente 150 metros adelante	se retiro 15 KVA y se repone 25 KVA x quemado
CB869	FK94	25/07/10 20:14:35	25/07/10 23:00:46	25/07/10 23:57:44	223	8	5	Las Tecas entre después de la Universidad y . Cfgos	dañado 15 KVA se cambio por igual
CB5412	FK94	10/12/10 17:23:17	10/12/10 19:58:20	10/12/10 21:13:25	230	8	5	Carret de Palmira km 2 entre Zona Industrial 2 y Tarea Confianza. Cfgos	dañado se cambia
CB942	FK95	14/08/10 08:24:43	14/08/10 14:15:02	14/08/10 15:05:55	401	8	5	Por la Unidad de Recría. Caserio:Carolina-2	se cambio dañado
CB932	FK95	21/08/10 14:46:30	23/08/10 13:58:00	23/08/10 14:36:00	2870	9		Carolina Viejo Zona Refinería entre frente al Movimiento de Tierra y Área Colectiva. Paraíso	dañado x rayo se cambio 50 y 25 KVA
CB5442	FK95	03/06/11 07:17:14	03/06/11 10:52:54	03/06/11 11:41:49	264	8	5	Finca Carolina # s/n entre al lado de la Refinería y Transcupet.	37.5 KVA dañado tienen servicio punto de fuerza dañado
CB944	FK95	11/07/11 07:44:59	11/07/11 18:36:17	11/07/11 19:35:22	711	8	5	Vaquería San Francisco. Veta Del Rio	25 KVA no tiene pararrayos se cambio x 25KVA
CB938	FK95	20/07/11 20:39:38	21/07/11 03:53:10	21/07/11 10:48:06	849	8	5	Calorina Viejo entre al lado de la Refinería de Petróleo y	quemado 25 KVA x rayo no tenia pararrayo se cambió
CB939	FK95	16/09/11 23:35:22	17/09/11 06:56:00	17/09/11 07:56:00	501	9		Batey Carolina Viejo entre la refinería y frente a la tienda de víveres.	25 KVA dañado x rayo se conecto un 37.5 KVA
CB4134	FK408	16/03/11 16:20:09	16/03/11 18:24:39	16/03/11 19:10:10	170	8	5	Carret a Palmira entre Km 5, Zona Indust 2 y Centro de Tarea de Confianza. Pueblo Griffó	25 KVA Se realizó el cambio
CB915	FK408	29/08/11 17:49:57	30/08/11 00:30:00	30/08/11 00:59:00	430	9		Carret a Rodas Callejón de los Curas e/ después del Punto de los Amarillos para y Rodas. 4 Camino	Se repuso por igual capacidad por rayos
CB309	FK408	29/08/11 19:59:24	29/08/11 23:35:00	30/08/11 00:28:00	269	9		T 15 buscando el Somatón e/Empresa Suministro Transporte Agropecuario.	Se repuso por igual capacidad por tormenta

Anexo 20 Determinación del costo económico de la falla de los transformadores de distribución

[illegible]

Anexo 21 Determinación del nivel de servicio al cliente por falla del transformador a partir de factores de comportamiento y de la situación de la fallas en las redes de distribución.

Columna No1	Columna No2	Columna No3	Columna No4	Columna No5	Columna No6	Columna No7	Columna No8			Columna No9	Columna No10
Código Transform	Código Circuito	Tipo de cliente	Horario de la falla	No cliente afectado	Actividad en que falla	Capacidad del transform kVA	Tiempo mínimo afectación	Tiempo medio afectación	Tiempo máximo afectación	Ubicación	Grado de servicio al cliente
			(1) a (9)	(2) a (20)			(1)	(2)	(4)		
CBxxx	FJxx	Residencial urbano	Durante el pico (5)	1 a 5 (2)	Operación	De 3 kVA a 25 kVA	Hasta 1:30h	Entre 1:31h hasta 2:00h	Mayor de 2:00h	Urbano	Σ columnas (4 y 5) x 8
	FKxx	Residencial rural	Durante el pico (4)	6 a 10 (4)			Hasta 2:00h	Entre 2:01h hasta 2:30h	Mayor de 2:30h	Rural	
	xxxx	Residencial urbano	Por el día no pico (3)	11 a 15 (6)		De 37 kVA a 75 kVA	Hasta 2:00h	Entre 2:01h hasta 2:40h	Mayor de 2:40h	Urbano	
	xxxx	Residencial rural	Por el día no pico (2)	16 a 20 (8)			Hasta 2:30h	Entre 2:31h hasta 3:00h	Mayor de 3:00h	Rural	
	xxxx	Residencial urbano y rural	Madrugada (2)	21 a 30 (10)		De 100 kVA y mayores	Hasta 3:00h	Entre 3:01h hasta 4:00h	Mayor de 4:00h	Urbano	
	xxxx	Mixto	Pico y producc (8)	31 a 40 (15)			Hasta 4:00h	Entre 4:01h hasta 5:00h	Mayor de 5:00h	Rural	
	xxxx	Mixto	Pico y no producc (6)	Más 40 (20)	Mantenim.	De 3 kVA a 25 kVA	Hasta 0:30h	Entre 0:31h hasta 1:00h	Mayor de 1:00h	Urbano y rural	
	xxxx	Mixto	No pico y producc (7)			De 37 kVA a 75 kVA	Hasta 1:00h	Entre 1:01h hasta 1:40h	Mayor de 1:40h	Urbano y rural	
	xxxx	Estatal	No producc (1)			De 100 kVA y mayores	Hasta 1:45h	Entre 1:46h hasta 2:30h	Mayor de 2:30h	Urbano y rural	
	xxxx	Estatal	Producción (6)								

Anexo 22 Evaluación del nivel de servicio por fallo del transformador UBEM Cienfuegos del 2010 al 2011

Código Transform	Código Circuito	Tipo de cliente	Horario de la falla	No cliente afectado	Actividad	kVA	Tiempo afectación (minutos)	Ubicación (Urb y Rur)	Nivel de servicio al cliente. (B, R y M)
CB9	FJ1	mixto	12:50	5	Operac	37,5	304	U	MAL
CB211	FJ1	resid	15:04	25	Operac	50	516	U	MAL
CB74	FJ2	resid	18:44	46	Operac	65	122	U	BIEN
CB82	FJ2	resid	17:17	85	Operac	100	360	U	REGULAR
CB138	FJ2	resid	11:50	21	Mtto	25	98	U	BIEN
CB382	FJ2	resid	10:14	147	Operac	167	344	U	REGULAR
CB5432	FJ2	estatal	17:10	1	Operac	50	230	U	REGULAR
CB5499	FJ2	resid	09:42	61	Operac	75	475	U	MAL
CB196	FJ3	estat	10:36	1	Operac	15	178	U	BIEN
CB197	FJ3	resid	02:34	36	Operac	50	68	U	BIEN
CB203	FJ3	resid	19:03	38	Operac	37,5	369	U	MAL
CB253	FJ3	resid	19:38	53	Operac	50	875	U	MAL
CB120	FJ5	mixto	10:19	5	Operac	37,5	306	U	MAL
CB159	FJ5	mixto	12:07	23	Operac	50	286	U	REGULAR
CB160	FJ5	estatal	17:30	1	Operac	100	262	U	BIEN
CB645	FK6	estatal	15:16	1	Operac	15	1119	R	MAL
CB653	FK6	mixto	16:37	49	Operac	37	722	R	MAL
CB653	FK6	mixto	16:06	49	Operac	37	598	R	MAL
CB668	FK6	resid	17:16	11	Operac	50	577	R	MAL
CB672	FK6	alumb	21:36	1	Operac	10	3629	R	MAL
CB164	FJ9	estatal	11:25	1	Operac	50	249	R	REGULAR
CB4232	FJ9	resid	8:10	7	Operac	10	621	R	MAL
CB844	FJ12	resid	7:25	3	Operac	10	269	R	REGULAR
CB856	FJ12	resid	9:34	8	Operac	10	416	R	MAL
CB875	FJ12	resid	20:50	4	Operac	15	354	R	MAL
CB876	FJ12	mixto	08:47	10	Operac	15	346	R	MAL
CB880	FJ12	resid	08:04	18	Operac	15	545	R	MAL
CB882	FJ12	mixto	14:08	24	Operac	25	325	R	MAL
CB919	FJ12	estatal	9:05	1	Operac	50	357	R	MAL

Código Transform	Código Circuito	Tipo de cliente	Horario de la falla	No cliente afectado	Actividad	kVA	Tiempo afectación (minutos)	Ubicación (Urb y Rur)	Nivel de servicio al cliente. (B, R y M)
CB4157	FJ12	estatal	20:08	1	Operac	15	1097	R	MAL
CB677	FJ15	estatal	15:11	1	Operac	10	370	R	MAL
CB963	FJ15	resid	17:48	60	Operac	25	1016	R	MAL
CB972	FJ15	estatal	19:17	1	Operac	167	1084	R	MAL
CB973	FJ15	resid	7:06	4	Operac	5	327	R	MAL
CB982	FJ15	estatal	13:43	1	Operac	50	337	R	MAL
CB989	FJ15	resid	8:35	32	Operac	25	587	R	MAL
CB993	FJ15	resid	10:09	66	Operac	15	337	R	MAL
CB996	FJ15	resid	15:07	52	Operac	25	424	R	MAL
CB1002	FJ15	resid	22:57	18	Operac	25	233	R	BIEN
CB1002	FJ15	resid	10:34	18	Operac	25	1061	R	MAL
CB1003	FJ15	mixta	10:07	17	Operac	10	1722	R	MAL
CB1005	FJ15	resid	14:04	4	Operac	5	494	R	MAL
CB1008	FJ15	estatal	12:27	1	Operac	15	401	R	MAL
CB1011	FJ15	resid	17:08	10	Operac	15	1028	R	MAL
CB1011	FJ15	resid	8:44	10	Operac	15	427	R	MAL
CB1018	FJ15	mixto	16:54	35	Operac	37,5	556	R	MAL
CB1021	FJ15	mixto	15:14	46	Operac	15	317	R	MAL
CB698	FK17	estatal	20:07	1	Operac	37,5	273	U	REGULAR
CB5375	FK17	resid	16:58	22	Operac	25	497	U	MAL
CB16	FK18	resid	23:27	12	Operac	10	1000	U	MAL
CB515	FK18	resid	8:32	36	Operac	50	421	U	MAL
CB516	FK18	resid	22:58	41	operac	50	437	U	MAL
CB611	FK18	resid	7:17	18	operac	25	388	U	MAL
CB617	FK18	resid	7:34	40	operac	50	231	U	REGULAR
CB618	FK18	mixto	19:44	31	operac	15	256	U	REGULAR
CB622	FK18	resid	18:53	45	operac	50	337	U	MAL
CB4093	FK18	estatal	00:22	1	operac	37,5	156	U	BIEN
CB5346	FK18	estatal	00:24	1	operac	37,5	663	U	MAL
CB508	FK19	resid	11:22	60	operac	37,5	406	U	MAL
CB508	FK19	resid	19:12	60	operac	37,5	1005	U	MAL
CB552	FK19	resid	18:51	45	operac	37,5	350	U	MAL

Código Transform	Código Circuito	Tipo de cliente	Horario de la falla	No cliente afectado	Actividad	kVA	Tiempo afectación (minutos)	Ubicación (Urb y Rur)	Nivel de servicio al cliente. (B, R y M)
CB559	FK19	resid	23:26	52	operac	37,5	787	U	MAL
CB580	FK19	mixto	14:46	62	operac	10	1715	U	MAL
CB589	FK19	resid	12:00	69	mtto	37,5	25	U	BIEN
CB4424	FK19	mixto	10:33	36	operac	37,5	444	U	MAL
CB232	FK20	mixto	19:22	13	operac	50	293	U	REGULAR
CB4186	FK20	resid	16:45	31	operac	37,5	583	U	MAL
CB59	FK64	mixto	19:30	43	operac	50	140	U	BIEN
CB375	FJ66	resid	21:08	68	operac	75	178	U	BIEN
CB414	FJ66	mixto	9:05	12	operac	15	1721	U	MAL
CB426	FJ66	mixto	7:45	30	operac	37,5	192	U	BIEN
CB428	FJ66	estatal	13:04	1	operac	10	510	U	MAL
CB431	FJ66	estatal	7:12	2	operac	2x50	3008	U	MAL
CB804	FK69	mixto	8:09	85	operac	75	513	U	MAL
CB808	FK69	mixto	16:16	16	operac	10	513	U	MAL
CB818	FK69	mixto	09:39	211	operac	3x50	1759	U	MAL
CB819	FK69	resid	14:58	32	operac	25	215	U	REGULAR
CB3304	FK69	resid	12:36	65	operac	50	170	U	BIEN
CB4037	FK69	resid	20:16	14	operac	37,5	281	U	REGULAR
CB181	FJ80	resid	18:48	70	operac	50	334	U	MAL
CB181	FJ80	resid	15:42	70	operac	50	221	U	REGULAR
CB181	FJ80	resid	18:11	70	operac	50	304	U	MAL
CB288	FJ81	mixto	13:19	79	operac	75	417	U	MAL
CB296	FJ81	mixto	19:38	61	operac	50	262	U	REGULAR
CB225	FK90	mixto	19:03	31	operac	37,5	308	U	MAL
CB682	FK90	mixto	8:38	4	operac	15	474	R	MAL
CB693	FK90	mixto	6:43	16	operac	50	1178	R	MAL
CB694	FK90	estatal	16:17	1	operac	25	262	R	REGULAR
CB712	FK90	resid	18:41	51	operac	50	393	R	MAL
CB713	FK90	resid	18:23	44	operac	25	383	U	MAL
CB722	FK90	resid	12:12	3	operac	10	294	R	REGULAR

Código Transform	Código Circuito	Tipo de cliente	Horario de la falla	No cliente afectado	Actividad	kVA	Tiempo afectación (minutos)	Ubicación (Urb y Rur)	Nivel de servicio al cliente. (B, R y M)
CB735	FK90	estatal	6:48	1	operac	15	6014	U	MAL
CB744	FK90	mixto	16:00	40	operac	37,5	304	U	MAL
CB748	FK90	mixto	07:08	16	operac	15	417	R	MAL
CB4197	FK90	resid	18:08	31	operac	37,5	408	U	MAL
CB5486	FK90	resid	20:45	40	operac	50	469	U	MAL
CB365	FK91	mixto	11:12	12	operac	15	292	U	REGULAR
CB778	FK91	resid	19:35	47	operac	50	38	U	BIEN
CB783	FK91	resid	18:44	84	operac	50	710	R	MAL
CB783	FK91	resid	18:19	84	operac	37,5	397	R	MAL
CB787	FK91	resid	19:29	47	operac	50	220	U	REGULAR
CB794	FK91	mixto	8:35	21	operac	15	1428	U	MAL
CB797	FK91	mixto	12:23	9	operac	15	142	U	BIEN
CB953	FK91	resid	18:18	15	operac	25	277	U	REGULAR
CB4177	FK91	estatal	19:35	1	operac	10	1315	U	MAL
CB4179	FK91	resid	18:49	43	operac	50	229	U	REGULAR
CB27	FK92	mixto	18:59	45	operac	50	671	R	MAL
CB64	FK92	mixto	13:58	11	Mtto	50	43	U	BIEN
CB66	FK92	estatal	16:47	3	operac	25	452	U	MAL
CB68	FK92	estatal	14:09	1	operac	25	211	U	REGULAR
CB70	FK92	resid	00:56	35	operac	50	634	U	MAL
CB87	FK92	mixto	07:05	51	operac	50	254	U	REGULAR
CB88	FK92	mixto	20:57	67	operac	75	999	U	MAL
CB91	FK92	mixto	16:00	14	operac	10	1416	U	MAL
CB92	FK92	resid	18:25	80	operac	75	294	U	REGULAR
CB110	FK92	resid	18:29	66	operac	75	322	U	MAL
CB496	FK92	mixto	17:52	68	operac	50	247	R	REGULAR
CB869	FK94	resid	20:14	10	operac	15	223	R	REGULAR
CB959	FK94	estatal	07:05	1	operac	15	3273	R	MAL
CB932	FK95	estatal	14:46	1	operac	25 y 50	2870	R	MAL
CB938	FK95	mixto	20:39	42	operac	25	849	R	MAL
CB939	FK95	resid	23:35	20	operac	25	501	R	MAL
CB939	FK95	resid	9:53	20	operac	25	477	R	MAL
CB942	FK95	resid	08:24	14	operac	25	401	R	MAL

Código Transform	Código Circuito	Tipo de cliente	Horario de la falla	No cliente afectado	Actividad	kVA	Tiempo afectación (minutos)	Ubicación (Urb y Rur)	Nivel de servicio al cliente. (B, R y M)
CB944	FK95	estatal	07:44	1	operac	25	711	R	MAL
CB945	FK95	estatal	22:42	1	operac	25	163	R	BIEN
CB5442	FK95	estatal	07:17	1	operac	37,5	264	R	REGULAR
CB326	FK405	estatal	06:59	1	operac	50	608	U	MAL
CB492	FJ406	resid	11:03	49	operac	50	390	U	MAL
CB332	FK407	mixto	20:05	11	operac	25	816	U	MAL
CB455	FK407	mixta	23:20	12	operac	50	157	U	BIEN
CB470	FK407	resid	19:21	48	operac	25	1437	U	MAL
CB480	FK407	resid	5:50	12	operac	15	408	U	MAL
CB893	FK407	estatal	10:22	1	operac	50	186	U	BIEN
CB309	FK408	estatal	19:59	1	operac	50	269	U	REGULAR
CB309	FK408	estatal	15:14:	1	operac	25	265	U	REGULAR
CB910	FK408	estatal	16:35	2	operac	25	1050	R	MAL
CB915	FK408	resid	18:12	25	operac	25	1012	R	MAL
CB915	FK408	resid	17:49	25	operac	25	430	U	MAL
CB4134	FK408	estatal	16:20	1	operac	25	170	U	BIEN
CB4173	FK408	resid	18:36	20	operac	15	1034	U	MAL
CB5499	FJ2	mixto	10:26	16	mtto	50	180	U	REGULAR
CB191	FJ4	resid	11:36	28	mtto	50	125	U	BIEN
CB39	FJ5	estatal	9:13	1	mtto	25	166	U	REGULAR
CB5484	FJ9	estatal	15:20	1	mtto	37,5	123	R	REGULAR
CB5474	FJ9	mixto	8:16	23	mtto	50	94	R	BIEN
CB565	FJ19	resid	11:31	42	mtto	50	137	U	REGULAR
CB4835	FJ19	resid	9:22	18	mtto	25	211	U	MAL
CB580	FJ19	resid	8:53	11	mtto	15	117	U	REGULAR
CB4035	FK20	estatal	10:34	1	mtto	10	55	U	BIEN
CB599	FK20	resid	15:18	15	mtto	25	68	U	BIEN
CB227	FK20	mixto	9:19	18	mtto	37,5	144	U	REGULAR
CB3386	FK64	resid	8:05	14	mtto	15	197	U	MAL
CB500	FK68	estatal	9:48	1	mtto	15	208	R	MAL
CB812	FK69	resid	14:22	11	mtto	15	133	U	REGULAR
CB826	FK76	mixto	10:27	6	mtto	15	55	U	BIEN

[illegible]

Anexo 23 Evaluación del costo económico del fallo del transformador por energía dejada de facturar

Código Transf	Capacid kVA	kVA demandado afectado	Tipo de cliente	Hora de la falla	Tarifa eléctrica	Tiempo de afectación	Energía dejada de facturar
CB9	37,5	22,5	mixto	12:50	0,27	5,05	\$ 24,30
CB211	50	17,5	resid	15:04	0,31	8,10	\$35,15
CB74	65	52	resid	18:44	0,31	2,05	\$26,43
CB82	100	87	resid	17:17	0,31	6	\$130,01
CB138	25	13	resid	11:50	0,31	1,40	\$4,51
CB382	167	75	resid	10:14	0,31	5,45	\$101,37
CB5432	50	36	estatal	17:10	0,22	3,50	\$22,18
CB5499	75	33,75	resid	09:42	0,31	7,55	\$63,19
CB196	15	12	estatal	10:36	0,22	2,50	\$5,44
CB197	50	19	resid	02:34	0,31	1,05	\$4,94
CB203	37,5	30	resid	19:03	0,31	6,15	\$ 45,75
CB253	50	40	resid	19:38	0,31	14,35	\$142,35
CB120	37,5	22	mixto	10:19	0,27	5,10	\$24,23
CB159	50	20	mixto	12:07	0,27	4,45	\$19,22
CB160	100	40	estatal	17:30	0,22	4,35	\$30,62
CB645	15	9	estatal	15:16	0,22	18,35	\$29,06
CB653	37	22	mixto	16:37	0,27	12,05	\$57,26
CB653	37	26	mixto	16:06	0,27	9,55	\$53,63
CB668	50	40	resid	17:16	0,31	9,35	\$92,75
CB672	10	8	alumb	21:36	0,22	60,40	\$85,04
CB164	50	42	estatal	11:25	0,22	4,15	\$27,89
CB4232	10	4	resid	8:10	0,31	10,35	\$10,26
CB844	10	3,6	resid	7:25	0,31	4,40	\$3,93
CB856	10	3,8	resid	9:34	0,31	6,55	\$6,17
CB875	15	12	resid	20:50	0,31	5,50	\$16,37
CB876	15	7	mixto	08:47	0,27	5,45	\$8,24
CB880	15	9	resid	08:04	0,31	9	\$20,09
CB882	25	17	mixto	14:08	0,27	5,20	\$19,09
CB919	50	39	estatal	9:05	0,22	5,57	\$38,23
CB4157	15	9	estatal	20:08	0,22	18,25	\$28,90

Código Transf	Capacid kVA	kVA demandado afectado	Tipo de cliente	Hora de la falla	Tarifa eléctrica	Tiempo de afectación	Energía dejada de facturar
CB677	10	4	estatal	15:11	0,22	6,10	\$4,29
CB963	25	20	resid	17:48	0,31	16,56	\$82,13
CB972	167	100	estatal	19:17	0,22	18,04	\$217,50
CB973	5	2	resid	7:06	0,31	5,27	\$2,61
CB982	50	28	estatal	13:43	0,22	5,37	\$26,46
CB989	25	16	resid	8:35	0,31	9,47	\$37,58
CB993	15	8	resid	10:09	0,31	5,37	\$10,65
CB996	25	14	resid	15:07	0,31	7,04	\$24,44
CB1002	25	18	resid	22:57	0,31	3,43	\$15,31
CB1002	25	11	resid	10:34	0,31	17,41	\$47,49
CB1003	10	4	mixto	10:07	0,27	28,42	\$24,55
CB1005	5	2	resid	14:04	0,31	8,14	\$4,04
CB1008	15	11	estatal	12:27	0,22	6,41	\$12,41
CB1011	15	11	resid	17:08	0,31	17,08	\$46,59
CB1011	15	7	resid	8:44	0,31	7,07	\$12,27
CB1018	37,5	28	mixto	16:54	0,27	9,16	\$55,40
CB1021	15	7	mixto	15:14	0,27	5,17	\$7,82
CB698	37,5	22	estatal	20:07	0,22	4,33	\$16,76
CB5375	25	17	resid	16:58	0,31	8,17	\$34,44
CB16	10	6	resid	23:27	0,31	16,40	\$24,40
CB515	50	27	resid	8:32	0,31	7,01	\$46,94
CB516	50	32	resid	22:58	0,31	7,17	\$56,90
CB611	25	15	resid	7:17	0,31	6,28	\$23,36
CB617	50	31	resid	7:34	0,31	3,41	\$26,22
CB618	15	11	mixto	19:44	0,27	4,16	\$9,88
CB622	50	37	resid	18:53	0,31	5,37	\$49,27
CB4093	37,5	11	estatal	00:22	0,22	2,36	\$4,57
CB5346	37,5	8	estatal	00:24	0,22	11,03	\$15,91
CB508	37,5	14	resid	11:22	0,31	6,46	\$22,43
CB508	37,5	21	resid	19:12	0,31	16,45	\$85,67
CB552	37,5	33	resid	18:51	0,31	5,40	\$44,19

Código Transf	Capacid kVA	kVA demandado afectado	Tipo de cliente	Hora de la falla	Tarifa eléctrica	Tiempo de afectación	Energía dejada de facturar
CB559	37,5	25	resid	23:26	0,31	13,07	\$81,03
CB580	10	5	mixto	14:46	0,27	28,35	\$30,62
CB589	37,5	19	resid	12:00	0,31	0,25	\$1,18
CB4424	37,5	28	mixto	10:33	0,27	7,24	\$43,79
CB232	50	41	mixto	19:22	0,27	7,23	\$64,03
CB4186	37,5	24	resid	16:45	0,31	9,43	\$56,13
CB59	50	33	mixto	19:30	0,27	2,20	\$15,68
CB375	75	68	resid	21:08	0,31	2,58	\$43,51
CB414	15	8	mixto	9:05	0,27	28,41	\$49,09
CB426	37,5	19	mixto	7:45	0,27	3,12	\$12,80
CB428	10	6	estatal	13:04	0,22	8,30	\$8,76
CB431	2x50	67	estatal	7:12	0,22	50,08	\$590,54
CB804	75	43	mixto	8:09	0,27	8,33	\$77,37
CB808	10	3	mixto	16:16	0,27	8,31	\$5,38
CB818	3x50	87	mixto	09:39	0,27	29,19	\$546,96
CB819	25	11	resid	14:58	0,31	3,35	\$9,14
CB3304	50	17	resid	12:36	0,31	2,40	\$10,12
CB4037	37,5	29	resid	20:16	0,31	4,41	\$31,72
CB181	50	35	resid	18:48	0,31	5,34	\$46,35
CB181	50	20	resid	15:42	0,31	3,37	\$16,71
CB181	50	43	resid	18:11	0,31	5,04	\$53,75
CB288	75	30	mixto	13:19	0,27	6,57	\$42,57
CB296	50	23	mixto	19:38	0,27	4,22	\$20,96
CB225	37,5	21	mixto	19:03	0,27	5,08	\$23,04
CB682	15	6	mixto	8:38	0,27	7,54	\$9,77
CB693	50	11	mixto	6:43	0,27	19,33	\$45,93
CB694	25	9	estatal	16:17	0,22	4,22	\$6,68
CB712	50	36	resid	18:41	0,31	6,33	\$56,51
CB713	25	20	resid	18:23	0,31	6,23	\$30,90
CB722	10	3	resid	12:12	0,31	4,54	\$33,78
CB735	15	6	estatal	6:48	0,22	100,11	\$105,72

CB744	37,5	19	mixto	16:00	0,27	5,04	\$20,68
-------	------	----	-------	-------	------	------	---------

Código Transf	Capacid kVA	kVA demandado afectado	Tipo de cliente	Hora de la falla	Tarifa eléctrica	Tiempo de afectación	Energía dejada de facturar
CB748	15	3	mixto	07:08	0,27	6,57	\$4,26
CB4197	37,5	33	resid	18:08	0,31	6,48	\$53,03
CB5486	50	45	resid	20:45	0,31	6,49	\$72,43
CB365	15	7	mixto	11:12	0,27	4,52	\$6,83
CB778	50	43	resid	19:35	0,31	0,38	\$4,05
CB783	50	39	resid	18:44	0,31	11,50	\$111,23
CB783	37	33	resid	18:19	0,31	6,37	\$52,13
CB787	50	40	resid	19:29	0,31	3,40	\$33,73
CB794	15	4	mixto	8:35	0,27	23,48	\$20,29
CB797	15	7	mixto	12:23	0,27	2,12	\$3,20
CB953	25	22	resid	18:18	0,31	4,37	\$23,84
CB4177	10	2	estatal	19:35	0,22	21,55	\$7,58
CB4179	50	39	resid	18:49	0,31	3,49	\$33,75
CB27	50	33	mixto	18:59	0,27	11,11	\$71,99
CB64	50	25	mixto	13:58	0,27	0,43	\$2,32
CB66	25	20	estatal	16:47	0,22	7,32	\$25,77
CB68	25	17	estatal	14:09	0,22	3,31	\$9,90
CB70	50	15	resid	00:56	0,31	10,34	\$38,46
CB87	50	33	mixto	07:05	0,27	4,14	\$29,51
CB88	75	56	mixto	20:57	0,27	16,39	\$198,25
CB91	10	4	mixto	16:00	0,27	23,36	\$20,18
CB92	75	66	resid	18:25	0,31	4,54	\$74,31
CB110	75	58	resid	18:29	0,31	4,52	\$65,02
CB496	50	14	mixto	17:52	0,27	4,07	\$12,31
CB869	15	11	resid	20:14	0,31	3,45	\$9,41
CB959	15	6	estatal	07:05	0,22	3,43	\$3,62
CB932	25 y 50	55	estatal	14:46	0,22	47,40	\$275,30
CB938	25	16	mixto	20:39	0,27	14,09	\$48,69
CB939	25	13	resid	23:35	0,31	8,21	\$26,47
CB939	25	11	resid	9:53	0,31	8,17	\$22,29
CB942	25	9	resid	08:24	0,31	6,33	\$14,13

Código Transf	Capacid kVA	kVA demandado afectado	Tipo de cliente	Hora de la falla	Tarifa eléctrica	Tiempo de afectación	Energía dejada de facturar
CB944	25	12	estatal	07:44	0,22	11,41	\$24,10
CB945	25	9	estatal	22:42	0,22	2,43	\$3,85
CB5442	37,5	21	estatal	07:17	0,22	4,24	\$8,85
CB326	50	11	estatal	06:59	0,22	10,08	\$19,51
CB492	50	22	resid	11:03	0,31	6,30	\$34,37
CB332	25	18	mixto	20:05	0,27	13,36	\$51,94
CB455	50	27	mixto	23:20	0,27	2,37	\$13,82
CB470	25	19	resid	19:21	0,31	23,57	\$111,06
CB480	15	6	resid	5:50	0,31	6,48	\$9,64
CB893	50	31	estatal	10:22	0,22	3,06	\$16,69
CB309	50	9	estatal	19:59	0,22	4,29	\$6,79
CB309	25	16	estatal	15:14:	0,22	4,25	\$11,97
CB910	25	14	estatal	16:35	0,22	17,30	\$42,63
CB915	25	17	resid	18:12	0,31	16,51	\$69,61
CB915	25	20	resid	17:49	0,31	7,10	\$35,22
CB4134	25	19	estatal	16:20	0,22	2,50	\$8,36
CB4173	15	11	resid	18:36	0,31	17,14	\$46,76

Anexo 24 Indicadores de fiabilidad a los fallos de los transformadores

Código del circuito	Razón de falla (f/añal)	Índice de frecuencia de fallo (%)	Frecuencia media interrupc kVA	Tiempo medio entre fallas	Tiempo fuera de servicio	Grado de Intensidad del fallo
	λ	IFF	FMIK	TMEF	TPFS	kVA prom
FJ1	1	10,53	0,124	182	410	43,75
FJ2	3,5	9,19	0,154	80	226,1	71,18
FJ3	2	6,25	0,060	121	372,5	38,12
FJ4	0,5	4,76	0,052	300	125	50
FJ5	2	7,02	0,066	121	255	53,12
FK6	2,5	4,81	0,032	104	1329	43,75
FJ9	2	8,69	0,061	121	271,7	33,75
FJ12	4	9,19	0,080	72	463,6	19,37
FJ15	8,5	17,71	0,172	38	630,6	28,5
FK17	1	3,57	0,276	182	385	31,25
FK18	4,5	8,82	0,081	66	274,5	36,11
FK19	5	7,91	0,069	61	472,4	34,09
FK20	2,5	4,76	0,026	104	285,7	29,5
FK64	1	4,17	0,021	182	168,5	32,5
FJ66	2,5	10	0,123	104	1121,8	39,58
FK68	0,5	12,5	0,167	300	208	15
FK69	3	10,59	0,158	91	512	40,28
FK76	0,5	2,17	0,010	300	55	15
FJ80	1,5	4,35	0,054	145	286,3	50
FJ81	1	2,70	0,039	182	339,5	62,5
FK90	5,5	6,15	0,060	56	908,7	30,62
FK91	5	8,93	0,078	61	504,8	31,75
FK92	6	8,90	0,101	52	432	44,42
FK94	1,5	11,11	0,046	145	1202	18,33
FK95	4,5	17,24	0,176	66	639,1	27,75
FK405	0,5	2,22	0,019	300	412,5	50
FK406	0,5	4,54	0,059	300	390	50
FK407	3	46,15	0,025	91	536,8	29,17
FK408	4	80	0,077	72	539,1	28,43

Anexo 25 Plan de mejoras resultante del diagnóstico del proceso de mantenimiento en las redes eléctricas.

Nro.	¿Por qué	¿Dónde?	¿Cuándo?	¿Quién?	¿Qué?
1	¿POR QUÉ? Es muy elevado las fallas por falso contacto en los niveles secundario y de servicios en las redes de distribución eléctricas				
¿Cómo?	Caracterizar los circuitos y evaluar el uso adecuado según las especificaciones de los medios utilizados en las redes para los acoples de conductores	Por circuito en cada UBEM	Todo el año	Especialistas y técnicos de distribución	Disminuir los falsos contactos
	Inspeccionar la actividad de las brigadas y certificar la calidad. Penalizar por incremento de las fallas del servicio	En las redes eléctricas	Durante el servicio	Brigadas de servicios comerciales UBEM	Mejorar la calidad del servicio a los clientes
	Evaluar y reportar el comportamiento de las fallas por banco de transformadores periódicamente analizando las pérdidas eléctricas por falso contacto y otras fallas	SIGERE	1er trimestre 2013	Técnicos comerciales UBEM	Disminuir el tiempo sin servicio
	Establecer un indicador específico de las interrupciones por falso contacto en la evaluación del desempeño de las brigadas de servicio y mantenimiento a las redes	Reglamento de pago	1er trimestre 2013	Especialistas Dirección de Capital Humano	Cumplir los objetivos empresariales
	Realizar un análisis de los circuitos más críticos y los recursos que ocasionan cuellos de botellas en los planes de mantenimiento para su mejoramiento	Consejo de calidad	trimestral	Director Técnico	Cumplir Plan de Mto
	Analizar el comportamiento de las interrupciones en cada nivel de voltaje evaluando el componente técnico económico por nivel de interrupción	En la reunión de Operaciones	Una vez al mes	Grupo de Regímenes UBE Despacho de carga	Mejorar los indicadores
2	¿POR QUÉ? Es desigual el comportamiento de la confiabilidad del funcionamiento de los transformadores en todas las redes				
¿Cómo?	Elaborar una estrategia de trabajo que homogenice la actividad apoyando las áreas mas atrasada. Crear grupos de brigadas intermunicipales en DIP de mejoras.	Plan anual 2013	4to trimestre 2012	Consejo de Dirección	Incrementar el índice de disponibilidad por kVA al 90%
	Elevar la actividad de diagnóstico no solo en el nivel de la subtransmisión haciendo extensiva al nivel primario y secundario en toda la provincia.	Grupo de diagnóstico de redes	2do semestre 2013	Director Técnico	
	Capacitar con las mejoras practicas a los técnicos de las UBEM más negativas, aplicar las herramientas para el análisis adecuado y toma de decisión sobre la base de datos del SIGERE actualizadas	Plan de capacitación 2013	2013	Grupo formación y desarrollo y Especialista Dirección Técnica	Disminuir las brechas de competencias
	Mejorar la disponibilidad del parque automotor tecnológico, logrando crear un equipo integral de diagnóstico de transformadores a nivel provincial.	Taller de transporte	3er trimestre	Director UBE Transporte Automotor	Índice disponibilidad tecnológica 87%
	Certificar el laboratorio de pruebas eléctricas de alto voltaje del taller de transformadores	Taller de transformadores	1 trimestre 2013	Director UBE Centro de Operaciones	Acreditar por NC 17025
	Certificar e integrar los proceso de gestión de mantenimiento y organización de la producción de bienes y servicios	Programa de Certificación integral	2do semestre 2013	Especialistas de calidad y directores	Certificar la calidad por NC ISO 9000

	Aplicar las técnicas estadísticas en los estudios de comportamiento de las redes eléctricas, establecer diagramas de control de procesos por circuitos	Actividad de Control y análisis	2do trimestre 2013	Espec. Direcc. Técnica y UBE Centro de Operaciones.	Control de la calidad de proceso
	Establecer la caracterización de cada punto de carga de la red(banco de transformadores)por medio de los índices de fiabilidad	Modulo de transformadores del SIGERE	2do trimestre 2013	Técnicos de UBEM	Control de la energía dejada de servir
3	¿POR QUÉ? Falla el stock de repuestos en los almacenes para la actividad de mantenimiento en las redes				
¿Cómo?	Evaluar el estado de necesidades de las partes de equipos a partir del grafico de tendencia de los mantenimientos. Asegurar la entrega y aprobación del plan de presupuesto	UBEM, UBE Centro de Operaciones	4to trimestre	Especialistas y técnicos de redes distribución	Disminuir el tiempo de reparación del transformador
	Establecer estudio de mercado de los productos según las necesidades de entrega y mejorar la gestión de compra y aseguramiento buscando otras alternativas	Mercado externo	2do semestre	UBE Aseguramiento logístico	Control de las existencias de productos
	Establecer los ficheros de gastos históricos y hacerlo corresponder a los contratos de suministro anuales.	UBE Centro Operaciones y Direcc técnica	3er trimestre anualmente	Director Técnico	Evaluar el presupuesto por contratos
	Establecer indicadores del desempeño de la gestión de compra de los productos fundamentales a las redes eléctricas. Establecer como objetivo en el Plan Anual de la UBE Aseguramiento logístico	UBE Aseguramiento logístico	2013	Director UBE Aseguramiento logístico	Disminuir el déficit de piezas
	Establecer en los contratos con los proveedores las especificaciones de calidad de los productos y piezas. Exigir el cumplimiento de los requerimientos como plazos de entrega. Mantener la vigencia y actualización de los contratos	En los contratos	Durante su revisión	Ejecutor y Jefe del contrato	Cumplir los indicadores y planes
	Evaluación de los proveedores y la inspección de entrada de los productos adquiridos a los suministradores	A los proveedores	Cada 2 años	Grupo de Compra y Contratación	Calidad del suministro
	Evaluar el cumplimiento de las cláusulas de los contratos de suministro para la actividad de las redes eléctricas.	Comité de Contratación	mensual	Director Técnico	Cumplir expectativas
	Velar por el cumplimiento de los requisitos de transportación, manipulación, almacenamiento y conservación de los productos para la actividad de mantenimiento	Punto de entrega, recorrido y Almacén	diario	Transportista y almaceneros	Disminuir los rechazos
	Evaluar en los Consejo de Administración la efectividad del proceso de compra, la correspondencia de los productos suministrados con el cumplimiento de los indicadores de interrupciones y de perdidas	Consejo de Administración	mensual	Director Técnico	Cumplir el objetivo

Nro.	¿Por qué	¿Dónde?	¿Cuándo?	¿Quién?	¿Qué?
4	¿POR QUÉ? La inspección de prevención de transformadores de distribución no logra el nivel adecuado según lo establecido en la UBEM Cienfuegos				
¿Cómo?	Garantizar el trabajo permanente en la actividad de prueba y análisis a los bancos de transformadores de la brigada. Prohibir participar en otro servicio	Brigada prueba y análisis UBEM Cienfuegos	permanente	Jefe técnico UBEM	Cumplir plan inspección
	Asegurar cumplir el plan de mantenimiento de los transformadores en el taller. Evaluar las causas raíces de fallos de los averiados y el resultado de la prueba	Taller de transformadores	Según plan	Grupo operarios de transformadores	Cumplir indicador de interrupción
	Certificar las rutas de mantenimiento a los transformadores. Establecer celaje periódico a los circuitos más críticos de operación	En los Circuitos	Según plan	brigadas	Disminuir la interrupción
	Evaluar los transformadores por la toma de aceite o medición del régimen de trabajo (cantidad de descargas eléctricas, disparos, tiempo de servicio, etc.)	En los Banco de transformadores	Según plan	Brigada prueba y análisis	Evitar daños económico por fallos
	Incrementar la entrada por mantenimiento capital de los transformadores de distribución al taller estableciendo en cada UBEM una reserva de transformadores por capacidades según el comportamiento de las fallas anuales	Taller de transformadores	Plan de mtto	Director UBE Centro de Operaciones	Disminuir índice de fallas y acortar tiempo de mtto a 4 años
5	¿POR QUÉ? El tiempo de interrupción al usuario por falla de los transformadores no logra reducirse a un valor esperado para el cliente				
¿Cómo?	Incrementar el celaje en los circuitos más críticos de fallos en los horarios de máxima demanda y monitorear los transformadores que más tiempo de trabajo	Circuitos mas fallados	permanente	Brigadas de servicio eléctrico UBEM	Cumplir plan inspección
	Inspeccionar periódicamente los bancos de transformadores en zonas de fuerte viento para eliminar el falso contacto y el funcionamiento de sus protecciones	Zonas de fuertes tormentas	Según la situación	Brigadas de servicio eléctrico UBEM	Cumplir el índice de interrupción de servicio y pérdidas
	Cumplir el plan de toma de carga a los transformadores y sustituir de inmediato los que tengan un funcionamiento en sus parámetros inadecuados	En los Circuitos designados por el plan	Según plan	Brigada de prueba y análisis y de servicio eléctrico en UBEM	Disminuir el índice de la interrupción secundaria
	Evaluar y reponer al 100% los componentes adecuados de las protecciones de los transformadores eliminando la causa de la avería por fallo de la protección	En cada banco o transformador	mensual	Jefe técnico UBEM	Disminuir el costo de fallos