

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA**



**“METODOLOGÍA PARA EVALUAR Y APLICAR LA
CONFIABILIDAD COMO CRITERIO DE
MANTENIMIENTO EN UN SISTEMA DE
DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA”**

INFORME DE SUFICIENCIA

**PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE
INGENIERO MECANICO ELECTRICISTA**

RICHARD PAOLO MEZA ACERO

PROMOCION 1997-II

LIMA-PERU

2006

**“METODOLOGIA PARA EVALUAR Y APLICAR LA
CONFIABILIDAD COMO CRITERIO DE
MANTENIMIENTO EN UN SISTEMA ELECTRICO DE
DISTRIBUCION”**

INFORME DE SUFICIENCIA PARA OPTAR EL GRADO DE INGENIERO

MECANICO ELECTRICO

AUTOR: RICHARD PAOLO MEZA ACERO

CODIGO: 920446A

ABRIL 2005

CONTENIDO:

Prólogo

1. Introducción

2. Indicadores de calidad de suministro en los sistemas eléctricos.
 - 2.1 Calidad de Suministro
 - 2.2 Necesidad de un pronóstico de indicadores de calidad de suministro
 - 2.3 Frecuencia y duración de interrupciones del servicio
 - 2.4 Tolerancias establecidas en la Norma Técnica de Calidad de Servicio (NTCSE)
 - 2.5 Compensación por mala calidad de suministro establecida en la NTCSE
 - 2.6 Control de la calidad de servicio

- 3 Teoría de confiabilidad aplicado a sistemas de distribución eléctrica
 - 3.1 Método de Markov
 - 3.2 Técnicas de frecuencia y duración
 - 3.3 Método de cortes
 - 3.4 Sistemas Series
 - 3.5 índices de confiabilidad
 - 3.6 Función de distribución de Weibull

4 Metodología para evaluación de la confiabilidad e indicadores de calidad de servicio

4.1 Modelamiento de la red eléctrica en componentes

4.2 Características de los componentes de los tramos y su incidencia en los indicadores de confiabilidad

4.3 Clasificación de estados

4.4 Determinación de los estados de los tramos por matrices de comportamiento

4.5 Evaluación de indicadores de confiabilidad

5 Modelo optimo del mantenimiento centrado en la confiabilidad

5.1 Fundamentos del Mantenimiento en redes eléctricas

5.2 Mantenimiento centrado en la confiabilidad

6 Aplicación de la metodología

6.1 Análisis de fallas por localización y causa

6.2 Primer caso de aplicación: Alimentador NJ-07

6.3 Segundo caso de aplicación: Alimentador J-06

Conclusiones

●bservaciones

Anexos

Bibliografía

PROLOGO

El primer capítulo de este informe está dedicado a explicar la temática general que enmarca el trabajo realizado, presentado los objetivos y alcances del mismo.

El Capítulo 2, se presenta una referencia resumida de la implicancia de los indicadores de calidad en el suministro eléctrico y la normativa actual establecida en la Norma Técnica de Calidad de Servicio NTCSE, que establece tolerancias en los indicadores de calidad que sirven de referencia para la evaluación de la confiabilidad del sistema eléctrico de distribución.

El Capítulo 3 está dedicado a presentar, en forma muy resumida la teoría de confiabilidad y diferentes métodos de evaluación de la confiabilidad en redes de distribución eléctrica.

En el capítulo 4 se expone los fundamentos de la metodología para evaluar los índices de confiabilidad de una red de distribución eléctrica, así como la definición de cada una de las variables involucradas en dicho proceso.

En el capítulo 5 se muestra la metodología diseñada para optimizar el mantenimiento en el sistema de distribución eléctrica centrado en los índices de confiabilidad y los valores de los índices de calidad esperados luego del proceso de optimización.

En el capítulo 6 se muestra un ejemplo de aplicación en un sistema eléctrico real, en este capítulo se ilustran los procesos desarrollados en el capítulo 5, junto a un análisis de los resultados obtenidos.

Finalmente, se presentan las conclusiones más relevantes de este informe, así como las recomendaciones que permiten continuar avanzando en este tema.

INTRODUCCIÓN

Los índices de confiabilidad en una situación esperada, servirán de base para elaborar una metodología que permita obtener un modelo de mantenimiento para el sistema de distribución de las redes de media tensión, este modelo debe permitir optimizar la efectividad de los recursos técnicos y económicos, mediante la planificación del mantenimiento, se parten fundamentalmente del análisis estadístico de las fallas, el registro histórico del mantenimiento y los costos de explotación asociados a las redes de distribución, tendiendo como contexto la Norma Técnica de Calidad de Servicio Eléctrico y las tolerancias establecidas para la calidad de suministro en las empresas eléctricas del país.

El objetivo principal es optimizar los costos de explotación del sistema a través de ciclos de mantenimiento que demuestren una mayor rentabilidad de los activos, desarrollando una técnica de manera practica que permita evaluar el actual mantenimiento, la incidencia en las fallas y la confiabilidad del sistema como criterio para la planificación del mantenimiento.

El presente informe tiene por alcance el mantenimiento en las redes de media tensión que operan en forma radial, estas redes tienen establecido ciertos programas de

mantenimiento basados en la experiencia técnica y ejecutados con una periodicidad regular, estos programas no necesariamente llegan a tener los costos de mantenimiento más óptimos, debido a que carecen de un análisis cualitativo y cuantitativo que ayudará al planificador a tomar decisiones en la red y el efecto sobre la calidad de suministro que se puede brindar a los clientes, con respecto al mantenimiento en las redes baja tensión estos generalmente no están sujetos a un mantenimiento planificado por su alto costo, los trabajos a efectuarse son netamente correctivos, no es factible su optimización por tratarse de un mantenimiento no planificado.

Con la aplicación de la metodología propuesta, se diseña, prueba y aplica una plantilla de comportamiento de la red que permita modelar y simular los eventos de fallas y su incidencia con la frecuencia de mantenimiento, determinando los componentes críticos para los costos de explotación.

De los resultados obtenidos se puede evidenciar que esta metodología se aplica mejor a sistemas eléctricos de redes aéreas, debido a que la gran cantidad de fallas en las redes aéreas es más sensible a la cantidad de mantenimiento que se ejecuta.

Debemos indicar que una limitante del estudio es la información histórica de causas, localizaciones y alcance de las fallas, así como el historial de mantenimiento; normalmente en las empresas eléctricas es difícil de encontrar registros históricos de mantenimiento por equipos debido a la gran cantidad y variedad de equipos que se encuentran instalados, es por ello que el modelo obtenido es una aproximación a la situación real y que estará en función de la cantidad y calidad de información disponible, para nuestro caso ha considerado una información histórica de 03 años consecutivos.

CAPITULO 2

ÍNDICES DE CALIDAD DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO

En la actividad de distribución de energía eléctrica, la regulación implementada en la mayoría de los países, incluido el Perú, durante los últimos años se ha inclinado por una fijación de tarifas en el cual, el control de regulador no se realiza ya sobre las inversiones, sino sobre los resultados de la distribuidora. En este marco la distribuidora esta sujeta a la sanción o compensación a sus clientes, en el caso en los que el servicio brindado se encuentra por debajo de la calidad mínima establecida.

2.1 Calidad de Suministro Eléctrico

La calidad de suministro eléctrico se expresa en función de la continuidad del servicio eléctrico a los clientes es decir, de acuerdo a las interrupciones del servicio eléctrico, en la regulación peruana existen dos normas que tratan el tema de tolerancias y compensaciones, esta son la Ley de Concesiones eléctricas y la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE), siendo esta ultima la más importante en la materia.

Se considera como interrupción a toda falta de suministro eléctrico en un punto de entrega. Las interrupciones pueden ser causadas por la salida de los equipos del

distribuidor u otras instalaciones que lo alimentan y se producen por mantenimiento, por ampliaciones de la red, o por fallas de los mismos equipos e instalaciones.

La Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE), es la norma peruana que establece los estándares mínimos de calidad que las empresas de distribución eléctrica deben suministrar a sus usuarios.

La Norma fue promulgada en 1997 y se estableció una etapa de adecuación. A partir de octubre de 1999, se comenzó con las mediciones para la evaluación de la calidad y las penalidades han aumentado progresivamente hasta junio del 2003, fecha a partir de la cual las penalidades se aplican en su máximo valor.

La Norma se aplica en las localidades más importantes del país, alrededor de 2' 900, 235 suministros que representan un 80 % del total de usuarios del país.

La NTCSE define como interrupción a toda falta de suministros eléctrico en un punto de entrega (punto situado entre la red de la distribuidora y la acometida del usuario), con una duración mayor o igual a tres minutos.

Para la evaluación de la calidad de suministro, se toman en cuenta dos factores: La Frecuencia de Interrupciones y la duración de las mismas. Dependiendo del nivel de tensión y el lugar (en Lima metropolitana o provincias) de residencia del cliente, se

establece las tolerancias para estos dos aspectos. La evaluación se realiza semestralmente.

2.2 **La necesidad de un pronóstico de Calidad**

Las empresas distribuidoras necesitan contar con herramientas para el pronóstico de la calidad, de manera de evaluar a la hora de tomar una decisión sobre la red, el efecto de la misma sobre la calidad que se puede brindar.

La calidad de servicio que una red puede brindar ha venido siendo pronosticada por medio de usos de modelos de calculo que reproducen el funcionamiento de la red ante contingencias puntuales en los elementos que la componen y evalúan así la calidad resultante ante cada falla en forma individual, para finalmente consolidar los resultados obtenidos a nivel total o a nivel del cliente.

Estos resultados corresponden a un criterio de procesamiento de tipo determinístico, dado que cada elemento que la compone posee una determinada tasa de fallas.

2.3 **Frecuencia y Duración de Interrupciones**

Para evaluar la calidad de suministro, se toman en cuenta indicadores que miden el número de interrupciones, la duración de las mismas y la energía no suministrada a consecuencia de ellas.

Internacionalmente dos de los indicadores más conocidos para la evaluación de los indicadores son el CAIFI (Customer Average Interruption Frequency Index) y el CAIDI (Customer Average Interruption Duration Index), el primero de ellos es el promedio de interrupciones por usuario y el otro es la duración promedio de interrupciones por usuario.

En la NTCSE se especifican los siguientes indicadores de calidad para un periodo de control de un semestre, que serán materia de control y análisis en el estudio de confiabilidad que se va a desarrollar en este informe, estos indicadores son:

- Numero Total de Interrupciones por Cliente por Semestre (N), es el numero de eventos que afectan la continuidad del servicio mayores a tres minutos.
- Duración Total de Interrupciones por Cliente por Semestre (D), es la sumatoria ponderada de las duraciones de todas las interrupciones en el suministro eléctrico que afectan a los clientes mayores a tres minutos.

Se calcula con la siguiente formula:

$$D = \sum (K_i \times D_i)$$

Donde:

D_i : Duración individual

K_i : Factor de ponderación que depende del tipo de trabajo en caso de suspensión del servicio programado y sustentado ante el ente regulador.

$K_i = 0.25$, en caso de interrupciones programadas por expansión y refuerzo:

$K_i = 0.50$, en caso de interrupciones programadas por mantenimiento

$K_i = 1.00$, en otros casos de interrupciones.

2.4 **Tolerancias fijadas en la NTCSE**

Las tolerancias en los indicadores de Calidad de Suministro para clientes conectados en diferentes niveles de tensión son los siguientes:

Numero de Interrupciones por cliente (N)

- Clientes en media tensión 04 Interrupciones por semestre
- Clientes en baja tensión 06 Interrupciones por semestre

Duración Total ponderada de Interrupciones por cliente (N)

- Clientes en media tensión 07 horas por semestre
- Clientes en baja tensión 10 horas por semestre

Se aplican un incremento en estas tolerancias para los clientes de baja tensión en zonas urbano rurales de 50 % para el numero de interrupciones (N) y 100 % para la duración (D), en zonas rurales de 50 % para el numero de interrupciones (N) y 250 % para la duración (D).

2.5 Compensaciones por mala calidad de suministro fijada en la NTCSE

La distribuidora debe compensar a sus clientes por aquellos suministros en los que se haya comprobado, que la calidad de servicio esta por encima de las tolerancias fijadas en la norma, fijándose un pago de compensación que se calcula en forma semestral en función de la energía teóricamente No Suministrada (ENS), el numero de interrupciones por cliente (N) y la duración total acumulada de interrupciones (D), de acuerdo a las siguientes formulas:

$$\text{Compensación por interrupciones} = e * E * \text{ENS}$$

Donde:

e: Factor de compensación unitaria por mala calidad, cuyos valores son:

$$\text{Primera Etapa de la Norma} = 0.00 \text{ U\$ / kWh}$$

$$\text{Segunda Etapa de la Norma} = 0.05 \text{ U\$ / kWh}$$

$$\text{Tercera Etapa de la Norma} = 0.35 \text{ U\$ / kWh}$$

E: Es el factor que toma en consideración la magnitud de los indicadores de calidad de suministro y esta definido de la siguiente manera:

$$E = [1 + (N - N') / N' + (D - D') / D']$$

Las cantidades sin apostrofe representan los valores obtenidos y las que llevan apostrofe los valores de tolerancia de la NTCSE, en esta expresión compuesta de tres sumandos, se considera el segundo y el tercer sumando siempre en cuando cualquiera de los dos resulte un valor positivo (ósea superior a la tolerancia establecida), de lo contrario se asigna un valor cero a \bar{E} en caso de que los dos sumandos resulten un valor negativo (ósea inferiores a la tolerancia establecida)

ENS: Es la energía teóricamente no suministrada a un cliente determinado, se calcula de la siguiente manera:

$$ENS = ERS / [NHS - \sum Di] * D \text{ (Expresada en kWh)}$$

Donde:

ERS: Es la energía registrada en el semestre

NHS: Es el número de horas del semestre

$\sum Di$: Es la duración real de las interrupciones ocurridas en el semestre

D: Es la duración acumulada ponderada de las interrupciones ocurridas en el semestre

2.6 **Control en la calidad de suministro**

Se debe evaluar la calidad de suministro para todo punto de entrega, debiendo registrarse en una base de datos, toda falta del suministro eléctrico cuya causa sea

conocida y desconocida por el cliente. La duración se calcula desde el momento de la interrupción hasta el restablecimiento del suministro de manera estable. Las compensaciones en todo caso se calculan para cada cliente que ha superado las tolerancias de la NTCSE.

CAPITULO 3

TEORÍA DE CONFIABILIDAD EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA

El proceso de fallas se puede modelar, para entenderlo mejor, por medio del concepto de la confiabilidad que es la “Probabilidad de que un equipo o sistema que está operando termine su misión sin fallar”. Midiendo la confiabilidad esperada podremos decidir si ella está de acuerdo con las necesidades del negocio o si deberá ser mejorada para asegurar la continuidad de marcha de la instalación. La confiabilidad es uno de los factores que constituyen la disponibilidad, que ayuda a explicar mejor el funcionamiento de los equipos. Dos equipos pueden tener la misma disponibilidad y uno puede tener muchas fallas de poca duración pero que dañan a la producción, y el otro sufrir pocas fallas de más larga duración con menos efectos sobre la producción. La diferencia la explica la confiabilidad.

Por diversos motivos, los componentes de un sistema eléctrico se ven sometidos a fallas, o interrupciones del servicio, que en mayoría de los casos afecta la continuidad del servicio eléctrico. El objetivo de la evaluación de la confiabilidad de una red eléctrica de distribución es determinar índices que reflejen la calidad de servicio que presenta un sistema para el consumidor o usuario final, estos indicadores ya se mencionaron en el capítulo anterior, son los siguientes:

- Frecuencia de interrupción promedio por cliente (FIC)

➤ Tiempo de interrupción promedio por cliente (TIC)

Para medir la confiabilidad de un equipo o sistema en general, resulta en la mayoría de los casos más llamativo analizarlo considerando una propiedad cualitativa mas que cuantitativa, dado que puede ser interesante saber cual es la capacidad de realizar una tarea especifica. Sin embargo si nos referimos a una practica de ingeniería, resulta más atractivo disponer de índices cuantitativos y no cualitativos, sobre todo si esto concierne a la toma de decisiones para el diseño o funcionamiento de las redes.

A continuación se describirán, en forma muy breve algunas técnicas de modelación que se han desarrollado para la evaluación de la confiabilidad, estos métodos permiten predecir índices de comportamiento para el futuro.

Existen dos clases de métodos para evaluar la confiabilidad: Los métodos de simulación y los métodos de análisis. De los métodos de simulación, el mas conocido es el de Monte Carlo y, entre los métodos de análisis, se tiene el método de procesos continuos de Markov.

El método de Monte Carlo consiste en la simulación de una gran cantidad de situaciones, generadas en forma aleatoria y simularla, en donde los valores de los índices de confiabilidad finalmente encontrados van a corresponder a los momentos de las distribuciones de probabilidad. Este método al correr de los años ha quedado atrás y se tiene preferencia por los métodos de análisis, dado que es mucho fácil su manejo.

3.1 Método de Markov

La mayoría de los métodos analíticos para el análisis de la confiabilidad están basados en los procesos continuos de Markov, por lo tanto se presenta un breve resumen de los conceptos más importantes relacionados a esta técnica.

Un sistema de distribución eléctrica, se considera como un sistema reparable, es decir, que al fallar un elemento, este es reemplazado o reparado, dependiendo de la naturaleza del elemento en cuestión. De esta manera se restablece la condición de operación normal del sistema, o parte de la red afectada. así entonces, el sistema es continuo en el tiempo, en estados discretos finitos, ajustándose muy bien a una representación por medio de procesos continuos de Markov.

De lo mencionado anteriormente, para determinar la probabilidad de residencia en un estado, consideramos el análisis para un sistema con un único elemento reparable, en el cual el sistema va ha tener dos estados, uno de operación y otro de falla. Entre estos estados se definen tasas de transición de uno a otro, estas son: tasa de falla (λ) expresada en fallas / unidad de tiempo y tasas reparación (μ) en 1/ horas

Además, si las tasas de transición son constantes con el tiempo este proceso se conocerá como proceso continuo de Markov. Esto quiere decir que la probabilidad de que un estado pase al otro, es independiente del tiempo que este se encuentre en el otro estado. Esto se aplica al sistema de distribución eléctrico con bastante

aproximación, debido a que el sistema normalmente se encuentra con equipos o instalaciones en un periodo de vida útil, donde la tasa de falla se vuelve aproximadamente constante, después de haber pasado sobre el periodo de muerte infantil, donde la tasa de fallas es mayor, igual que al final de la vida del sistema, periodo de envejecimiento

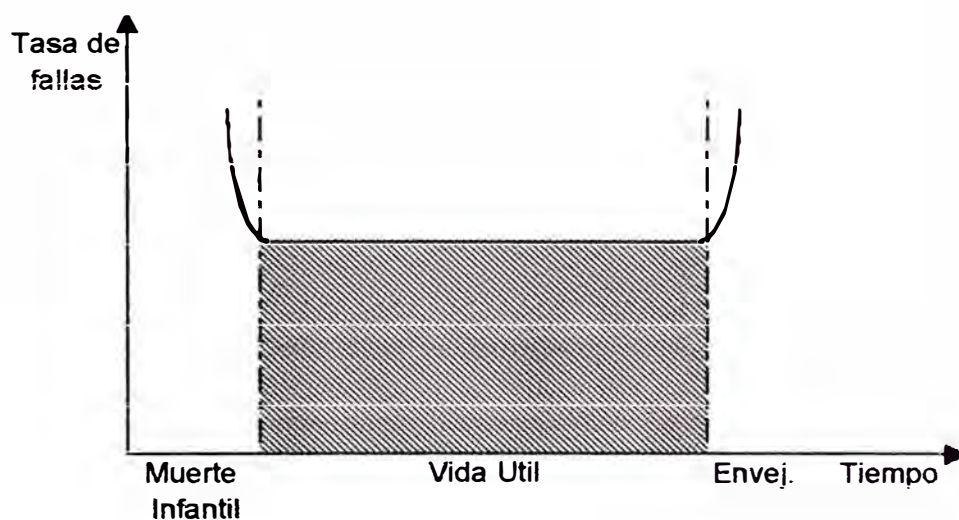
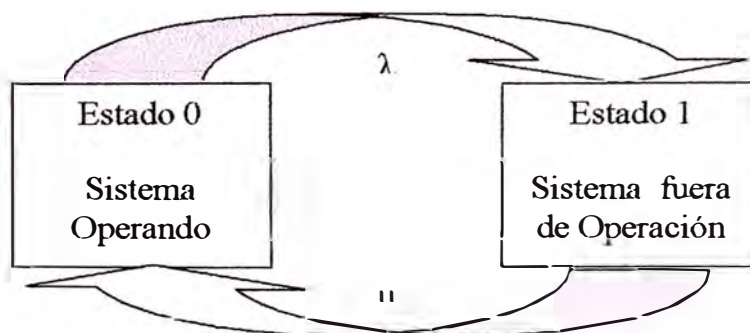


Figura 1: Tasa de fallas a lo largo del tiempo

Sea $P_0(t)$ y $P_1(t)$, las probabilidades de que el sistema con el único elemento este operando o que este fuera de operación respectivamente, en un tiempo cualquiera, caracterizado por una tasa de fallas λ y una tasa de reparación μ .



Considerando un diferencial de tiempo dt para el esquema anterior, en el cual la probabilidad de ocurrencia de los dos estados es $P_0(t+dt)$ y $P_1(t+dt)$, siendo nula la probabilidad de ocurrencia de dos o más eventos.

De esta manera se tiene:

En estado operando

$$P_0(t+dt) = P_0(t)(1 - \lambda dt) + P_1(t) \mu dt$$

En estado fuera de operación

$$P_1(t+dt) = P_0(t) \lambda dt + P_1(t)(1 - \mu dt)$$

O bien,

$$P_0(t+dt) - P_0(t) = -P_0(t) \lambda dt + P_1(t) \mu dt$$

$$P_1(t+dt) - P_1(t) = P_0(t) \lambda dt - P_1(t) \mu dt$$

Dividiendo por dt :

$$\frac{P_0(t+dt) - P_0(t)}{dt} = -P_0(t) \lambda + P_1(t) \mu$$

$$\frac{P1(t+dt) - P1(t)}{dt} = P0(t) \lambda - P1(t) \mu$$

Si dt tiende a cero, las ecuaciones corresponden exactamente a la definición de derivadas, por lo tanto:

$$P0'(t) = -P0(t) \lambda + P1(t) \mu$$

$$P1'(t) = P0(t) \lambda - P1(t) \mu$$

Estas expresiones representan un sistema de dos ecuaciones diferenciales lineales con coeficientes constantes λ y μ . Resolviendo se obtiene:

$$P0(t) = \frac{\mu}{\lambda + \mu} \{ P0(0) + P1(0) \} + \frac{e^{-(\lambda + \mu)t}}{\lambda + \mu} \{ \lambda P0(0) - \mu P1(0) \}$$

$$P1(t) = \frac{\lambda}{\lambda + \mu} \{ P0(0) + P1(0) \} + \frac{e^{-(\lambda + \mu)t}}{\lambda + \mu} \{ \mu P0(0) - \lambda P1(0) \}$$

En donde $P0(0)$ y $P1(0)$ corresponden a condiciones iniciales. Además se tiene que:

$$P0(0) + P1(0) = 1$$

Si consideramos que el inicio es cuando el sistema esta operando, se tiene que $P0(0) = 1$, $P1(0) = 0$, reemplazando obtenemos:

$$P_0(t) = \frac{\mu}{\lambda + \mu} + \frac{\lambda e^{-(\lambda + \mu)t}}{\lambda + \mu}$$

$$P_1(t) = \frac{\lambda}{\lambda + \mu} + \frac{\mu e^{-(\lambda + \mu)t}}{\lambda + \mu}$$

Cuando el tiempo tiende a estado infinito, se tendrá las probabilidades de estado estacionario, que son resultados de interés en los estudios de confiabilidad

$$P_0(t) = \frac{\mu}{\lambda + \mu} \dots\dots (1)$$

$$P_1(t) = \frac{\lambda}{\lambda + \mu} \dots\dots(2)$$

Las ecuaciones (1) y (2) permiten calcular la probabilidad de residencia en el estado de operación y en el de falla, de un sistema modelado con un único elemento, pero si queremos hacer la evaluación para un sistema real de “n “ componentes, resultaría 2n ecuaciones para resolver, resultando un método poco atractivo por la dificultad de análisis.

En resumen podemos indicar que el método de Markov, se puede utilizar en los sistemas de distribución, ya que es posible modelarlo en dos estados, disponible o averiado, y funcionando continuamente en el tiempo.

3.2 técnica de frecuencia y duración

Como nos interesa determinar los índices de confiabilidad, para disponer de información cuantitativa, que nos refleje el comportamiento de los índices de calidad

de servicio que se entrega a los usuarios, resultaría más atractivo determinar los índices de frecuencia y duración de interrupciones del servicio, en lugar de una probabilidad, para ello se debe aplicar la Técnica de frecuencia y duración, con el estudio de tipos de falla y análisis de sus efectos en el resto del sistema, son métodos aproximados ampliamente utilizados.

Introducimos dos parámetros de confiabilidad tales como la frecuencia de encontrarse en un estado determinado y la duración promedio de residencia en dicho estado, estos parámetros entregan mucha mas información que una simple probabilidad, puesto que en el caso de los clientes o de la empresa concesionario prestadora del servicio, le interesa conocer la cantidad de veces que será afectado el suministro eléctrico y cuanto puede durar esta fallas del servicio

Como punto de partida se aplicará las ecuaciones de probabilidades determinadas en el método de Markov.

Sin consideramos que:

$m = 1 / \lambda$: Tiempo promedio de operación de un equipo

$r = 1 / \mu$: Tiempo promedio de reparación de un equipo

entonces en las ecuaciones determinadas en el método de Markov:

$$P_0 = m / m + r,$$

$$P_1 = r / m + r$$

Ahora definimos el tiempo transcurrido entre dos fallas MTBF, como la suma del tiempo medio de reparación y el tiempo medio de operación.

$$\text{MTBF} = m + r, \quad \text{MTBF} = 1/f$$

Entonces se obtiene:

$$P_0 = f/\lambda, \quad P_1 = f/\mu$$

Del cual se deduce: $f = P_0 * \lambda$

Donde f es la frecuencia de estado, lo que quiere decir es que la frecuencia de un estado determinado esta dado por la probabilidad de encontrarse en el estado, por la tasa de transición de dicho estado.

La duración media de cada uno de los estados se puede deducir como la relación entre la probabilidad de encontrarse en el estado y la frecuencia del estado

$$m_c = P_0 / f_0$$

En resumen, esta técnica se puede describir en tres pasos:

- Evaluar las probabilidades del método de Markov
- Evaluar las frecuencias de estado (técnica de frecuencia y duración)

- Evaluar la duración media de cada estado (técnica de frecuencia y duración)

3.3 Método de cortes y sistemas

Una metodología muy utilizada en los procesos de evaluación de la confiabilidad de las redes eléctricas, es la aplicación de los conjuntos de corte, y se utilizan para determinar los índices de confiabilidad: frecuencia y duración de fallas

Si utilizamos como criterio de éxito la continuidad de servicio para los puntos de interés, se dice que un sistema está conectado si existe un camino entre la fuente y cada uno de los elementos que componen dicho sistema

El método de los conjuntos de corte, en esencia hace una representación serie paralelo de la red bajo estudio, la cual puede tener cualquier configuración, un conjunto de corte es un grupo de elementos que al ser retirados del sistema (red eléctrica) produce su partición.

El método de cortes es una aproximación generalmente válida atendiendo a la alta disponibilidad normalmente asociada a los componentes de un sistema eléctrico. Si fallan todos los elementos de un conjunto, el sistema fallará, sin importar el resto de elementos del sistema. Un sistema puede tener un gran número de conjuntos de corte y un componente en particular pertenecer a más de uno de ellos.

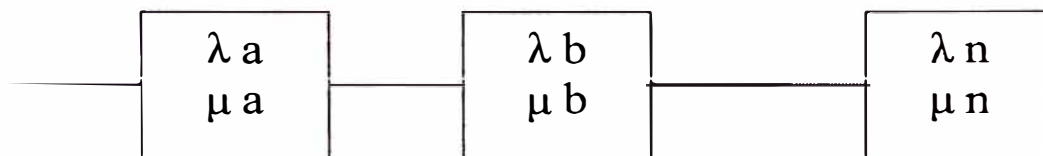
Para la utilización de este método, lo primero que hay que hacer es determinar los conjuntos de cortes mínimos del sistema, seguido por el análisis de las

contribuciones de cada uno de estos cortes tiene sobre los índices de confiabilidad del punto de análisis (carga) empleando para ello ecuaciones que dependerán del evento que produce la falla

Para este método se establecen matrices de comportamiento del sistema en caso de fallas, este determinara el comportamiento de los demás elementos del sistema.

3.4 Sistema Serie

Si el sistema evaluado esta en serie (es el caso de los sistemas eléctricos radiales) desde el punto de vista de la confiabilidad, todos los estados deben estar en estado disponible para que el sistema también lo este, ósea los componentes son independientes. Se puede representar el conjunto de los elementos que componen el sistema por un único sistema con sus dos estados y tasas de transición de un estado a otro.



En el caso de sistema "S" compuesto por dos componentes "a" y "b", la probabilidad que el sistema este disponible es el producto de la probabilidad de estar disponible cada componente.

$$Po^s = Po^a * Po^b$$

Si reemplazamos en las ecuaciones de Markov obtenemos:

$$P_0^s = \frac{\mu_s}{\mu_s + \lambda_s} = \frac{\mu_a * \mu_b}{(\mu_a + \lambda_a) * (\mu_b + \lambda_b)}$$

Como en un sistema serie, la tasa de falla del sistema es la suma de la tasa de falla de cada uno de los componentes, si falla cualquiera de ellos el sistema falla.

$$\lambda_s = \lambda_a + \lambda_b$$

Se puede obtener la tasa de reparación y por consiguiente el tiempo de reparación.

$$\mu_s = \frac{\mu_a * \mu_b * (\mu_a + \lambda_a)}{\lambda_a * \mu_b + \lambda_b * \mu_a + \lambda_a * \lambda_b}$$

$$r_s = 1 / \mu_s = \frac{r_a \lambda_a + r_b \lambda_b + r_a r_b \lambda_a \lambda_b}{\lambda_a + \lambda_b}$$

Si en los sistemas reales, la tasa de fallas de los componentes es muy baja y el tiempo de reparación es corto, respecto al tiempo de funcionamiento correcto, se puede considerar:

$$r_a r_b \lambda_a \lambda_b \lll r_a \lambda_a$$

$$r_a r_b \lambda_a \lambda_b \ll r_b \lambda_b$$

Por consiguiente:

$$r_s = 1/\mu_s = \frac{r_a \lambda_a + r_b \lambda_b}{\lambda_a + \lambda_b}$$

3.5 Índices de confiabilidad de un sistema

En las ecuaciones anteriores se ha deducido, los índices de confiabilidad para un sistema con dos elementos, para un sistema con “n” elementos la tasa de fallas y el tiempo de reparación será:

$$\lambda_s = \sum_{i=1}^n \lambda_i$$

Donde:

λ_s : Tasa de fallas del sistema, fallas / tiempo

λ_i : Tasa de fallas del componente i, fallas / tiempo

n : Cantidad de elementos considerados en el modelamiento de la red

$$r_s = \frac{\sum_{i=1}^n \lambda_i * r_i}{\lambda_s}$$

Donde:

r_s : Tiempo de reparación del sistema, horas

r_i : Tiempo de reparación del componente i , horas

n : Cantidad de elementos considerados en el modelamiento de la red

La indisponibilidad U_s (horas / año) del sistema es igual al producto de la frecuencia de fallas por el tiempo de reparación, para determinar la indisponibilidad debemos considerar que el tiempo medio de reparación (r) es muy inferior al tiempo medio de operación (m), es el caso de las redes eléctricas en el cual el tiempo de reparación de sus componentes son cortos, entonces el tiempo medio entre fallas (MTBF) se aproxima al tiempo medio de operación. Eso quiere decir, que la tasa de fallas del sistema es equivalente a la frecuencia de fallas

La inversa del MTBF es igual a la frecuencia f_s de ocurrencia de fallas.

$$\text{MTBF} = r_s + m = 1 / f_s$$

En los sistemas de distribución eléctrica f_s es por lo tanto el número de interrupciones:

$$1 / f_s = \text{MTBF} \approx 1 / \lambda_s, \text{ entonces } f_s \approx \lambda_s$$

Se puede, por tanto, aproximar el producto de la tasa de fallas por el tiempo medio de reparación.

$$U_s = f_s * r_s \approx \lambda_s * r_s$$

Los tres índices básicos de confiabilidad de un sistema de distribución eléctrica, en función de los índices básicos de confiabilidad de sus componentes, queda por tanto como sigue:

$$\lambda_s = \sum_{i=1}^n \lambda_i$$

$$r_s = \sum_{i=1}^n \lambda_i * r_i / \lambda_s$$

$$U_s = \sum_{i=1}^n \lambda_i * r_i$$

3.6 Función de Distribución de Weibull

Si lo que buscamos es describir la relación entre la confiabilidad y el tiempo de aparición de las fallas expresado por la tasa de fallas, la función de distribución de Weibull es uno de los modelos que más se ha trabajado y se viene empleando en diversos campos de la ingeniería.

A diferencia de otro tipo de distribución probabilísticas es la distribución de Weibull la que tiene la ventaja de proporcionar un análisis de falla y predicción de riesgos muy precisas, sin importar el número de datos recolectados.

Emplearemos la función de densidad de probabilidad Weibull de tres parámetros, dada por la siguiente expresión:

$$F(t) = 1 - \exp\left(-\left(\frac{t - \gamma}{\eta}\right)^\beta\right) \quad \eta = (\theta \quad \gamma)$$

Donde:

β : Es definido como el parámetro de envejecimiento forma o geométrico.

Si $\beta < 1$, Indica una mortalidad infantil

Si $\beta = 1$, Indica una falla con distribución aleatoria

Si $\beta > 1$, Indica fallas por envejecimiento

η : Parámetro de localización, es el valor garantizado de t ($\eta \geq 0$).

γ : Es un parámetro de localización, reemplaza al parámetro θ por su valor a partir del valor garantizado ($\gamma \geq 0$).

θ : Es un parámetro de escala que tiene influencia en la media y en la desviación también conocido como “vida característica”, expresado en unidades de tiempo; si esta se incrementa, la confiabilidad también lo hace y la pendiente de la tasa de fallas decrece.

En la función de Weibull el 63.2 % de las fallas han ocurrido cuando $t = \theta$.

La tasa de fallas viene dada por la siguiente expresión, dado que esta es la probabilidad condicional de que ocurra una falla en el intervalo de tiempo comprendido entre un diferencial de tiempo entre t y $t+dt$.

$$f(t) = \left(\frac{t - \gamma}{\eta}\right)^{\beta-1} \exp\left(-\left(\frac{t - \gamma}{\eta}\right)^\beta\right)$$

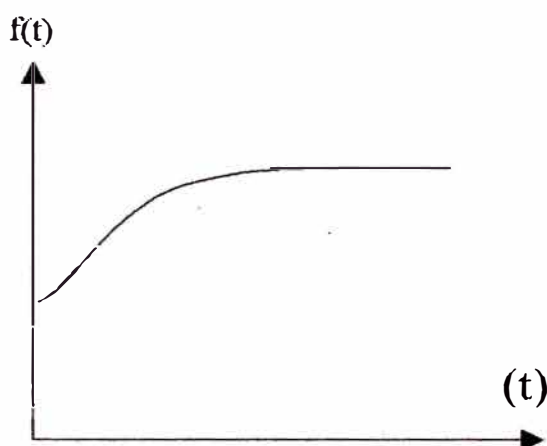


Figura 2: Fallas acumulativas a lo largo del tiempo

La función acumulativa de probabilidad de falla y la confiabilidad, viene dado por:

$$F(t) = \int_0^t f(t') dt'$$

$$R(t) = 1 - F(t)$$

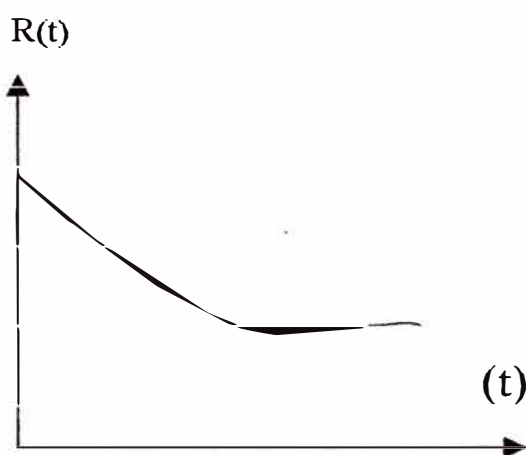


Figura 3: Función de confiabilidad

Podemos calcular los parámetros γ , η y β de la función de distribución de Weibull utilizando un método de aproximación y ajuste en forma gráfica de la curva de Weibull a la curva $F(t)$ de datos recolectados de las fallas acumulativas en determinados periodos, usamos la expresión de Weibull en una planilla de datos históricos de fallas realizando los ajustes utilizando las bondades del programa Excel para determinar los parámetros de esta función, este método de cálculo se detallará en el capítulo siguiente.

Una vez determinado los parámetros de la función de Weibull, se debe calcular el valor esperado del tiempo entre falla conocido como el MTBF, uno de los métodos para obtener este valor es emplear la función matemática Gamma, recurriendo a una tabla de integrales indefinidas, se emplea la siguiente formula:

$$MTBF = \gamma + (\eta) \Gamma \left(1 + \frac{1}{\beta} \right)$$

La función Γ Gamma se puede hallar en tablas estadísticas.

Con el valor de MTBF, se calcula la frecuencia de falla de acuerdo a la fórmula indicada anteriormente:

$$f_s = 1 / MTBF$$

Donde:

f_s : Frecuencia de falla en un periodo de tiempo

El valor de f_s hallado que servirá para el análisis del mantenimiento, esto se explicará con mayor detalle en el siguiente capítulo.

CAPITULO 4

METODOLOGÍA PARA LA EVALUACIÓN DE INDICES DE CONFIABILIDAD E INDICES DE CALIDAD DE SERVICIO

La aplicación de la presente metodología tiene por alcance a los sistemas eléctricos de distribución de media tensión que operan en forma radial, estos se caracterizan por tener disponibilidad de circuitos auxiliares que normalmente se encuentran abiertos, permitiendo a través de estos circuitos hacer transferencia de carga a otros circuitos en caso de falla o de mantenimiento programado.

En el desarrollo de este trabajo se tiene las siguientes consideraciones:

- Redes de distribución de media tensión con neutro aislado que operan radialmente.
- Circuitos o tramos que pueden alimentarse a través de circuitos auxiliares, desde mas de un punto de conexión en caso de fallas, manteniendo su condición de radialidad en la operación de la red. En caso de transferencia de carga se debe analizar la posibilidad de caída de tensión y sobrecarga por emergencia de algunos tramos, no sobrepasando valores admisibles.
- Los tipos de falla que simularemos requieren la operación confiable de algún dispositivo de protección tanto para cortocircuitos como para fallas a tierra.

Para realizar la evaluación de los parámetros de confiabilidad, se empleará una mezcla de los métodos y técnicas descritas en el capítulo anterior, el sistema a tratar será un sistema en serie desde el punto de vista de la confiabilidad y la posibilidad de realizar cortes a subsistemas que ofrece el sistema de distribución eléctrica.

4.1 Modelamiento de la red eléctrica en tramos

La red se modelará a través de tramos que contienen todos los componentes de la red de media tensión, estos tramos se encuentran separados unos de otros por medio de equipos de protección y / o maniobras, dado que en condiciones de contingencia, los clientes que se encuentran conectados en estos tramos sufrirán el corte del suministro debido a la actuación del mismo equipo de protección ante la perturbación por falla o por interrupciones programadas, estableciéndose una correlación entre el tramo afectado del alimentador y las interrupciones del servicio al cliente.

Para iniciar el estudio consideramos los siguientes elementos componentes de la red, descritos en la tabla N° 1 y los cuales son objetos del mantenimiento.

Tabla N° 1: Componentes de la red eléctrica

COMPONENTES DE LA RED MT	DESCRIPCIÓN
Redes Aéreas (RA)	Conductores aéreos, postes, ménsulas, aisladores y herrajes, equipos de protección y maniobra de uso exterior.
Subestaciones de Distribución tipo Aérea (SA)	Transformador, poste, soporte y seccionador fusible tipo Cut Out.
Redes Subterráneas (RS)	Terminales interiores y exteriores de cables.
Subestaciones de Distribución tipo Convencionales o Casetas (SN)	Celdas, barras, aisladores interiores, transformador MT/BT, y equipos de protección y maniobra.
Subestación de Distribución tipo Compacta (SC)	Conectores de codo y la unidad de transformación compacta

Los datos que se requieren para el desarrollo del modelo de la red son los siguientes:

- Base de datos del inventario del tramo de la red, debe contener la siguiente información:
 - Equipo de protección / maniobra
 - Longitud de redes aéreas MT km
 - Longitud de redes subterráneas MT km
 - Cantidad y tipo de subestaciones de distribución SED (Convencionales, aéreas y compactas)

- Base de datos comerciales de las subestación de distribución que conforman cada tramo, esta información debe incluir lo siguiente:
 - Consumo de energía (kWH)
 - Potencia instalada (kVA)
 - Cantidad de clientes BT

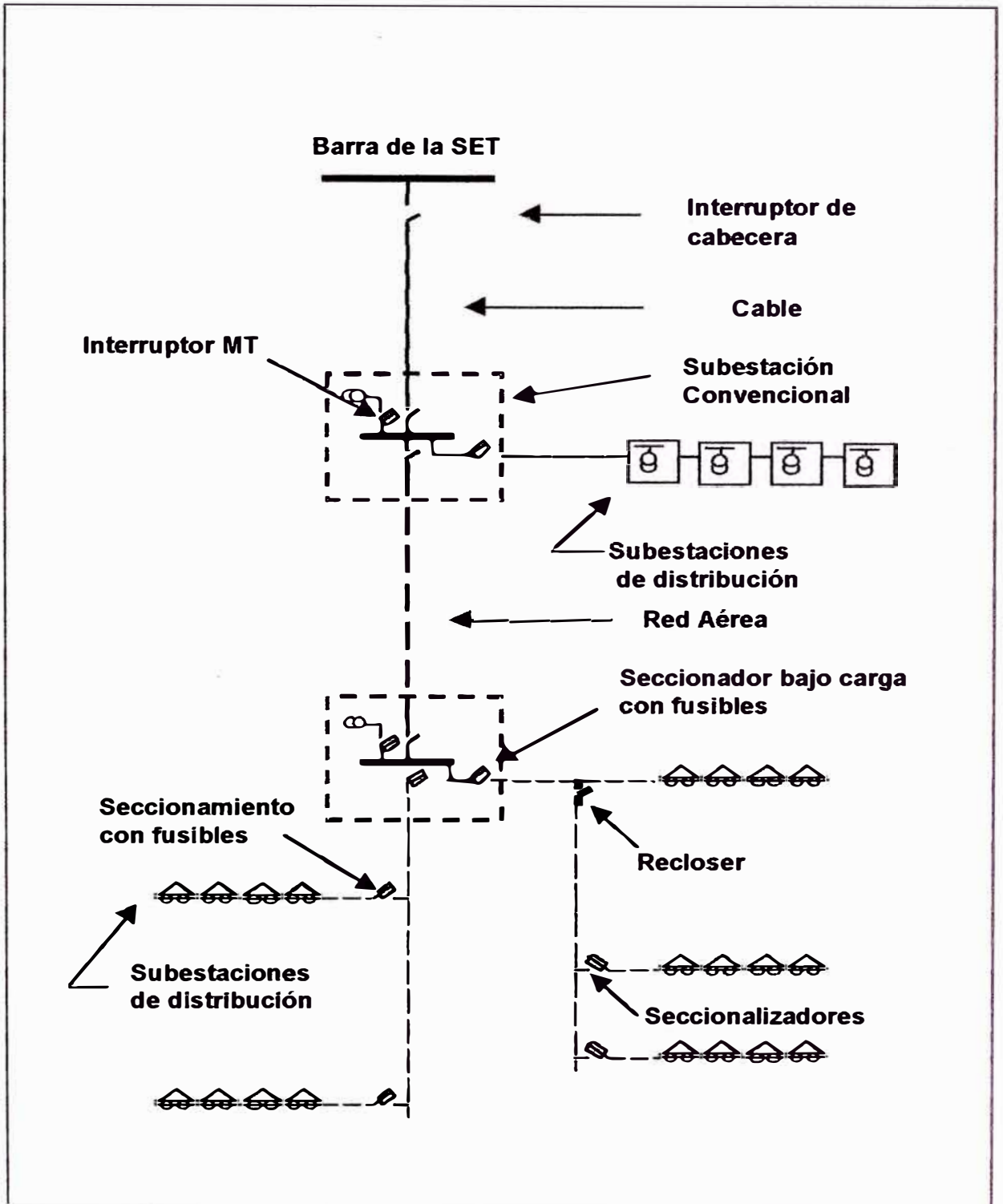
- Cantidad de clientes MT
- Estados de carga y mediciones de corriente en la salida y/ o tramos de estudio.
- Potencia de transformación instalada
- Diagramas Unifilares de la red de estudio

Todos los tramos de los alimentadores deben iniciarse en un equipo de protección o maniobra, los equipos que se incluyen en el modelamiento de la red son los siguientes:

- Interruptores de potencia con relés de protección homopolar y sobrecorriente.
- Interruptores de potencia con relés de protección de sobrecorriente.
- Seccionadores de potencia bajo carga con fusibles.
- Seccionadores de potencia bajo carga con fusibles de protección y relé de protección homopolar.
- Reconectores (Recloser's) con relés de protección homopolar y sobrecorriente.
- Seccionadores fusibles aéreos tipo Cut Out's.

Cada uno de estos elementos tiene una forma de operación distinta, dependiendo de la forma de operación, la respuesta ante fallas, si provee o no de selectividad al sistema, estas características definirán el comportamiento de los sistemas ante las fallas que se generan.

ESQUEMA UNIFILAR TIPICO DE UNA RED DE MEDIA TENSIÓN



Para tener mayor aproximación del comportamiento real de cada tramo, debemos considerar que las subestaciones de distribución componentes de cada tramo seleccionado, en lo posible deben tener un rendimiento histórico de frecuencia y duración similares en los últimos años, este desempeño de las redes en lo referente a interrupciones y su duración se puede verificar debido a que cada empresa esta obligada a llevar este registro por exigencia de la NTCSE.

4.2 Características de los componentes de los tramos y su incidencia en los indicadores de confiabilidad

Cada componente en el modelo de red estará caracterizado por sus propios parámetros de tasa de fallas (λ) y tiempos de interrupción (r). En caso de suponerse equipos de alta confiabilidad debe considerar a dicho elemento una tasa de fallas igual a cero.

4.2.1 Tasa de fallas (λ): Para un tramo, equipo o subestación considerada en el modelo, la tasa de fallas debe indicar las veces que, en promedio dicho elemento se ve sometido a alguna condición de falla que implica la operación de algún equipo de protección.

Para determinar la incidencia de este parámetro en el análisis del mantenimiento sobre los componentes de la red, es necesario cuantificar la tasa de fallas que se originan por responsabilidad de mantenimiento y las que se originan por condiciones anormales de operación o por causas externas imprevisibles, aquellas que se originan por responsabilidad atribuible a la falta de mantenimiento las denominaremos tasa de fallas previsibles y en el

segundo caso falla imprevisibles, la suma de ambas tasas dará como resultado la tasa de fallas total del componente.

Para calcular la tasa de fallas de cada componente se puede optar por los siguientes métodos:

- A través del historial de fallas por cada tramo del modelo, en este caso debemos disponer de información que tenga registrado la localización, causa y alcance de las fallas, se asignará el valor promedio de tasa de fallas que se localizaron en el tramo y que han tenido un mayor alcance de acuerdo al desempeño de las redes, las causas nos ayudaran a determinar si fueron fallas previsibles o imprevisibles atribuibles a mantenimiento.
- Mediante la estimación, en este caso se consideran ratios de tasa de fallas de todo sistema, estimándose para cada tramo en forma proporcional de acuerdo a la cantidad de sus componentes, se utilizará las siguiente expresiones:

A) Para redes aéreas y redes subterráneas:

$$b = m / (L * T)$$

Donde:

m: Cantidad de fallas del sistema eléctrico en un periodo de estudio

L: Longitud de la línea de la red expuesta a falla

T: Periodo de estudio (años)

Obtenemos:

$$\lambda = b * l$$

Donde:

l: Longitud del tramo en interés

B) Para Subestaciones de Distribución SED's y otros elementos individuales como transformadores, interruptores, seccionadores, etc., se tiene la siguiente expresión:

$$b = m / (n * T), \quad \lambda = b * N$$

Donde:

m: Cantidad de fallas en un periodo de estudio

n: Cantidad total de elementos expuesto a falla

T: Periodo de estudio (años)

N: Cantidad elementos del tramo en interés

Luego de determinar la tasa de fallas de cada componente, se determina la tasa de fallas del tramo, para esto se aplica la fórmula de tasa de falla en sistemas del capítulo 3.

$$\lambda_s = \sum_{i=1}^n \lambda_i$$

En donde:

λ_s : Tasa de fallas del tramo, fallas / tiempo

λ_i : Tasa de fallas del componente i , fallas / tiempo

4.2.2 Tiempos de Interrupción (T)

El tiempo de interrupción de un tramo está dado por la suma de los tiempos que demandan los trabajos para restablecer el servicio.

A continuación definimos los tiempos promedios siguientes:

➤ Tiempo promedio de arribo (T_a)

Es el lapso desde que se tiene conocimiento de la interrupción hasta que la llegada de la cuadrilla al punto donde abrió el equipo de protección.

$T_a =$ Tiempo de despacho + tiempo de traslado al punto de interrupción

➤ Tiempo promedio de localización. (T_l)

Es el tiempo que tarda la localización precisa de la falla, comprende inspecciones y pruebas. Es recomendable distinguir para el caso aéreo y subterráneo. Para el caso aéreo lo que predomina es el tiempo de inspección mientras que en el subterráneo son las pruebas del cable.

➤ **Tiempo promedio de reinserción (T_{re})**

Es el tiempo para restablecer el servicio desde el circuito original.

Por ejemplo, una vez localizado el tramo fallado, es posible reinsertar algunos tramos al mismo alimentador, o transferirlos a otros alimentadores.

El tiempo promedio de reinserción se supone menor al tiempo promedio de transferencia, porque los tramos interrumpidos se reinsertan a un solo punto (circuito original), mientras el traspaso de los tramos puede ser a varios circuitos.

➤ **Tiempo promedio de transferencia (T_{tra})**

Tiempo en que se ejecutan las maniobras para traspasar la carga a otros circuitos.

➤ **Tiempo de reparación (T_{rep})**

Es el tiempo que demanda los trabajos de reparación o cambio del elemento fallado.

Nota: Para simplificar la evaluación se asume que estos tiempos promedios son independientes de la longitud o del número de tramos del circuito.

Para determinar este parámetro, se deben emplear fuentes de información histórica de las interrupciones en donde se informa los tiempos de atención de emergencias y reparación de averías, así como el alcance y la localización de las fallas, con esta

información estadística se obtendrá los valores promedios de tiempos de reparación por cada componente.

Para la evaluación de la confiabilidad a través del modelamiento de la red, se debe considerar que el tramo esta conformado por un conjunto de componentes, los cuales tienen una tasa de falla y tiempo de reparación promedio característico, debemos calcular para cada tramo la tasa de fallas y tiempos de reparación resultantes por la incidencia de todos sus componentes, para esto aplicamos las formulas descritas en el capitulo 3 para hallar los índices de confiabilidad en sistemas.

$$r_s = \sum_{i=1}^n \lambda_i * r_i / \lambda_s$$

En donde:

λ_s : Tasa de fallas del tramo, fallas / tiempo

λ_i : Tasa de fallas del componente i, fallas / tiempo

r_s : Tiempo de reparación del sistema, horas

r_i : Tiempo de reparación del componente i, horas

n : Numero de componentes del tramo

4.3 Clasificación de estados de los tramos

El estado en la red modelada, define el comportamiento de cada tramo de un estado operativo o fuera de operación ante la ocurrencia de una interrupción en el mismo

tramo o en otro del sistema, los estados afectarán en menor o mayor medida la frecuencia y el tiempo de indisponibilidad de cada tramo. Uno de los factores fundamentales para determinar un estado del tramo en un sistema eléctrico, es la confiabilidad y selectividad de los equipos de protección eléctrica ante un tipo falla, los equipos de protección aislarán en caso de falla el tramo con defecto y minimizando la afectación de otros tramos que continuarán con su normal funcionamiento; otro aspecto importante es la topología misma de la red para disponer de circuitos auxiliares o de respaldo para transferencias de carga y liberación de tramos fallados, esto determinará el tiempo de reparación de la falla y los tiempos de restablecimiento del servicio en los otros tramos afectados.

A continuación se describe la clasificación de los estados para los clientes asociados al tramo j , en caso de falla del tramo i :

➤ **Estado Normal (N)**

Cuando los clientes del tramo j no se ven afectados por la falla en el tramo i .

El tiempo de interrupción y la cantidad de interrupciones es cero.

➤ **Estado Reinsertado (R)**

Cuando se normaliza el servicio a los clientes del tramo j , después de aislar y antes de reparar el tramo fallado i .

Los tiempos de interrupción que se dan en secuencia son:

- Tiempo promedio de llegada (T_a).

- Tiempo promedio de localización (Tl)
- Tiempo promedio de reinserción (Tre)

La cantidad de interrupciones que afecta a los clientes es igual 1

➤ **Estado Transferible (T)**

Cuando se realiza una maniobra de traspaso de carga a otros circuitos, para normalizar el servicio a los clientes del tramo j antes de reparar el elemento fallado del tramo i.

Los tiempos de interrupción que se dan en secuencia son:

- Tiempo promedio de llegada (Ta).
- Tiempo promedio de localización (Tl)
- Tiempo promedio de transferencia (Ttra)
- Tiempo promedio de reinserción (Tre)

Para este estado los clientes sufren una interrupción, se considera que generalmente las transferencias de carga a consecuencia del restablecimiento al circuito original se realizan dentro de un periodo menor a 3 minutos, por lo que no es considerada como interrupción.

➤ **Estado Intransferible (I)**

Son los clientes del tramo j que tienen que esperar a que se repare el elemento fallado del tramo i y no pueden ser transferidos.

Los tiempos de interrupción que se dan en secuencia son:

- Tiempo promedio de llegada (Ta).

- Tiempo promedio de localización (TI)
- Tiempo de reparación (Trep)
- Tiempo promedio de reinserción (Tre)

La cantidad de interrupciones que afecta a los clientes es igual 1

En la tabla siguiente resume el estado con los tiempos de interrupción y la Cantidad de interrupciones.

Tabla N° 2: Valores de Frecuencia (N) y Duración (D) por tipo de estado

Estado	Tiempo de interrupción (t)	Cantidad de Interrupciones (n)
Normal	0	0
Reinsertado	$T_a + T_I + T_{re}$	1
Transferible	$T_a + T_I + T_{tra} + T_{re}$	1
Intransferible	$T_a + T_I + T_{rep} + T_{re}$	1

4.4 Determinación de los estados de los tramos por matrices de comportamiento

Para determinar el comportamiento en cada uno de los tramos al producirse una falla en el mismo tramo o en algún otro tramo, se debe plantear una formulación matricial, donde se evaluarán el comportamiento de la red ante eventos de fallas o por los mantenimientos programados que pueden afectar la disponibilidad de sus componentes, como resultado de este análisis se determinarán los indicadores de confiabilidad de frecuencia y duración de fallas en total en los distintos tramos.

4.4.1 Matriz de estados

Para construir la matriz de estados para cuantificar el comportamiento de los tramos en la determinación de los indicadores de confiabilidad, se aplicará la siguiente metodología:

- A. Ordenar la estructura topológica de la red, en la primera columna se deben indicar los tramos componentes de la red. Cada elemento de la red debe ser caracterizado por sus parámetros de frecuencia y duración de fallas.
- B. Preparar la matriz de orden $n \times n$, donde n es el número de tramos de la red en estudio.
- C. Tomando un elemento e_{ij} a la vez, simular una falla.
- D. Para el resto de tramos, analizar los efectos de la protección asociada a cada elemento, llamemos tramo j a los tramos que no corresponden a la falla y tramo i al que corresponde a la falla.
 - Si la actuación de la protección no afecta el tramo j , este se tramo se considera en “Estado Normal”.
 - Si el tramo j se ve afectado por la operación de la protección y existe un circuito auxiliar normalmente abierto, que es una alternativa de alimentación considerando posibles sobrecargas, entonces este tramo se considera como “Estado Transferible”.
 - Los tramos que sufre la falla (i) y otros tramos (j) afectados sin posibilidad de transferencia debido a la radialidad de las redes sin

circuitos auxiliares, se consideran como “Estado Intransferible”, debido a que este tramo debe esperar el tiempo de reparación de la falla para restablecer su servicio.

- El tramo j que se puede restablecer el servicio antes de iniciar la reparación del elemento fallado y posterior a su reparación de la red, se considera como “ Estado Reinsertado”.
- Con estas consideraciones, para la formación de la matriz e_{ij} tomará uno de los valores de los estados Normal, Transferible, Intransferible y Reinsertado, dando paso a la formación de la siguiente matriz de estados.

Matriz de estados

tramos	CI-1	CI-2	CI-3	CI-4	CI-5	CI-n
Tr-1	e-11	e-12	e-13	e-14	e-15		e-1n
Tr-2	e-21	e-22					
Tr-3	e-31						
Tr-4	e-41						
Tr-5	e-51						
....							
Tr-n	e-n1						

4.5 Evaluación de indicadores de confiabilidad:

Una vez obtenida la matriz de comportamiento, se debe elaborar las matrices de frecuencias de interrupción, tiempo de interrupción e Indisponibilidad

4.5.1 Matriz de Frecuencias de Fallas

Para esto se reemplazará cada elemento de la matriz de estado con el correspondiente valor del estado correspondiente dado en la tabla N° 1. y se multiplicará por la tasa de fallas del tramo correspondiente:

$$f_{-ij} = e_{-ij} * \lambda_{-i}$$

Donde:

e_{-ij} : Valor de la tabla de estados característicos del tramo i

λ_{-i} : Tasa de fallas del tramo i

Se obtiene la siguiente matriz frecuencias, en donde se calcula la frecuencia total de fallas que sufrirán los clientes asociados al tramo j debido a la falla en el tramo i.

Matriz de frecuencia de fallas

Tramo	CI-1	CI-2	CI-3	CI-4	CI-5	CI-n
Tr-1	f-11	f-12	f-13	f-14	f-15		f-1n
Tr-2	f-21	f-22					
Tr-3	f-31						
Tr-4	f-41						
Tr-5	f-51						
.....							
Tr-n	f-n1						
	F-1	F-2	F-3	F-4	F-5		F-n

Se tiene:

$$F_j = \sum f_{-ij}, \quad (i \text{ varia de } 1 \text{ a } n, \text{ para un determinado valor de } j)$$

Donde:

F_j : Frecuencia de interrupciones de los clientes del tramo j

f_{-ij} : Frecuencia de interrupciones de los clientes del tramo j debido a la falla del tramo i

4.5.2 Matriz de Tiempos de interrupción

Se forma reemplazando cada valor de la matriz de estado, multiplicado por el correspondiente valor del tiempo de interrupción.

$$t_{-ij} = e_{-ij} * t_{-i}$$

Matriz de tiempo de interrupción

Tramo	CI-1	CI-2	CI-3	CI-4	CI-5	CI-n
Tr-1	t-11	t-12	t-13	t-14	t-15	t-1n
Tr-2	t-21	t-22					
Tr-3	t-31						
Tr-4	t-41						
Tr-5	t-51						
.....							
Tr-n	t-n1						

Donde:

t-ij : Tiempo de interrupción de los clientes del tramo j debido a la falla del tramo i

4.5.3 Matriz de Indisponibilidad

Se forma mediante el producto término a término de los elementos de la matriz frecuencia de interrupción y los elementos de la matriz de tiempo de Interrupción

$$u - ij = f - ij * t - ij$$

Matriz de Indisponibilidad

Tramo	CI-1	CI-2	CI-3	CI-4	CI-5	CI-n
Tr-1	u-11	u-12	u-13	u-14	u-15	u-1n
Tr-2	u-21	u-22					
Tr-3	u-31						
Tr-4	u-41						
Tr-5	u-51						
.....							
Tr-n	u-n1						

U-1	U-2	U-3	U-4	U-5		U-n
-----	-----	-----	-----	-----	--	-----

Se tiene:

$$U_j = \sum u_{ij}, \quad (i \text{ varia de } 1 \text{ a } X, \text{ para un determinado valor de } j)$$

Donde:

U_j : Total de horas del servicio indisponible para los clientes del tramo j

u_{-ij} : horas del servicio indisponible de los clientes del tramo j debido a la falla del tramo i

4.6 Indicadores de Calidad de Servicio como resultado de la evaluación de la Confiabilidad

Las subestaciones de distribución de cada tramo, tienen conectados clientes en los cuales se mide la calidad de servicio constantemente, por lo que se hace necesario calcular los índices de calidad de servicio que reciben los clientes. Como índices generales de calidad para los consumidores, se determinan la Frecuencia de Interrupciones por Consumidor (FIC) y el Tiempo de Interrupción por Cliente (TIC), estos se calculan con los resultados obtenidos de la evaluación de la confiabilidad.

La expresión para determinar el indicador de Frecuencia de Interrupciones por Cliente esta dado por la siguiente formula:

$$FIC = \frac{\sum_{i=1}^n \lambda_{Ei} * C_i}{\sum_{j=1}^{nt} C_j}$$

Para el indicador de Tiempo de Interrupciones por Cliente esta dado por la siguiente expresión:

$$TIC = \frac{\sum_{i=1}^n U_{Ei} * C_i}{\sum_{j=1}^{nt} C_j}$$

Donde:

λ_{Ei} : Tasa de fallas total del tramo i

U_{Ei} : Indisponibilidad total del tramo i

C_i : Cantidad de clientes conectados al tramo i

C_j : Cantidad de clientes conectados al tramo j

n : Cantidad de tramos del modelo de la red

nt : Cantidad total de tramos.

Otro indicador de interés para la empresa de distribución eléctrica, constituye la energía No Suministrada y el pago por Compensación por mala calidad por el servicio recibido.

Para determinar la Compensación por deficiencia en la Calidad de Suministro empleamos las expresiones de acuerdo a lo indicado en la NTCSE:

$$\text{Compensación por interrupciones} = e * E * ENS$$

Donde:

e: Factor de compensación unitaria por mala calidad, cuyos valores son:

Primera Etapa de la Norma = 0.00 U\$ / kWh

Segunda Etapa de la Norma = 0.05 U\$ / kWh

Tercera Etapa de la Norma = 0.35 U\$ / kWh

E: Es el factor que toma en consideración la magnitud de los indicadores de calidad de suministro y está definido de la siguiente manera:

$$E = [1 + (N - N') / N' + (D - D') / D']$$

Las cantidades sin apóstrofe representan los valores obtenidos y las que llevan apóstrofe los valores de tolerancia de la NTCSE, en esta expresión compuesta de tres sumandos, se considera el segundo y el tercer sumando siempre en cuando cualquiera de los dos resulte un valor positivo (ósea superior a la tolerancia establecida), de lo contrario se asigna un valor cero a E en caso de que los dos sumandos resulten un valor negativo (ósea inferiores a la tolerancia establecida)

ENS: Es la energía teóricamente no suministrada a un cliente determinado, se calcula de la siguiente manera:

$$ENS = ERS / [NHS - \sum Di] * D \text{ (Expresada en kWh)}$$

Donde:

ERS: Es la energía registrada en el semestre

NHS: Es el número de horas del semestre

ΣD_i : Es la duración real de las interrupciones ocurridas en el semestre

D: Es la duración acumulada ponderada de las interrupciones ocurridas en el semestre

CAPITULO 5

MODELO DE MANTENIMIENTO CENTRADO EN LA EVALUACIÓN DE LA CONFIABILIDAD E INDICADORES DE CALIDAD DE SERVICIO

El mantenimiento en sistemas eléctricos de distribución es un conjunto de actividades técnicas y administrativas cuya finalidad es conservar o restituir las condiciones del componente eléctrico que le permitan realizar la función para la cual fue diseñada, son aquellas actividades por las cuales se mantiene la capacidad de cada componente para realizar una función requerida, buscando obtener del sistema una mayor confiabilidad, disponibilidad, seguridad y funcionalidad.

Para que los trabajos de mantenimiento sean eficaces son necesarios el uso de estrategias, el control, la planeación, programación y la distribución correcta de los recursos, logrando que se reduzcan principalmente costos y tiempos de interrupción, es por ello que el mantenimiento debe ser una función planeada, programada y controlada, bajo esta consideración la estructura debe estar conformada por los siguiente elementos: Política de mantenimiento, Estrategias de mantenimiento, Plan de mantenimiento, Programa y control de mantenimiento.

El mantenimiento tiene un papel muy importante en la economía y objetivos de la empresa eléctrica, siendo el Departamento de Mantenimiento uno de los mayores

centros de costos, que exige de la empresa una importante suma de dinero cada año, además de ser uno de los principales factores para lograr los objetivos referidos a la calidad de servicio, índices que frecuentemente es evaluado y monitoreado por los entes reguladores y por los mismos clientes.

5.1 Fundamentos del Proceso de Mantenimiento en redes eléctricas de distribución

El proceso de mantenimiento debe estar orientado a incrementar la disponibilidad de los componentes durante tanto tiempo como sea posible, para lograrlo es necesario ayudar al componente a mantener ese estado mediante las actividades de mantenimiento apropiadas; algunas de estas tareas son sugeridas por los fabricantes, pero la experiencia de cada empresa ha demostrado que en muchos de los casos estas actividades son insuficientes por lo que es necesario realizar tareas adicionales o las mismas tareas pero con mayor frecuencia, podemos indicar que la programación de actividades es sobre la base del conocimiento propio de las partes críticas y las inspecciones de rutina.

Las estrategias de mantenimiento tienen un papel muy importante en la definición de actividades para el proceso de mantenimiento, esta revela que el uso inadecuado del mantenimiento genérico es una de las principales razones del porque tantos programas tradicionales de mantenimiento fallan en alcanzar su pleno potencial. Las diferencias son:

- Las funciones: Equipos e instalaciones eléctricas idénticas operan bajo condiciones distintas y tienen patrones de calidad diferentes, por lo tanto no tienen el mismo patrón de funcionamiento.

- Los modos de falla: Equipos e instalaciones eléctricas idénticas instalados en ubicaciones y condiciones diferentes (ambiente de alta humedad, corrosión, alta contaminación y polución), ello determinará que los modos de falla varíen drásticamente, y con ello las estrategias del mantenimiento consecuentemente deben variar.

- Las consecuencias de falla: La importancia de la continuidad del servicio en el proceso productivo hace que los programas de mantenimiento den prioridad a los equipos e instalaciones eléctricas de mayor importancia en el aspecto económico, en el aspecto de calidad de servicio o de imagen de la empresa, estos programas buscan disminuir su frecuencia de fallas y su tiempo de indisponibilidad que en otras instalaciones de menor importancia; en estos casos los programas de mantenimiento son diferentes, porque las consecuencias de falla son diferentes en cada caso.

Los procesos de mantenimiento, como tantos otros tiene sus propias restricciones, las más frecuentes son:

- Presupuestos

- Programación, tiempo disponible, horas hombre disponible, capacidad de operación en la red.
- Reglamentaciones de seguridad.
- Entorno, condiciones ambientales, clima.

La cada vez menor disponibilidad de recursos para la operación y mantenimiento, hace necesario buscar formas para destinar los recursos de las actividades de mantenimiento en forma óptima, más aun, con la implantación de los índices de calidad de servicio, la supervisión por parte de los entes fiscalizadores y la fijación de la prioridad de las zonas donde se hace el mantenimiento, deben considerar la incidencia en la calidad de suministro.

El proceso de fallas esta íntimamente relacionado con el proceso de mantenimiento, por lo que siempre las empresas prevén acciones planificadas que influyen de alguna manera sobre las fallas, evitándolas o disminuyendo sus consecuencias, las decisiones que se puedan tomar para disminuir el efecto de las fallas deben pasar por un análisis de cuidadoso de las fallas para determinar que hacer, este análisis se convierte en una herramienta fundamental para identificar las acciones de mantenimiento que se debe efectuar para evitar fallas o detectarlas oportunamente cuando están en desarrollo. Debemos considerar que el proceso de falla en las redes eléctricas esta caracterizado por la reparación de la avería y la reposición del servicio eléctrico en el menor tiempo considerando todos los aspectos técnicos.

5.1.1 Tipos de mantenimiento en los componentes eléctricos

Se establecen básicamente 3 tipos de mantenimiento:

- Mantenimiento Preventivo
- Mantenimiento Predictivo
- Mantenimiento Correctivo

A) Mantenimiento Preventivo

El mantenimiento preventivo son todas las actividades programadas o periódicas que se realizan sobre un componente que se encuentran en condiciones normales de operación, su objetivo es reducir la probabilidad de falla o deficiencia en su funcionamiento mediante la prevención; el mantenimiento preventivo supone un caso importante para asegurar la disponibilidad de los equipos, para obtener un rendimiento óptimo sobre la inversión total, ya que pretende disminuir o evitar, en cierta medida, la reparación mediante una rutina de inspecciones periódicas y la renovación de los elementos deteriorados.

El mantenimiento preventivo en los sistemas eléctricos pueden efectuarse de tres formas:

- Mantenimiento preventivo periódico programado del componente fuera de servicio:

Es el mantenimiento efectuado en intervalos predeterminados de tiempo, poseen una frecuencia establecida y requiere de la operación de equipos de maniobra, si se efectúa el corte efectivo del servicio a

los clientes afectará la frecuencia y duración en los indicadores de calidad de servicio del sistema, el tiempo que dure los trabajos serán ponderados según la NTCSE por ser una actividad programada.

- **Mantenimiento preventivo periódico programado del componente en servicio:**

Es el mantenimiento efectuado en intervalos predeterminados de tiempo, también poseen una frecuencia ya establecida y no requieren de operación, no afecta la frecuencia y duración en los indicadores de calidad de servicio.

Es generalmente un mantenimiento con tensión que se ejecuta con red viva, no afecta la disponibilidad y operación del sistema, estos pueden ser: lavado de aisladores, cambio de componentes en la red y subestaciones en tensión con equipo especializado.

- **Mantenimiento preventivo no periódico programado:**

Es el mantenimiento normalmente no esperado, que se efectúa aprovechando la oportunidad de una salida fuera de servicio del componente, se puede considerar como actividades complementarias al mantenimiento preventivo periódico programado.

En la ejecución del mantenimiento preventivo se procede a identificar y revisar el estado de los componentes, reemplazando aquello que se estime oportuno, en algunos casos para los equipos de maniobra se requiere el

desmontaje para determinar el estado de sus componentes, tomando como referencia el número de operaciones realizadas o un determinado período de tiempo de funcionamiento.

El éxito de este tipo de mantenimiento depende de la correcta elección de la frecuencia o período de mantenimiento. Un período demasiado largo conlleva el peligro de la aparición de fallas entre dos mantenimientos consecutivos, en tanto que un período demasiado corto puede encarecer considerablemente el proceso productivo, afectando la disponibilidad del sistema y los costos de mantenimiento.

El grave inconveniente que presenta la aplicación de este tipo de mantenimiento es el costo de las actividades de mantenimiento. La revisión de un equipo o componente que está funcionando correctamente o la sustitución de elementos que no se encuentran en mal estado o que hallan alcanzado su vida útil, encontrándose muchas veces, que el elemento que se cambia, podía ser utilizado durante un tiempo más prolongado. Por otra parte, sea cual sea el período de mantenimiento fijado, no se elimina por completo la posibilidad de una avería imprevista, si bien cuanto menor sea dicho período, en mayor grado se reducirá este peligro. Por lo tanto, el período de inspección fija, en cualquier caso, asumiendo la posibilidad de la aparición de averías imprevistas durante el intervalo comprendido entre dos inspecciones consecutivas, este tipo de mantenimiento tarda de anticiparse a la aparición de las fallas. Otros inconvenientes que se tiene son los costos de inventario ya que requiere disponer y prever en los almacenes cantidades considerables de materiales en stock para el mantenimiento.

La planificación y programación de este mantenimiento, nos permite preparar la cantidad del personal a emplear, los materiales a utilizar, las piezas a reponer y la metodología a seguir, lo cual constituye una enorme ventaja.

El planeamiento para la aplicación de este mantenimiento consiste en:

- Definir qué partes y elementos serán objeto de este mantenimiento.
- Establecer la vida útil de los mismos.
- Determinar los trabajos a realizar en cada caso.
- Agrupar los trabajos según época en que deberán efectuarse las intervenciones.

En el anexo 01 se indica los trabajos de media tensión de los programas de mantenimiento preventivo rutinario.

B) Mantenimiento Predictivo

Es aquel mantenimiento que permite garantizar la calidad de servicio de un componente, basado en la aplicación sistemática de técnicas de análisis, utilizándose medios de supervisión para reducir al mínimo el mantenimiento preventivo y reducir al máximo el mantenimiento correctivo.

El mantenimiento predictivo, también conocido como mantenimiento según estado, surgió como respuesta a la necesidad de reducir los costos de los métodos tradicionales, correctivos y preventivos de mantenimiento. La idea básica de esta filosofía parte del conocimiento del estado de los parámetros del funcionamiento de los equipos.

Este mantenimiento incluye:

- Inspecciones periódicas.
- Revisiones termográficas.
- Diagnostico de cables en casos de liberación sin afectación de clientes.
- Medidas de carga y tensión en redes y subestaciones de distribución.
- Monitoreo de corrientes de fuga a tierra por descargas superficiales en la red.

Por ende, el suministro y distribución de la energía eléctrica de una forma eficiente y a la vez confiable, representa un reto y responsabilidad que es posible afrontar con el uso de la tecnología adecuada y disponible en el mercado. Mediante la implementación de un programa de inspecciones predictivas es posible minimizar el riesgo de una falla eléctrica y/o sus consecuencias, a la vez que también representa una herramienta para el control de calidad de las reparaciones que se realizan en el sistema.

La mayoría de problemas encontrados en el entorno mecánico y eléctrico de la industria, esta precedidos por cambios de temperatura que pueden ser detectados mediante el monitoreo de la condición basado en la termografía.

C) Mantenimiento Correctivo

En este tipo de mantenimiento sólo se interviene en los equipos cuando la falla se ha producido y su propósito es reparar la falla y volver a colocar al

componente en sus condiciones de funcionamiento normal. A pesar de que pueda parecer una actitud despreocupada de atención a los equipos, lo cierto es que este tipo de mantenimiento es el único que se practica en mayor porcentaje y en muchas ocasiones está plenamente justificado, especialmente en aquellos casos en los que existe un bajo costo de los componentes afectados.

El mantenimiento correctivo actúa en el momento de la falla, con el objetivo de evitar costos por daños materiales y/o humanos mayores.

En otro caso, cuando la falla de los equipos no supone la interrupción del servicio, o no afecta la capacidad productiva de forma instantánea, las reparaciones pueden ser llevadas a cabo sin perjuicio de ésta. En estos casos, el costo derivado de la aparición de una falla imprevista en el equipo es, sin lugar a dudas, inferior a la inversión necesaria para poner en práctica otro tipo de mantenimiento más complejo, debido a esto, en algunas instalaciones o sistemas modernos, existe generalmente un porcentaje de equipos en los que se realiza exclusivamente este tipo de mantenimiento.

El mantenimiento correctivo no requiere ninguna planificación sistemática, por cuanto no se trata de un planeamiento organizado de tareas. Sin embargo, adoptar esta forma de mantenimiento supone asumir algunos inconvenientes respecto de las componentes y equipos afectados, entre los que pueden citarse:

- Las averías se producen generalmente de manera imprevista, lo que puede ocasionar trastornos en la producción, que puede ir desde ligeras pérdidas de tiempo, por reposición de equipo o cambio de

tarea, hasta la parada de la producción, en tanto no se repare o sustituya el equipo averiado.

- Las averías son siempre, en mayor o menor medida inoportunas, por lo que la reparación de los equipos averiados puede llevar más tiempo del previsto, ya sea por ausencia del personal necesario para su reparación, o por la falta de los repuestos necesarios.
- Por tratarse de averías inesperadas, la falla puede venir acompañada de algún siniestro, lo que obviamente puede tener consecuencias muy negativas para la seguridad del personal o de las instalaciones.
- Disponerse de un capital importante invertido en piezas de repuesto dado la gran cantidad de elementos que pueden fallar, suele requerir una gestión de compra y entrega que no siempre van de acuerdo con el tiempo disponible en el momento (por ejemplo: partes importadas, desaparición del fabricante).
- Disponer de personal altamente calificado y dimensionado adecuadamente para que las averías sean corregidas a la brevedad posible, generalmente se agrupa al personal en forma de cuadrillas.

5.1.2 Periodos o frecuencias de mantenimiento

Los periodos entre mantenimiento planificado se da en unidades de tiempo, en nuestro caso esta especificado por la cantidad de veces por año que se debe intervenir con el mantenimiento preventivo programado, se pueden diferenciar tres tipos de

frecuencia según el tipo de zona: corrosión, alta polución y polución normal, los dos primeros casos requieren mayor frecuencia mientras que en último caso es menor.

Para determinar la frecuencia o periodos del mantenimiento para cada equipo y tramo de la red de media tensión, se busca relacionar lo siguiente:

- Características técnicas de los equipos e instalaciones
- Condiciones ambientales y zona geográfica de influencia (corrosión, polución y contaminación).
- Recomendación de los fabricantes
- Condiciones de demanda (energía facturada) y cantidad de clientes asociados.
- Antigüedad de los equipos e instalaciones.
- Longitud de los circuitos.
- Historial de mantenimiento
- Experiencia del personal

Las consideraciones para las fechas de ejecución se ajustarán en lo posible a determinadas épocas como son los meses más secos y los meses de incremento de carga a mediados y a fines de año, esta frecuencia se distribuye en los 02 semestres del año.

Se puede indicar que la frecuencia total del sistema lo determinará el equipo e instalación eléctrica que tenga menor frecuencia de mantenimiento, es decir, es el primero en acontecer en el programa de mantenimiento.

5.1.3 Costos de mantenimiento y costos de explotación

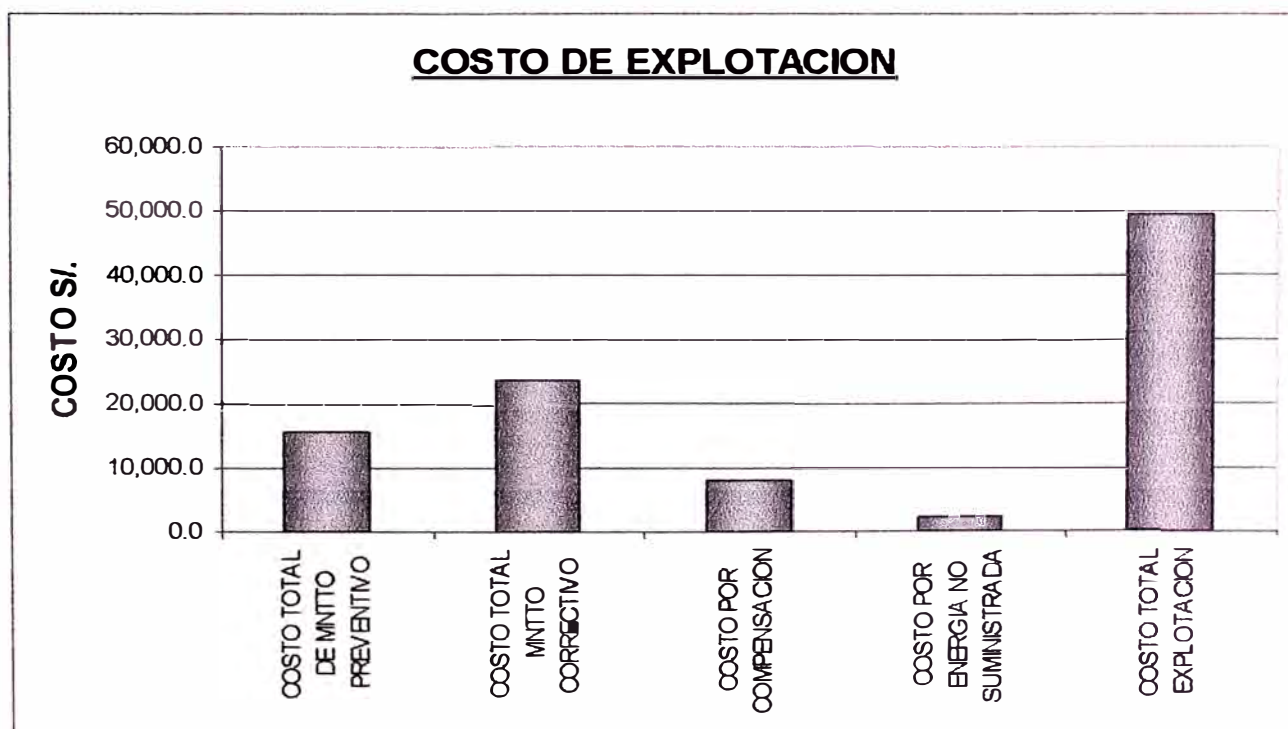
El mantenimiento no solo puede ver desde el punto de vista técnico o desde el punto de vista económico. El criterio para seleccionar cuándo, dónde y cómo debe realizarse, tiene que tener un juicio que reúna ambos parámetros, la empresa tiene que considerar como costo de explotación del negocio eléctrico al pago por las labores de mantenimiento (predictivo y preventivo) y las pérdidas económicas que originan las interrupciones del suministro, el efecto de las fallas contribuye a superar las tolerancias de frecuencia y duración, generando compensaciones por mala calidad de servicio de acuerdo a la regulación vigente, la energía dejada de suministrar, la atención inmediata a las fallas (mantenimiento correctivo) y otros que involucran la seguridad por la falta de detección y mantenimiento oportuno.

La estructura de los costos de explotación será la siguiente:

- Costos de Mantenimiento Preventivo y Predictivo, estos costos asociados al mantenimiento periódico, involucran mano de obra y materiales.
- Costos directos de las fallas, son los asociados con los costos de reposición del servicio afectado y el impacto neto sobre los ingresos, debido a las pérdidas en ventas de energía eléctrica y penalidades por mala calidad de servicio. Estos costos se dividen:

- Costos por Mantenimiento Correctivo, están asociados a la atención de emergencias y reparación de fallas que involucra mano de obra y material.
- Costo por compensaciones por deficiencia en la calidad del servicio, aplicando la NTCSE.
- Costo por energía dejada de suministrar, pérdida de ingreso por el suministro afectado.

El beneficio global del mantenimiento se obtendrá al minimizar el costo de explotación de la red eléctrica, que resulta de optimizar los costos del Mantenimiento Predictivo, Preventivo y Correctivo, así como los costos de Compensación por deficiencia en la Calidad de Servicio y la energía dejada de vender por interrupciones del servicio.



5.2 El Mantenimiento centrado en la confiabilidad

El mantenimiento centrado en la confiabilidad busca preservar las funciones críticas del equipo o sistema. Con el fin de alcanzar esta meta, el mantenimiento se debe realizar efectiva y apropiadamente, alcanzando la confiabilidad más adecuada del sistema. Esto quiere decir que las frecuencias y periodos del mantenimiento deben ser efectivos técnica y económicamente.

Para asegurarnos que la frecuencia de mantenimiento que se selecciona va a responder a nuestros intereses, tenemos que comparar el costo de explotación que ocasionará el realizar mantenimiento con una frecuencia mayor o menor y su relación con los indicadores de confiabilidad y calidad de servicio, buscando el escenario más óptimo.

5.2.1 El análisis de falla, el mantenimiento y la confiabilidad como criterio de mantenimiento.

El análisis conjunto de Fallas, Confiabilidad, Mantenimiento Preventivo y Costos de explotación, permite una comprensión global del problema del mantenimiento y ayuda a orientar los esfuerzos de mejoramiento.

Existe una relación importante entre el análisis de fallas y la eficacia de los planes de mantenimiento, dentro un contexto de conocimiento especializado de los costos de ambos procesos, los cuales influyen en los costos de explotación,

mientras más mantenimiento se realiza menor será la probabilidad de falla del sistema, logrando deducir los costos directos e indirectos de las fallas.

El resultado del análisis propuesto es el mejoramiento sistemático y controlado de las políticas de mantenimiento dentro de costos equilibrados con el fin de obtener confiabilidad de los activos y eficacia productiva.

El modelo de mantenimiento tomando como criterio la confiabilidad del sistema, debe ser una función planeada y programada que contribuyen a conseguir los siguientes objetivos:

- Optimizar el mantenimiento disminuyendo sus costos globales y minimizando los costos de explotación.
 - Adaptar la calidad del servicio y de suministro eléctrico a la demanda del mercado y sus señales económicas.
 - Rentabilizar las instalaciones y prolongar su vida útil.
- Cumplir los aspectos reglamentarios, especialmente los relativos a la seguridad de las personas y del medio ambiente.

El análisis de los modos de falla y de la criticidad es una técnica que debe aplicarse durante el diseño, el proyecto y la construcción de los sistemas eléctricos y asegura que el desarrollo de la explotación del servicio eléctrico sea hecho de tal manera que evite, dentro de lo posible, las fallas durante la operación.

Este análisis es, también necesario durante la operación de los sistemas para lograr la “Continuidad de Servicio”, que es lo que necesita cualquier negocio para cumplir sus objetivos frente a sus dueños y sus clientes.

Para conocer el proceso de fallas de un sistema y hacer el análisis se requiere tener un historial de las fallas que sea fidedigno, completo y esté escrito de tal manera que se puedan sacar conclusiones útiles. Este historial es tan importante que permitirá, realmente saber que está pasando, cuales son las causas y las características del contexto, para el análisis de falla utilizaremos herramientas de control como el análisis de Pareto y los histogramas.

El profesor John Moubray, en su libro de Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad menciona los datos que se requieren para hacer un buen análisis de fallas. En la Tabla N° 3 se muestran los datos que se requieren para realizar un adecuado análisis de fallas y obtener los parámetros básicos para la evaluación de la confiabilidad y el mantenimiento.

Las Fallas y el Mantenimiento constituyen dos procesos paralelos que se dan en toda faena y servicio. El historial debe registrar ambos procesos y dar cuenta de ellos para poder realizar su análisis y relacionarlos de tal manera que progresivamente las tareas previstas logren que disminuyan las fallas y se reduzcan los daños que producen. También el sistema de control de los costos debe reflejar estos dos procesos, permitiendo medirlos y evaluarlos para conocer la cantidad de dinero que se está gastando en cada uno.

Tabla N°3 Datos requeridos para realizar un adecuado análisis de fallas en sistemas de distribución eléctrica

DATO	APLICACIÓN A SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN
1. Estándares de fallas comunes	Estos estándares se logran con la recopilación de datos históricos y registro adecuado de fallas que servirán de base para el análisis de las causas, localizaciones y alcance de las fallas comunes en diversos periodos de tiempo. De manera general se puede indicar que las fallas se agruparan de acuerdo al tipo de instalación: Redes aéreas, Redes Subterráneas y por tipo de Subestaciones de Distribución.
2. Estándares del Rendimiento deseado	Estos estándares definen los objetivos del mantenimiento para cada equipo o sistema, para cumplir con los estándares de calidad y continuidad del servicio, cubre la disponibilidad esperada del sistema y la calidad del servicio, para obtenerlos se debe recopilar la información histórica de la frecuencia y tiempos de interrupciones imprevisibles y previsibles por mantenimiento, determinando las incidencias en el sistema y sus componentes para establecer tramos con rendimientos comunes.
3. Tiempo perdido por falla	De acuerdo al tipo de falla se deben establecer tiempos promedio para evaluar la indisponibilidad del sistema: Tiempo promedio de llegada (TII). Tiempo promedio de localización (TI) Tiempo de reparación (Trep) Tiempo promedio de restablecimiento (Tre)
4. Costo de las reparaciones	Debe considerar todos los asociados al mantenimiento correctivo que incluyen la localización, reparación y normalización del suministro en el sistema para los diversos tipos de fallas estandarizados.
5. Costo de la producción perdida	Se usa en conjunto con la indisponibilidad del sistema, para evaluar la energía dejada de vender, por la afectación del suministro y el pago de compensaciones por exceder las tolerancias de calidad de suministro establecida en la NTCSE
6. Tiempo medio entre fallas (MTBF)	Se utiliza para determinar el tiempo medio esperado entre dos fallas consecutivas, es de gran utilidad para realizar el análisis de la frecuencia de mantenimiento y evitar que esta suceda, alargando en lo posible el MTBF.
7. Riesgo aceptable de una falla específica	Se utiliza para evaluar aquellas fallas previsibles cuyo nivel de riesgo tienen consecuencias adversas directas sobre la calidad de suministro, seguridad o el medio ambiente
8. Falla potencial (previsible) Estado de Error	Punto en el cual una falla inminente se hace detectable mediante los programas de inspecciones, un análisis estadístico sirve de apoyo para determinar la potencialidad de esta falla.
9. Análisis estadístico de la falla	Permite determinar si hay relación directa de la edad y otras causas de fallas que hacen que estas sean se generen con cierta periodicidad, permite optimizando los intervalos de reparación / eliminación para una gran cantidad de componentes idénticos cuyas fallas son reconocidamente relacionadas con la edad, o para fallas de consecuencias costosas.

Para el modelo de mantenimiento que se planteará, es de gran utilidad determinar el comportamiento de fallas atribuibles a la falta de mantenimiento que tienen cierta periodicidad y que son sensibles al incremento de la frecuencia de mantenimiento, para este tipo de fallas que le denominaremos fallas previsibles, utilizaremos datos históricos de eventos de fallas en cada tramo de la red modelada. Tanto las fallas previsibles como las imprevisibles por mantenimiento tienen un componente aleatorio, sin embargo, es necesario estimarlas para tener el marco en el cual el mantenimiento preventivo puede influir en los costos de explotación.

El análisis cualitativo de fallas, hecho por algún método Causa efecto o diagrama causal, conducirá a mostrar las causas de la falla, sus circunstancias de contexto, los daños que produce y permitirá identificar las señales débiles que emite síntomas y los métodos de detección más apropiados, que deberán ser enseñados al operador y a las unidades de mantenimiento; también permitirá identificar las acciones de Mantenimiento que se deberán ejecutar en el futuro para evitar la falla o detectar oportunamente cuando está en desarrollo. Por último si todas estas acciones no dan el resultado esperado y la magnitud del daño producido por la falla lo amerita se deberá recurrir al cambio de diseño del equipo para dar una solución definitiva.

La interacción entre los dos procesos mencionados debe ser permanente, asegurando con ello la vigencia del plan de mantenimiento preventivo.

5.2.2 **Optimización del mantenimiento centrado en la confiabilidad**

La meta del mantenimiento centrado en la confiabilidad es preservar las funciones críticas del equipo o sistema. Con el fin de alcanzar esta meta, el mantenimiento se debe realizar efectiva y apropiadamente, alcanzando la confiabilidad mas adecuada del sistema. Esto quiere decir que los ciclos de mantenimiento resultantes deben ser efectivos técnica y económicamente, para asegurarnos que el ciclo de mantenimiento que se selecciona va a responder a nuestros intereses.

Mientras más mantenimiento realizamos, menor cantidad de fallas ocurrirán, logrando así disminuir los costos por mantenimiento correctivo y otros costos directo de las fallas; sin embargo el comportamiento del costo de mantenimiento tenderá a crecer. Pero si queremos evitar grandes costos en mantenimiento, estaremos provocando que el costo de las fallas aumente con respecto al tiempo, debido a que la cantidad de fallas se incrementará.

Surge la interrogante ¿qué cantidad de mantenimiento se debe dar?, la respuesta es muy sencilla pero a la vez difícil de encontrar, hay que dar la cantidad de mantenimiento que demuestre ser la más económica.

- Un mantenimiento exagerado no es económico, por los costos indirectos de control y administración; además las continuas afectaciones del servicio afectarán el negocio y la calidad del suministro, que causará

compensaciones a los clientes, por el contrario la confiabilidad se mantiene alta y la vida útil se prolonga, pero es muy probable que la vida económica se haga más corta, tanto o menor que la vida útil, desperdiciando así gran cantidad de esfuerzo en el mantenimiento.

- Un mantenimiento pobre tampoco es económico, ya que se pierde confiabilidad, por lo tanto se incurre en riesgos considerables.

- Un mantenimiento adecuado o económico considera el estudio de la probabilidad de falla, riesgo por falla y la necesidad de la continuidad del servicio para cumplir con la normativa vigente.

Para esto debemos tener conocimiento de lo que cuesta una falla a lo largo del tiempo, para poder sobreponerla sobre lo que cuesta el mantenimiento; debemos evaluar el costo que se causará en caso de que cada uno de los tramos falle y como vimos, si falla uno implica que otros con diferente carga, número de clientes, cantidad de subestaciones y diferentes tiempos de interrupción. Como resultado de la falla en un tramo, se va a obtener la suma de los costos de cada uno de los otros tramos y de las fallas propuestas en la matriz de confiabilidad del capítulo 4.

Podemos intuir como ya indicamos anteriormente, que a mayor mantenimiento preventivo, habrá menor cantidad de fallas, y menor costo de mantenimiento correctivo, y por lo tanto, existe una relación inversa. Esta

relación involucra sólo a las fallas que se pueden prever o detectar mediante inspecciones o el mantenimiento predictivo. La inminencia de este tipo de fallas se elimina al realizarse el mantenimiento preventivo.

5.2.2.1 Planteamiento matemático del costo de explotación

El planteamiento que se sigue es calcular los costos de Mantenimiento Correctivo en función de la frecuencia de fallas y la frecuencia de mantenimiento, este último determina el costo de mantenimiento preventivo y predictivo; las incidencias de las fallas y la ejecución misma del mantenimiento preventivo programado sin tensión generan indisponibilidad en el sistema y por ende una afectación de la calidad de servicio reflejado por los indicadores FIC y TIC, si éstos indicadores superan la tolerancia fijada en la NTCSE generan Costos de Compensaciones, además del Costo de Energía No Suministrada.

Para calcular el costo de explotación se plantea las siguiente ecuaciones:

$$\text{CEXP} = \text{CMP} + \text{CMC} + \text{CENS} + \text{CCS}$$

Donde:

CEXP: Costo de Explotación

CMP: Costo de Mantenimiento Preventivo y Predictivo

CMC: Costo de Mantenimiento Correctivo

CENS: Costo por energía No suministrada

CCS: Compensación por mala calidad de servicio

A) El costo del mantenimiento programado CMP, está determinada por la frecuencia de las actividades de mantenimiento (preventivo y predictivo) y el costo que cada una de ellas significa. Se considera los costos unitarios de mantenimiento y la operación en cada tramo de la red, éstos se orientan a disminuir principalmente las fallas previsibles causadas por la falta de mantenimiento o un mantenimiento inadecuado en la red; se determina por la siguiente ecuación.

$$\text{CMP} = \sum_{i=1}^{nt} [F_{mntto\ i} * C_{uMP\ i} + T_{mi} * HC]$$

Donde:

CMP : Costo de Mntto Programado

F_{mntto i} : Frecuencia de mntto del tramo i

C_{uMPi} : Costo de Unitario del Mantenimiento del tramo i

T_{mi} : Tiempo de maniobra en horas del tramo i afectado por el mantenimiento.

HC : Costo de atención de la falla Hora / cuadrilla.

nt : Número de tramos de la red modelada

B) El costo del mantenimiento correctivo CMC, está determinada por los costos de mantenimiento correctivo (atención de emergencia, reparación y operación) en cada tramo afectado cuando ocurre una falla en la red MT, se obtiene empleando la fórmula siguiente:

$$\text{CMC} = \sum_{i=1}^{nt} [f_{s i} * \text{CREFi} + U_{ei} * \text{HC}]$$

Donde:

CMC : Costo de Mntto Correctivo

f_{s i} : Frecuencia de fallas del tramo i

CREF i: Costo Unitario promedio de reparación por falla en el tramo i

U_{ei}: Indisponibilidad en horas del tramo i afectado por la falla.

HC: Costo de atención de la falla Hora / cuadrilla.

nt: Número de tramos de la red modelada

C) El costo del energía No Suministrada CENS, depende directamente de la cantidad de interrupciones del servicio por mantenimiento preventivo y correctivo, se trasluce en el costo de energía dejada de vender de acuerdo a la demanda y la tarifa marginal vigente, la energía no suministrada es evaluada semestralmente.

$$\begin{aligned}
 \text{CENS} &= \text{ENS} * \text{Cmt} \\
 \text{ENS} &= \sum_{i=1}^{nt} E_j / [\text{NHS} - \text{Uei}] * \text{Di} * \text{Cmt}
 \end{aligned}$$

Donde:

ENS: energía No Suministrada

Cmt: Costo marginal promedio MT - BT.

Ej: energía promedio semestral demandada por los consumidores conectados al tramo j, en kWh

NHS: Numero de horas del semestre igual a 4360 horas

Uei: Indisponibilidad en horas del tramo i afectado por la falla.

Di: Es la duración acumulada ponderada de las interrupciones ocurridas en el semestre en el tramo i, de acuerdo a lo indicado en la NTCSE

nt: Número de tramos de la red modelada

C) El costo de compensación por calidad de servicio, depende de la **NTCSE**, su importancia en la estructura del costo de explotación dependerá de los indicadores de calidad (Cantidad de interrupciones y duración promedio de interrupción por la indisponibilidad del sistema) alcanzados en cada empresa respecto a los límites permisibles que indica la Norma.

$$CCS = \sum_{i=1}^{nt} e * E * ENS_i$$

Donde:

e: Factor de compensación unitaria por mala calidad, cuyos valores son:

Primera Etapa de la Norma	= 0.00 U\$ / kWh
Segunda Etapa de la Norma	= 0.05 U\$ / kWh
Tercera Etapa de la Norma	= 0.35 U\$ / kWh

E: Es el factor que toma en consideración la magnitud de los indicadores de calidad de suministro frecuencia y duración.

5.2.3 Determinación del mínimo costo de explotación y el pronóstico de indicadores de calidad en situaciones esperadas

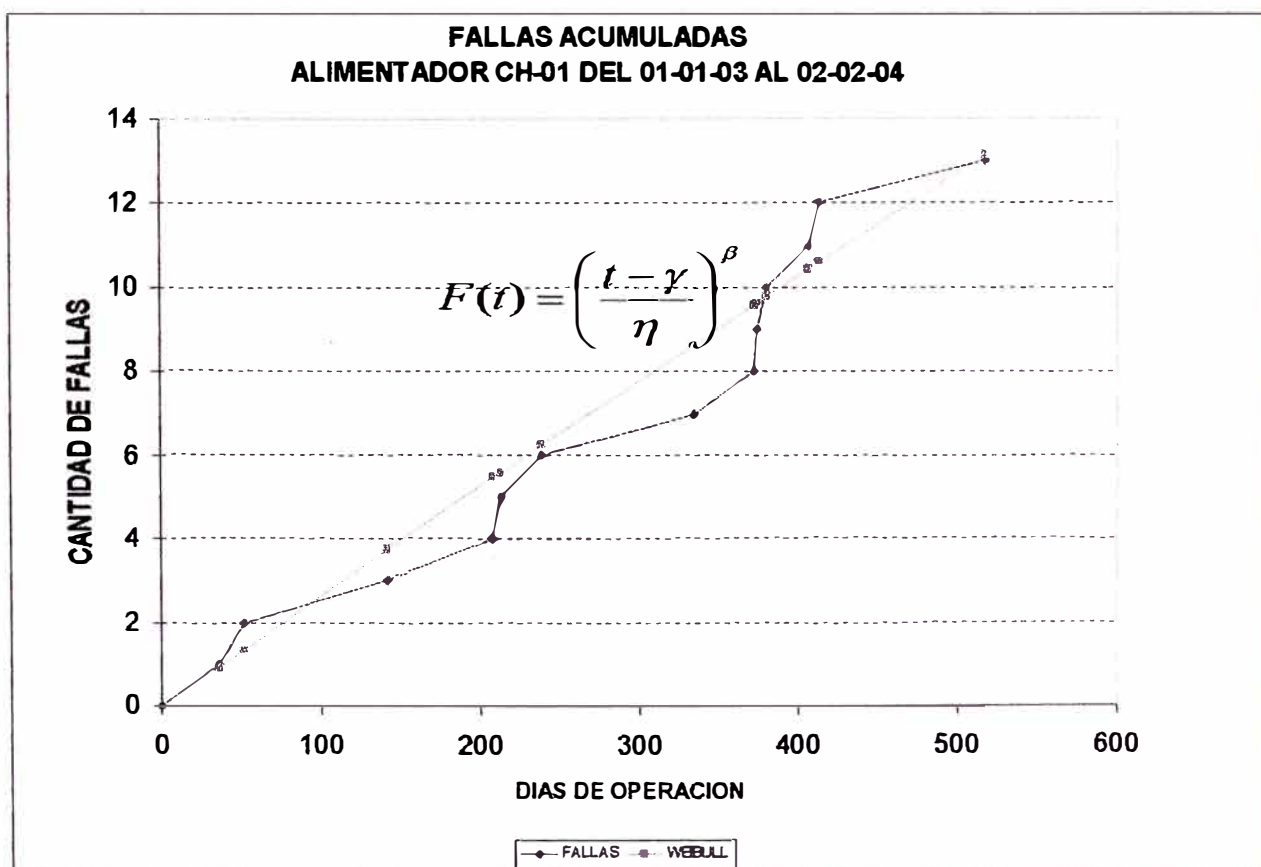
Para evaluar el actual mantenimiento y tomar decisiones sobre la red, es necesario determinar la incidencia de la tasa de fallas en los costos de explotación y la calidad de servicio esperada, buscando determinar el mínimo costo de explotación y niveles de calidad aceptables dentro de las tolerancias de la NTCSE.

Para estimar el costo de las fallas para un nivel de mantenimiento dado, debemos determinar el comportamiento de fallas por la falta de mantenimiento que son periódicas y sensibles al incremento de la frecuencia de mantenimiento, para este tipo de fallas que le hemos denominado fallas previsibles, utilizaremos datos históricos de fallas y de mantenimiento por tramo de la red modelada, determinando la función de distribución de Weibull en los tramos que más incidencia de fallas previsibles ha tenido históricamente, se debe calcular los parámetros característicos de esta función para obtener una distribución de fallas a largo del tiempo.

Con respecto a la función de distribución de Weibull, se debe aclarar que se ha aplicará a los tramos de la red modelada que posea un historial de fallas que permita disponer de información suficiente para este tipo de análisis.

Con los registros de las fallas previsible seleccionadas, se tabulan en forma histórica estas fallas para calcular el tiempo entre fallas TBF, que es el tiempo ocurrido entre dos fallas consecutivas. Con estos datos se realiza el ajuste a la distribución de Weibull para lo cual se hace necesario calcular los parámetros β , γ y η . Como resultado se obtiene la distribución $F(t)$ construida con la totalidad de fallas similar a la figura mostrada a continuación.

Figura 3: Fallas acumulativas y ajuste a la distribución de Weibull



valor esperado del tiempo entre fallas (MTBF), con el valor de MTBF, se calcula la frecuencia de falla de acuerdo a la fórmula indicada:

$$f_s = 1 / \text{MTBF}$$

Donde:

f_s : Frecuencia de falla en un periodo de tiempo

El valor de f_s se debe comparar con la frecuencia de mantenimiento (F_{mntto}) que se ha venido realizando en promedio en los últimos periodos, determinando una correspondencia aproximada de la frecuencia de fallas y la frecuencia de mantenimiento por periodo de análisis; se debe considerar que esta información será analizada sobre la base de la experiencia del comportamiento de la red y los mantenimientos ejecutados.

Para calcular los indicadores de calidad esperados utilizamos los métodos descritos en el capítulo 4, empleando las matrices de comportamiento en tres escenarios para la simulación de mantenimiento y su incidencia en las fallas, esta simulación se aplica en la configuración de cada tramo de la red modelada, en cada caso se calculará los costos de explotación para determinar el mínimo a considerar.

Para las simulaciones, los escenarios a propuestos son:

A) Escenario 1: A condiciones actuales con valores promedios de frecuencia de falla y mantenimiento histórico:

- Tasa de fallas y tiempos de reposición del servicio, el valor de tasa de fallas está calculado por el tiempo promedio entre fallas (MTBF) de la

distribución de Weibull, que se aplicará a los tramos que se ajustan a esta distribución de fallas, en los casos que no es posible realizar éste análisis se ajustará con valores promedio.

- Frecuencia y tiempo de mantenimiento preventivo programado con corte del servicio.
- Frecuencias de mantenimiento preventivo programado sin corte.

B) Escenario 2: Incremento de las frecuencias de mantenimiento con corte de servicio, se plantea que esta nueva frecuencia reducirá en la misma proporción la tasa de falla previsible por mantenimiento, éste último valor reducirá el tiempo promedio entre fallas (MTBF).

C) Escenario 3: Incremento de la frecuencia de mantenimiento sin corte de servicio, el cual no afectará la disponibilidad del sistema, al igual que en el caso anterior se reducirá la frecuencia de falla previstas por mantenimiento en similar proporción.

De los tres escenarios se obtendrá el costo explotación mínimo y los indicadores de calidad, los cuales deben considerarse para la planificación del mantenimiento.

CAPITULO 6

CASOS DE APLICACIÓN

Para la aplicación de modelo, se ha seleccionado dos configuraciones de redes de media tensión con neutro aislado en 10 kV, éstas suministran a zonas urbanas de Lima Norte y Este que se caracterizan principalmente por su gran extensión de redes aéreas y subestaciones aéreas, este tipo de redes tiene mayor potencialidad de fallas localizadas en las líneas y subestaciones aéreas que están ubicadas en zonas de alta contaminación, se debe tener en cuenta que Lima es considerada como zona de alta corrosión, contaminación y contaminación salina.

Para la aplicación de la metodología descrita en los capítulos 4 y 5, debemos tener presente los siguientes criterios:

- En condiciones de operación y ante fallas, los equipos de protección y maniobra son altamente confiables, de haber antecedentes de equipos que no son confiables, se debe considerar en la aplicación del método de cortes.
- Por tratarse un sistema con neutro aislado, deben diferenciarse los equipos de protección contra sobre corriente homopolar ($I_{0>>}$) de los que solamente disponen de protección contra sobrecorrientes entre fases ($I_{r>>}$), esto será determinante para el modelamiento y comportamiento de la red ante fallas, ya que la existencia de estos equipos ante una falla afectará el tramo aguas

abajo, en los casos que no existen estos equipos, se afectarán mas tramos aguas arriba hasta encontrar este dispositivo con la protección adecuada.

- En caso de transferencia de carga se debe analizar la posibilidad de sobrecarga por emergencia de algunos tramos, para no sobrepasar valores de carga y caída de tensión en cables y conductores, en caso contrario su estado sería intransferible.
- Se debe emplear registros históricos de fallas y mantenimiento en cada tramo definido, se usará el método aproximado para comparar los resultados con los eventos reales ocurridos en los 03 últimos años, se seleccionarán los valores que estén más cercanos al promedio obtenido
- Por la experiencia se puede indicar que en las redes y subestaciones aéreas tiene mayor probabilidad de falla, siendo una de las fallas previsibles que tiene un factor preponderante y una relación con la frecuencia de mantenimiento las descarga superficial en los aislamientos de la red y las subestaciones, el nivel del mantenimiento estará orientado principalmente a disminuir estos eventos.
- No se considera aspectos operativos del mantenimiento que tengan que ver con la calidad del trabajo ejecutado, se asume que éstos son integrales para la mantención de la red.

El método propuesto a seguir es el siguiente:

A). Se inicia definiendo los tramos de la red considerando los datos técnicos y la ubicación de los equipos de protección y/o maniobra, se aplica las consideraciones descritas en el capítulo 4 para el modelamiento de la red, en anexos 02 y 14 se muestran las redes modeladas en cada caso.

B). Determinar los parámetros de confiabilidad de cada tramo y las frecuencias de mantenimiento históricos, con los datos de interrupciones por falla e interrupciones programadas por mantenimiento preventivo. Los pasos a seguir son los siguientes:

- Se debe calcular por el método aproximado la tasa de fallas para cada elemento componente del tramo (RA, RS, SN, SA y SC) y la resultante para el tramo, de igual manera se debe determinar los tiempos de interrupción de cada tramo, se aplica las fórmulas descritas en el capítulo 3.
- Se deben comparar los resultados anteriores con los valores promedios de tasa de fallas e indisponibilidad obtenidos en los 04 últimos semestres, de no obtener valores cercanos se asumirá el valor promedio obtenido de lo contrario se asumirá los valores calculados; esto obedece a que el comportamiento de la red no es uniforme debido a la variedad de material empleado en su construcción y que posee una probabilidad de falla distinta, como por ejemplo podemos citar en las redes aéreas con aisladores de porcelana y redes con aisladores poliméricos, existiendo tramos que tiene una mixtura de ambos

materiales, siendo los de material polimérico los que tiene una frecuencia de falla mucho menor y tienen una frecuencia de mantenimiento de periodo más largo.

C) Se debe analizar las causas de fallas imprevisibles y previsibles por tramo que han ocurrido en los últimos periodos (02 años), de la totalidad de fallas que han sucedido en este periodo de tiempo, se analizan las fallas previsibles a través de los diagramas de paretos identificando aquellas causas que tiene mayor incidencia, de esta forma se ubica las fallas que se pueden controlar mediante el mantenimiento preventivo periódico, seleccionando un número de datos de fallas por tramos que se ajusten a la función de distribución de Weibull.

Se debe considerar que no todas las fallas previsibles tendrán un comportamiento en el tiempo, al igual que las fallas imprevisibles se deben calcular el valor promedio de estas fallas, determinando un estándar de comportamiento esperado que no pueden ser disminuida a pesar de incrementar el mantenimiento, generalmente, estas fallas se originan por terceros o por errores de operación.

Así mismo, se debe considerar los tiempos medios de normalización y los tiempos medios de reparación de la falla según el tipo de red afectada

D) Se aplica el método de cortes y sistemas, estableciéndose las matrices de comportamiento de los tramos del sistema, los datos de entrada serán las tasa de fallas totales y los tiempos de interrupción los resultados del análisis de fallas previsibles e imprevisibles y los valores promedios de las otras que no se ajustan a la distribución de Weibull, se hacen las simulaciones en las

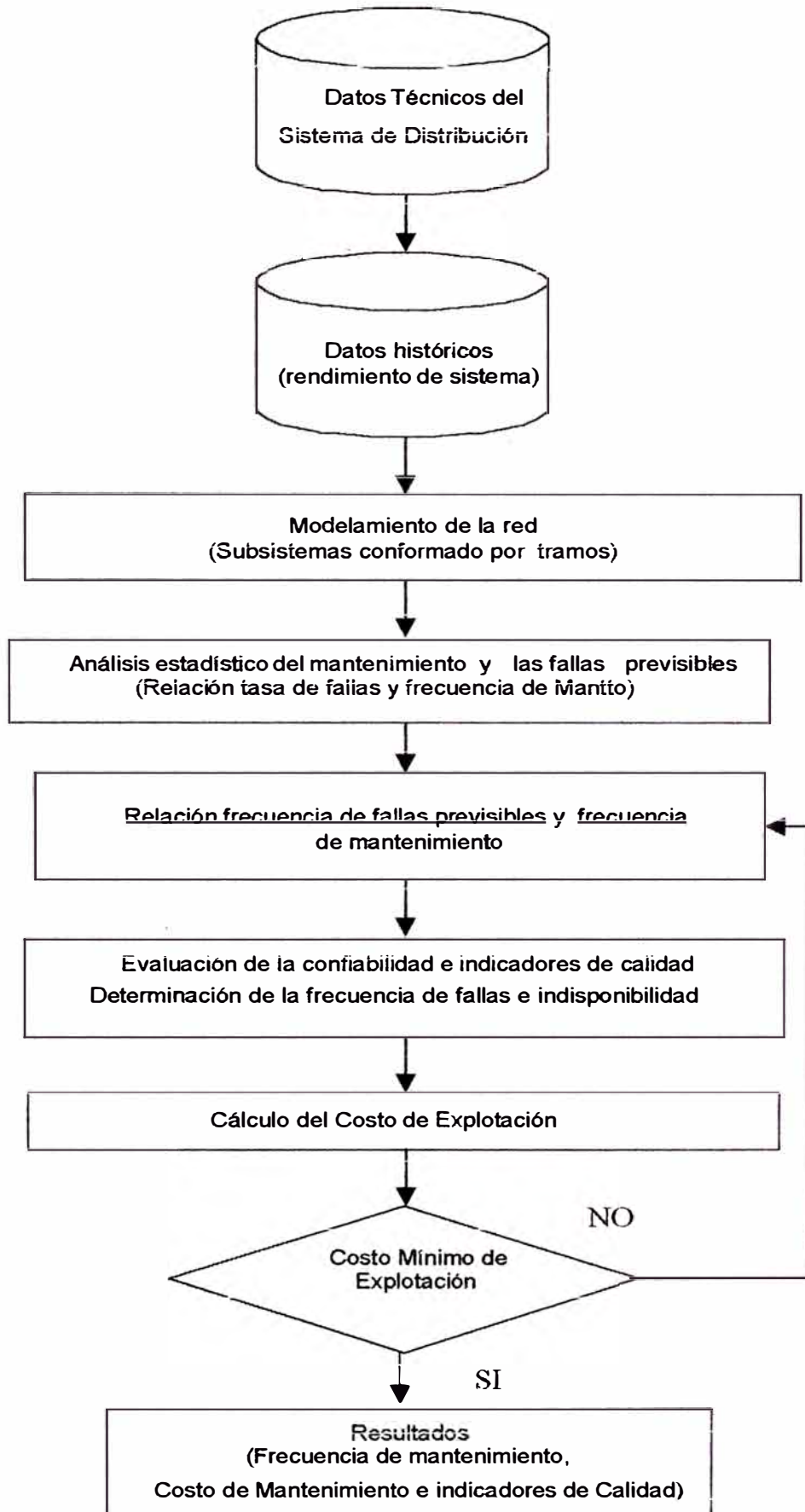
matrices de comportamiento para hallar los indicadores de confiabilidad y los indicadores de calidad de servicio; las matrices de comportamiento es una herramienta que sirve para realizar otros tipos de análisis de planificación de la red con inversiones para mejorar la confiabilidad del sistema, este punto no será materia del presente documento, en los anexos 4, 5, 7, 8, 10, 11, 16,18 y 20 se muestran las matrices de comportamiento de los tramos para los casos aplicativos.

E) Para calcular los costos de explotación, se debe disponer de datos de costos de mantenimiento por tramo, estos se obtienen del ejercicio en el periodo de un año y se clasifican por tipo de mantenimiento (Preventivo y Correctivo) y por componente, estos se detallan en los anexos 03 y 15.

Se debe considerar los tres escenarios descritos en el capítulo 5, en cada escenario se calculará los costos de explotación con la metodología ya indicada, buscando obtener el costo mínimo del escenario que será el más óptimo.

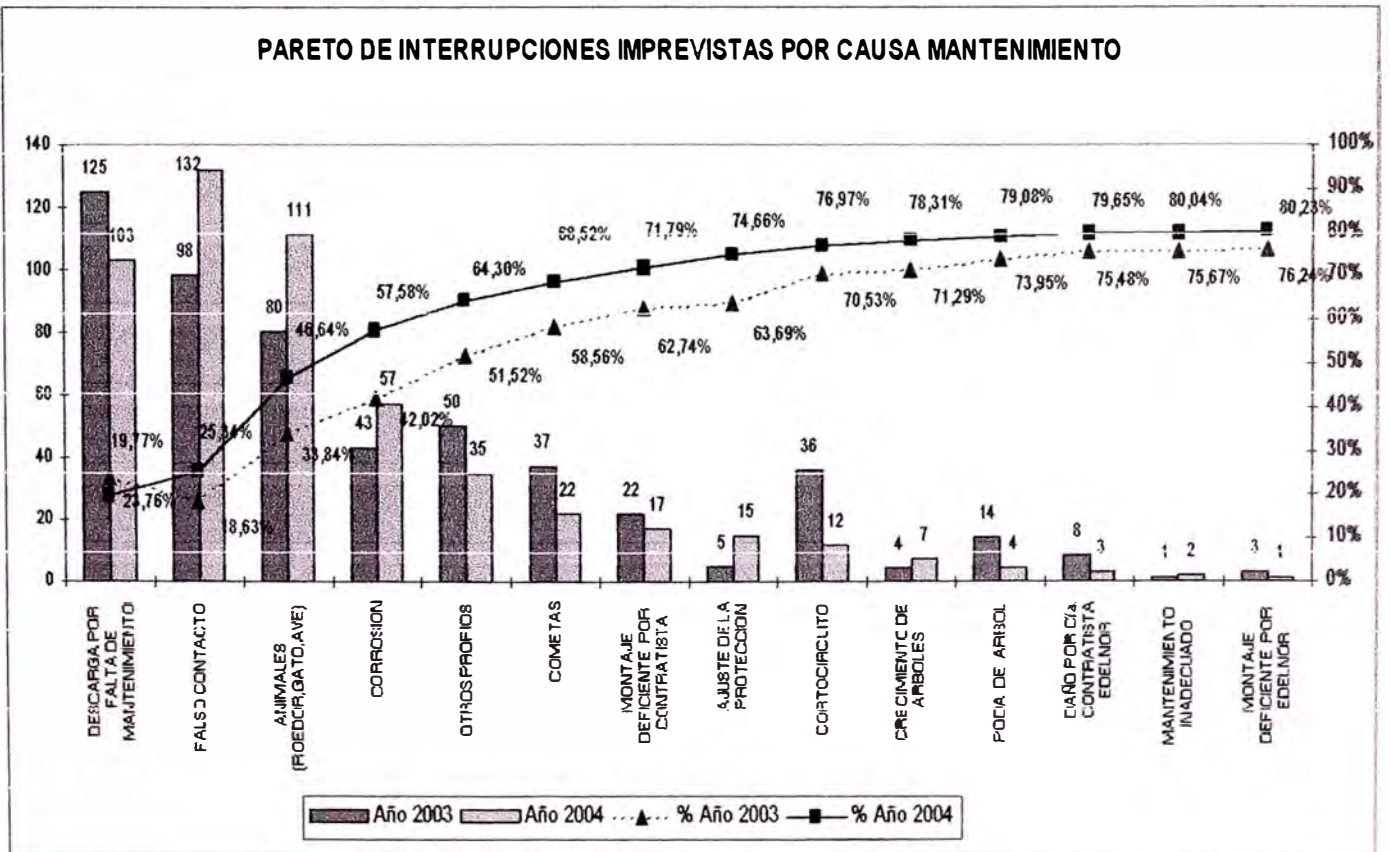
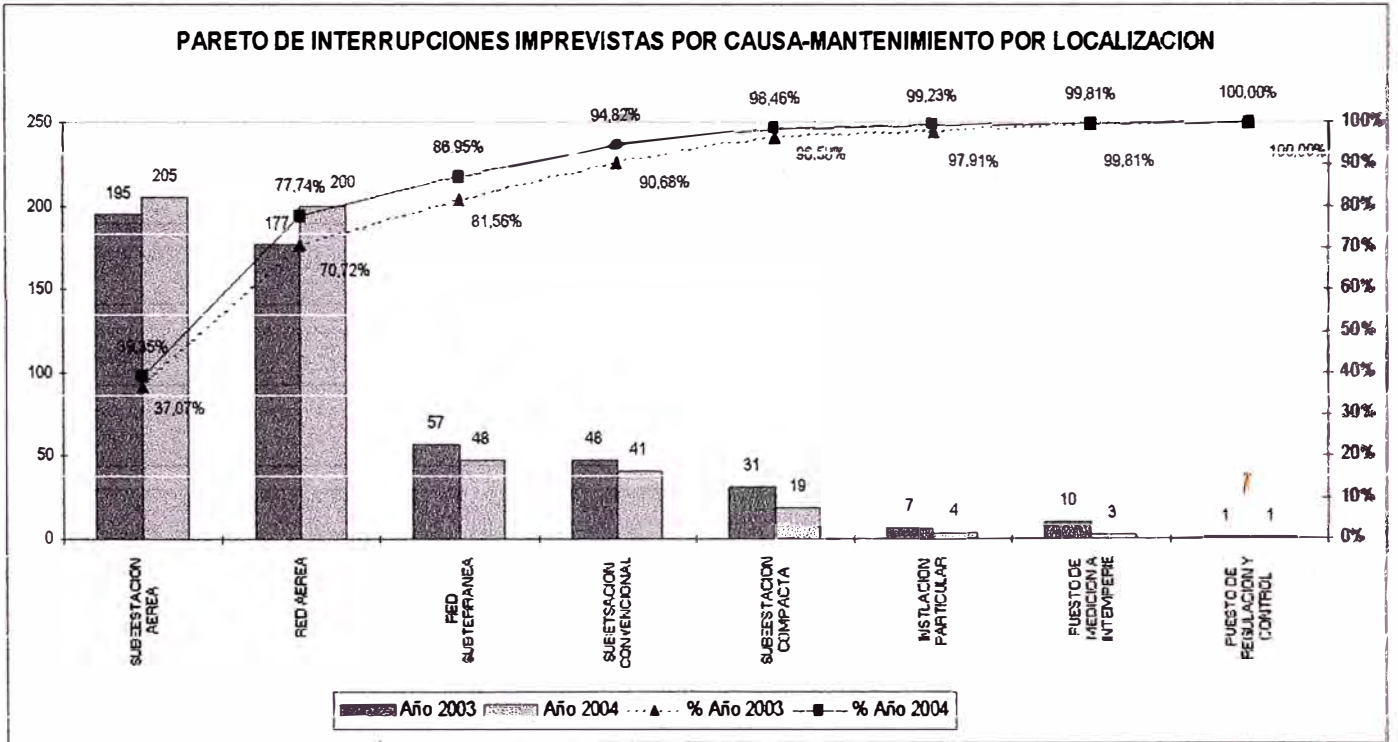
F) Se obtendrá como resultado la frecuencia de mantenimiento óptimo en cada tramo del sistema, los costos de mantenimiento y los indicadores de confiabilidad y calidad de servicio.

A continuación, se representa el flujograma de las etapas del estudio para la aplicación de la metodología:



6.1 Análisis de fallas por localización y causa

A continuación se muestra los paretos de fallas de las redes seleccionadas y otras similares en un periodo de un año.



Las causas más frecuentes de fallas previsibles en las redes de análisis son:

A) Descarga superficial: Esta causa es la que tiene mayor incidencia en la frecuencia de mantenimiento preventivo en las redes aéreas, siendo los puntos más vulnerables las estructuras o apoyos que contienen aisladores de porcelana o de loza y los bushings de los transformadores en las subestaciones aéreas, la experiencia ha demostrado que en las redes de estas características y que se encuentran en zonas de polución severa, que no se realizo la limpieza de los aislamientos por lo menos 01 vez al año, presentan fallas en las épocas mas húmedas o de llovizna, por lo que se concluye que la frecuencia de mantenimiento dependiendo del grado de contaminación debe ser de 1 a 2 intervenciones por año para evitar este tipo de fallas, esta frecuencia se distribuye a los largo de los 02 semestres del año.

B) Falso Contacto: Se deben principalmente a un montaje inadecuado o desgaste en los elementos de contacto que causan el incremento de la temperatura, por el mal contacto en los elementos de conexión, estos originan desprendimientos de los conductores o descargas por el deterioro del aislamiento debido al calentamiento anormal, su efecto es disminuido con la detección oportuna en los programas de termografía, además de la revisión y cambio de elementos de conexión con signos de deterioro durante los trabajos de mantenimiento programado.

C) Ave: Este tipo de falla es originada por las aves durante la construcción de nidos o por contactos directos con las fases próximas de las redes aéreas y

subestaciones aéreas, para lograr una disminución en su efecto no va a depender de la frecuencia de mantenimiento, si no con la instalación de cubiertas o mantas aislantes en los aisladores y conductores de circuitos con mayor tasa de fallas, designar montos de inversión para abarcar tramos más críticos, esto se complementará con un programa de revisión periódica de la red.

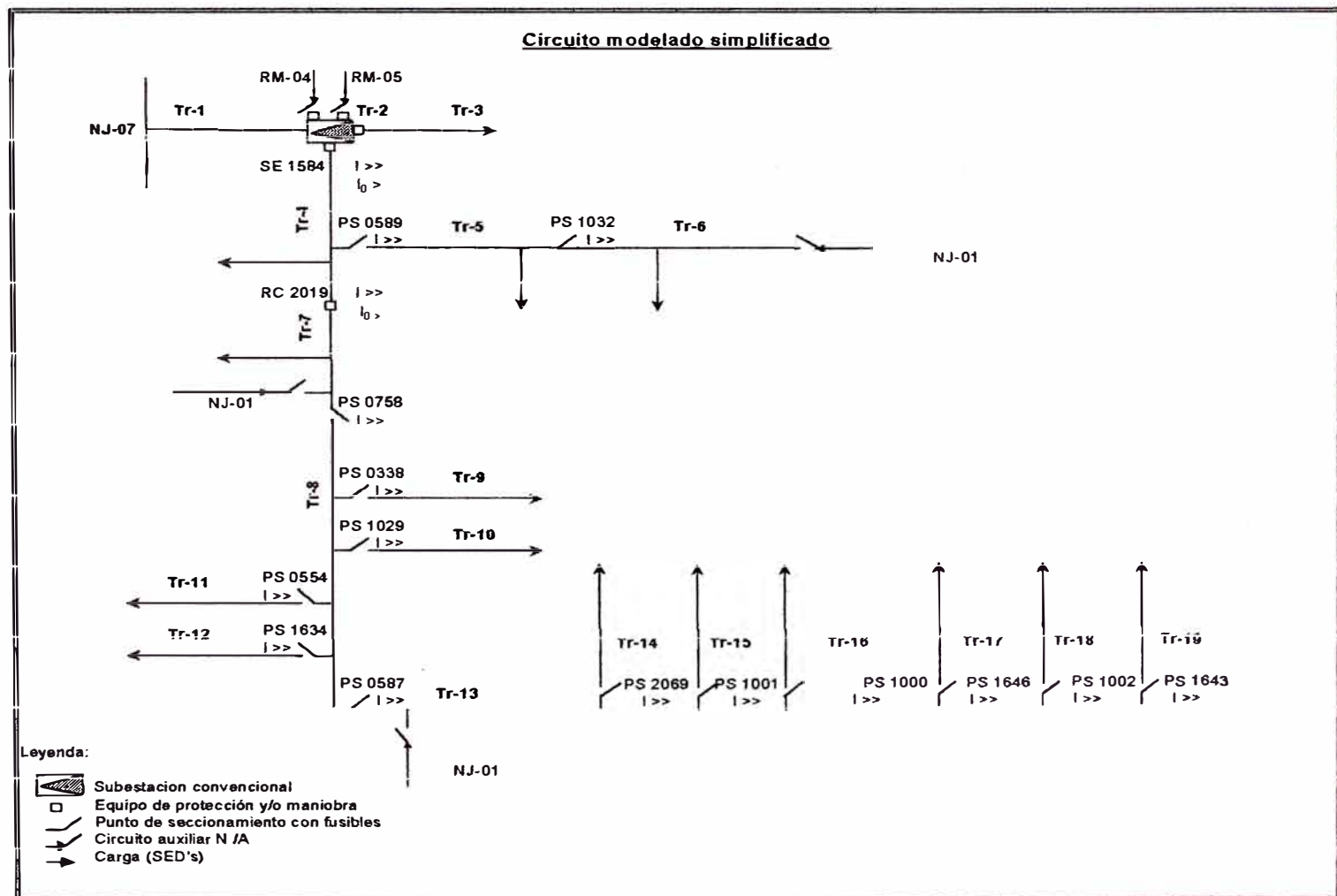
C) Envejecimiento: Esta causa se debe al envejecimiento natural de las instalaciones o por las condiciones ambientales como la corrosión severa que ocasiona un envejecimiento acelerado de los elementos metálicos, se debe designar montos de inversión para renovar las instalaciones

D) Protección: Se debe principalmente a las actuaciones incorrectas de la protección debido a un mal ajuste o defecto en el equipo de protección.

Como se indicó anteriormente, la frecuencia de mantenimiento preventivo predominante debe orientar a disminuir la probabilidad de fallas por descargas superficiales, a su vez eliminando la probabilidad de falsos contactos, y complementariamente la instalación de cubiertas aislantes en los tramos más críticos por nido de aves, para el caso en estudio analizaremos estas probabilidades de falla en el tiempo, considerando la frecuencia de mantenimiento que se aplicó a lo largo del año.

6.2 Primer caso de análisis: Alimentador NJ-07

Modelamiento de la red



Registro históricos de fallas por tramos

FALLAS IMPREVISTAS PREVISIBLES

TRAMO	FECHA	Set-Alim	CIRCUITO AFECTADO	Localización	Responsable	TIPO CAUSA
Tramo 02	28-Nov-2002	NU-07	SE 1584 A SAB 20228 T SCP 6397	SN	MANTENIMIENTO	PROTECCION
Tramo 02	18-Feb-2004	NU-07	CH-01 A SE 1584 (TOTAL)	SN	MANTENIMIENTO	DESCARGA SUPERFICIAL
Tramo 03	16-Jul-2002	NU-07	SC 6393	SC	MANTENIMIENTO	TRANSFORMADOR
Tramo 05	26-Ene-2002	NU-07	PS0587 A SAB 4863 T SAB 11228	RA	MANTENIMIENTO	FALSO CONTACTO
Tramo 05	21-May-2002	NU-07	PS0589 A SC6397 T SAB 2154	RS	MAL MONTAJE	CABLE CON DEFECTO
Tramo 05	28-Nov-2002	NU-07	PS 0589 A SCP 6397 T SAB 2154	RA	MANTENIMIENTO	DESCARGA SUPERFICIAL
Tramo 05	8-Ene-2004	NU-07	PS 589 A NODE 39075T	SA	MANTENIMIENTO	NIDO DE AVE
Tramo 05	16-Ene-2004	NU-07	PF 0589 A SC 6397 T 2154	RA	CAUSA NO DETERMINADA	CAUSA NO DETERMINADA
Tramo 05	11-Feb-2004	NU-07	SCP 6401	SA	MANTENIMIENTO	FALSO CONTACTO
Tramo 06	11-Feb-2004	NU-07	PF 1630 A SAM 11105	SA	MANTENIMIENTO	TRANSFORMADOR
Tramo 06	18-Feb-2004	NU-07	PF 1630 A SAM 11105	SA	MANTENIMIENTO	SOBRECARGA
Tramo 07	2-Ago-2003	NU-07	RC2019 A PF1628	RA	MANTENIMIENTO	PROTECCION
Tramo 08	11-May-2002	NU-07	PS0758 A SAB 2366	RA	CAUSA NO DETERMINADA	CAUSA NO DETERMINADA
Tramo 09	21-Sep-2002	NU-07	SAB 21767	SA	CAUSA NO DETERMINADA	CAUSA NO DETERMINADA
Tramo 09	9-Oct-2002	NU-07	PS0758 A SAB 2366	RA	CAUSA NO DETERMINADA	CAUSA NO DETERMINADA
Tramo 09	6-Feb-2003	NU-07	PS 758 A SAB 2128 T SAB 2366	RA	CAUSA NO DETERMINADA	CAUSA NO DETERMINADA
Tramo 10	21-Feb-2003	NU-07	PS 1029 A SAM 10794 T 2140	RA	MAL MONTAJE	MAL MONTAJE
Tramo 11	1-Jun-2004	NU-07	RC2019 A 2132 T 3698	RA	ENVEJECIMIENTO	ENVEJECIMIENTO
Tramo 13	7-Mar-2002	NU-07	RC2019 A SAB 2128 T SAB 3698	RA	ENVEJECIMIENTO	ENVEJECIMIENTO
Tramo 13	28-Ago-2003	NU-07	RC2019 A 2132 T RC1005	RA	ENVEJECIMIENTO	ENVEJECIMIENTO
Tramo 15	21-Sep-2002	NU-07	PS1637 A SAM 4119 T SAM 11017	RA	MANTENIMIENTO	NIDO DE AVE
Tramo 15	23-May-2003	NU-07	PF1637 A SAB 4119 T 4123	RA	MANTENIMIENTO	COMETA
Tramo 16	21-Feb-2003	NU-07	PS 1000 A SAM 2449	SA	MANTENIMIENTO	MAL MONTAJE
Tramo 18	5-Mar-2002	NU-07	SAM 10996	SA	MANTENIMIENTO	MATERIAL
Tramo 18	6-Mar-2002	NU-07	SAM 10096	SA	MANTENIMIENTO	MATERIAL
Tramo 18	13-Nov-2002	NU-07	SAB 2211	SA	MANTENIMIENTO	FALSO CONTACTO
Tramo 18	30-Dic-2002	NU-07	SAB 2211	SA	MANTENIMIENTO	FALSO CONTACTO
Tramo 19	20-Jun-2002	NU-07	SAB 3048	SA	MANTENIMIENTO	DESCARGA SUPERFICIAL
Tramo 19	5-Ago-2002	NU-07	PS S/N A SAB 3048	RA	CAUSA NO DETERMINADA	CAUSA NO DETERMINADA
Tramo 19	5-Ago-2002	NU-07	SAB 21493	SA	MANTENIMIENTO	DESCARGA SUPERFICIAL
Tramo 19	27-Nov-2002	NU-07	PS 0759 A SAB 20504	RA	MANTENIMIENTO	DESCARGA SUPERFICIAL
Tramo 19	4-Mar-2003	NU-07	SAB 4329	SA	MAL MONTAJE	FALSO CONTACTO
Tramo 19	21-Abr-2003	NU-07	SAM 4329	SA	MANTENIMIENTO	FALSO CONTACTO

FALLAS IMPREVISTAS IMPREVISIBLES

TRAMO	FECHA	Set-Alim	CIRCUITO	Localización	Responsable	TIPO CAUSA
Tramo 03	29-Jun-2002	NU-07	SE 1584 A SC 6393	RA	TERCERO	CHOQUE DE VEHICULO
Tramo 03	4-Nov-2003	NU-07	CH-01 (TOTAL)	RA	TERCERO	DAÑO CASUAL
Tramo 04	3-Ene-2004	NU-07	SE 1584 A SC 6397 T 20228	RA	TERCERO	DAÑO CASUAL
Tramo 04	30-Sep-2002	NU-07	CH-01 FUERA DE SERVICIO TOTAL	RA	TERCERO	AVE
Tramo 05	3-Jul-2003	NU-07	SAB 2154	SA	TERCERO	HURTO
Tramo 07	4-Mar-2002	NU-07	RC2019 A SAB SAB 2128 T SAB 3698	RA	TERCERO	AVE
Tramo 08	26-Abr-2002	NU-07	RC2019 A SAB 2128 T SAB 3698	RA	TERCERO	AVE
Tramo 09	4-Jun-2002	NU-07	PS0758 A SAB 2366	RA	TERCERO	DAÑO INTENCIONAL
Tramo 10	27-Feb-2004	NU-07	RC2019 A SAB 2366 T SAB 2132	RA	TERCERO	CHOQUE DE VEHICULO
Tramo 13	20-Jun-2003	NU-07	DE NODO 31457T A NODO 31325T	RA	TERCERO	CHOQUE DE VEHICULO
Tramo 13	10-Ene-2004	NU-07	RC 2019 A SAB 2366 T SAM 3698	RA	TERCERO	AVE
Tramo 15	23-Oct-2003	NU-07	PS 1627 A SAM 11017 T SAM 4119	RA	TERCERO	DAÑO INTENCIONAL
Tramo 15	28-Jul-2003	NU-07	PS 1001 A 21769 T SAM 21996	RA	TERCERO	AVE
Tramo 15	1-Dic-2003	NU-07	PS 1637 A SAM 11021 T 11025	RA	TERCERO	AVE
Tramo 16	14-Mar-2002	NU-07	PS1000 A SAB 2449	RA	TERCERO	PELOTA
Tramo 16	27-Oct-2002	NU-07	PS1000 A SAB 2449	RA	TERCERO	CHOQUE DE VEHICULO
Tramo 19	9-Nov-2002	NU-07	PS 1643 A SAB 4329 T 4329	RA	TERCERO	PELOTA

De la configuración de la red modelada por tramos (ver anexo 02) y del registro de fallas, se observa que el tramo con mayor tasa de fallas previsible está localizado en el Tramo 5, en los demás casos se estima el valor promedio de fallas imprevisibles y previsible de los 02 últimos años, descartándose en algunos casos donde no se ha presentado fallas en el último año, de igual forma se deberá considerar para todos los tramos un registro histórico del mantenimiento de los dos últimos años, en los casos que no han presentado falla en los últimos dos periodos, se mantendrá la frecuencia de mantenimiento ejecutada; en general podemos indicar que la frecuencia que se ha ejecutado en este sistema es de 01 intervención con suspensión del servicio por año. Para el cálculo de los índices de calidad esperados, se complementará esta información con el tiempo de reposición de cada componente.

Código	Descripción	Unidad	Cantidad	TASA DE FALLAS ESTADÍSTICA EN LOS ÚLTIMOS 02 AÑOS			
				Por causa del mantenimiento	Por efecto de terceros	Por causas propias o No determinados	Tasa de fallas total
				Fallas / año	Fallas / año	Fallas / año	Fallas / año
RA	Redes aéreas MT	km	23,18	7	4	3	0,204
RS	Redes Subterráneas MT	km	8,635	1	0	0	0,116
SN	Subestaciones de distribución MT/BT Convencionales	Unid.	2	1	0	0	0,05
SA	Subestaciones de distribución MT/BT Aéreas	Unid.	118	7	0	0	0,059
SC	Subestaciones de distribución MT/BT Compactas	Unid.	7	1	0	0	0,143

Código	Descripción	TIEMPOS DE MANTENIMIENTO CORRECTIVO							
		Ta (año)	Tl (localización)	Tm (Normalización del tramo)	TR (Restablecimiento sin transferencia)	Tt (Traslado de carga)	Tt (Restablecimiento con traslado)	TR (Tiempo de reparación)	Ti (Total incluido la reparación)
		hrs	hrs	hrs	hrs	hrs	hrs	hrs	hrs
RA	Redes aéreas MT	0,5	0,7	0,2	1,40	0,1	1,50	1	2,4
RS	Redes Subterráneas MT	0,5	0,7	0,2	1,40	0,1	1,50	0,5	4,0
SN	Subestaciones de distribución MT/BT Convencionales	0,5	0,5	0,2	1,20		1,20	1,75	3,0
SA	Subestaciones de distribución MT/BT Aéreas	0,5	0,5	0,2	1,20		1,20	1,75	3,0
SC	Subestaciones de distribución MT/BT Compactas	0,5	0,5	0,2	1,20		1,20	1,75	3,0

Análisis estadístico de las fallas:

El tramo 05: De acuerdo al registro histórico de fallas del tramo 05, se puede predecir el comportamiento de este circuito en el tiempo de acuerdo a la distribución

estadística de Weibull, para esto se tabula las fallas en orden cronológico para determinar el gráfico de fallas acumuladas en el tiempo.

Para el cálculo de los parámetros de Weibull se utilizó el gráfico acumulado de fallas que, además, tiene la ventaja que muestra la tendencia del proceso de fallas del tramo y da orientaciones acerca de la eficacia del plan de mantenimiento que se está aplicando. Además se aplicó las herramientas del programa Excel, para ajustar estos parámetros al gráfico de fallas acumuladas. En este proceso se da valores a los parámetros γ , η y β aproximando la curva hasta lograr que se vea casi igual a $\bar{F}(t)$. En la Figura siguiente se muestra este gráfico preparado con los datos del historial del tramo 5, se observa que esta curva es creciente por lo tanto se buscará que esta tendencia en lo posible sea asíntota horizontalmente luego de aplicar un plan de mantenimiento más efectivo.

DISTRIBUCION DE WEIBULL PARA EL ANALISIS DE MANTENIMIENTO

Circuito: Tramo 05 - PS 0589 a SC 6397 T 2154 Alim.NJ-07

REGISTRO HISTORICO DE FALLAS

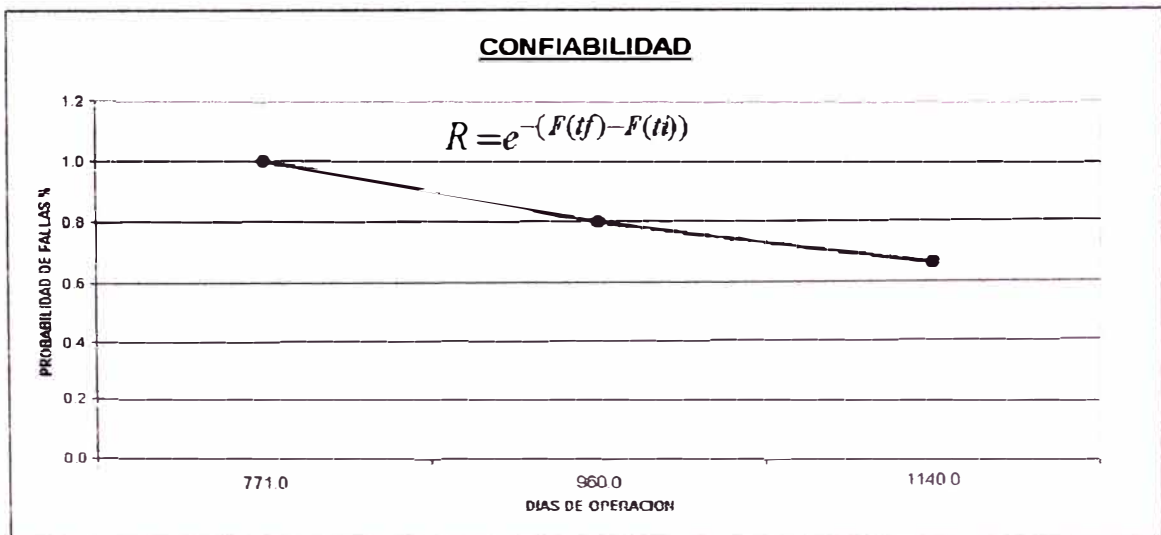
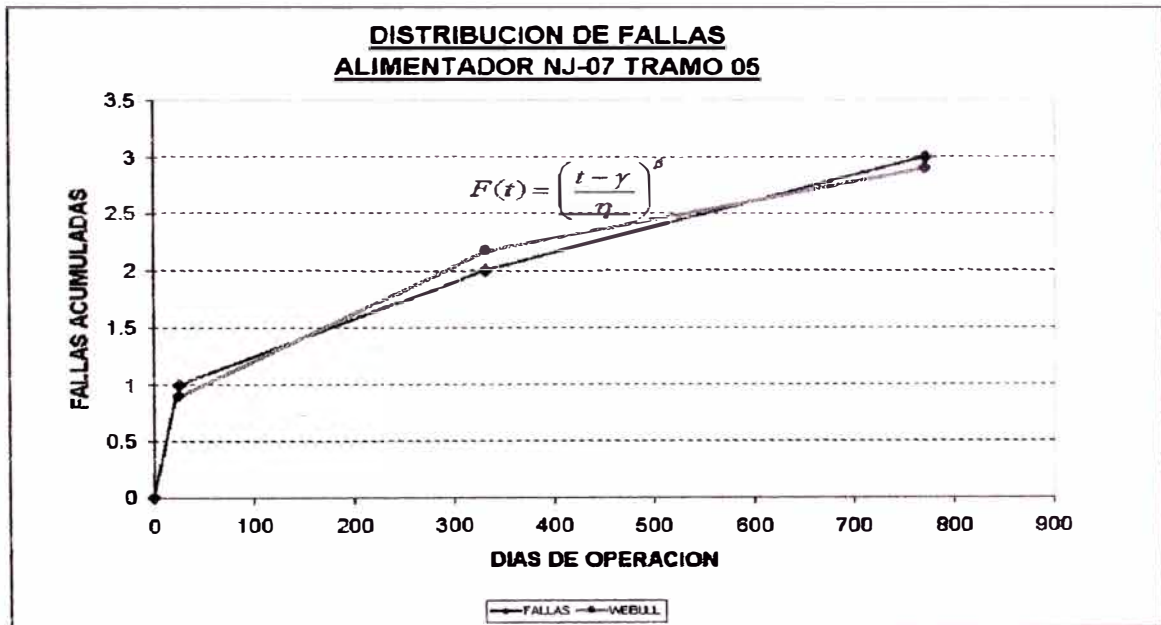
FECHA INICIO HISTORIAL : 01 ENERO 2002 FECHA TERMINO HISTORIAL : FEBRERO 2004

Nº	FECHA	DESCRIPCION DE LA FALLA	DIAS DE OPERACION	WEIBULL APROX	DIAS	CONFIAB.	TBF	MTBF
0	1-Ene-02	INICIO DEL REGISTRO	0					
1	26-Ene-2002	FALSO CONTACTO	25.0	0.90			25	25
2	28-Nov-2002	DESCARGA SUPERFICIAL	331.0	2.17			306	166
3	11-Feb-2004	FALSO CONTACTO	771.0	2.90	0.0	1.0	440	257
4	18-Ago-2004		960.0	3.17	189.0	0.8		
5	14-Feb-2005		1140.0	3.32	359.0	0.7		

ECUACION AJUSTADA →

$$F(t) = \frac{[t - 0]^{0.3425}}{34.36}$$

MTBF (Días) = 186
FREC. (Año) = 1.96



Como resultado de la distribución de fallas se obtiene que la frecuencia de fallas esperadas y previsibles por año es de 1.96 veces (MTBF igual a 186 días), si se revisa el historial de mantenimiento de este circuito tenemos que en promedio se ejecutó 01 intervención por año de mantenimiento con suspensión del servicio y que normalmente se ha venido ejecutando en el primer semestre de cada año, en este tramo se simulará las fallas en los escenarios descritos anteriormente, prediciendo su comportamiento y los costos de explotación asociado; otro resultado que se obtiene del análisis de la distribución de Weibull es el periodo estimado de la siguiente falla, para nuestro caso se tiene el MTBF calculado de 186 días, la siguiente falla será en el mes de agosto del año 2004 con una confiabilidad del 80 %, la segunda falla más cercana será en el mes de febrero del año 2005 con una confiabilidad del 70 %, se debe redireccionar el mantenimiento de modo que el periodo de intervención se ejecute antes de estas fechas estimadas.

Índices de confiabilidad y Costos de Explotación

Para los tres escenarios indicados en la metodología, se calculan en cada escenario los índices de confiabilidad, los índices de calidad esperados y los costos de explotación asociados, las plantillas y resultados se muestran en los anexos 6, 9 y 12; el resultado para determinar la frecuencia optima del estudio se obtiene al comparar los costos de explotación (expresado en soles) que se detallan en el anexo 13, cuyo cuadro resume lo siguiente:

COSTO S/.	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3
Costo de Manto. Preventivo	15,372	16,842	17,225
Costo de Manto. Correctivo	23,637	18,746	18,996
Costo de Compensación por NTCSE	7,925	3,631	3,462
Costo de Energía No suministrada	2,289	2,050	1,853
Costo Total de Explotación	49,224	41,269	41,536

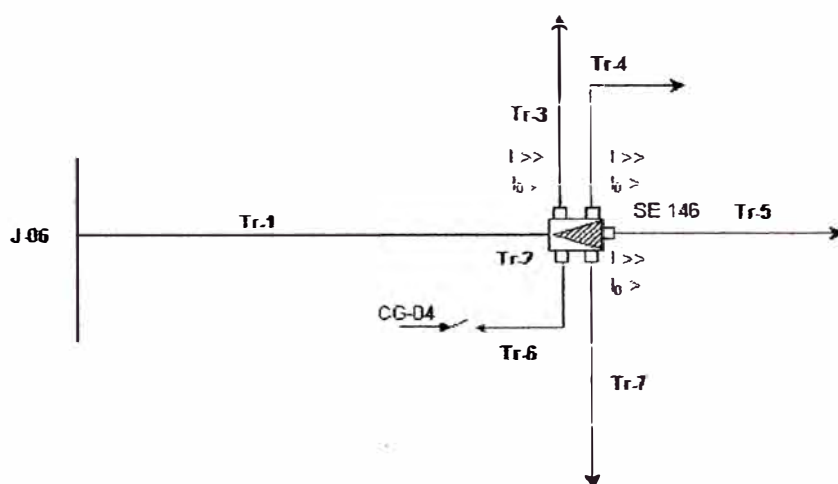
Como resultado de este análisis, se ha determinado que el escenario 2 es el más óptimo, por lo que nuestra planificación debe considerar lo siguiente:

- Del mantenimiento actual expresado en el escenario 1, se aplicará las frecuencias de mantenimiento en base al escenario 2, obteniéndose un ahorro anual de Mil S/. 7,955.
- El escenario 2 plantea aplicar 01 intervención por mantenimiento con suspensión del servicio en todos los tramos en el primer semestre y para los tramos 02, 05 se debe incrementar una frecuencia de mantenimiento con corte en el segundo semestre, logrando así reducir la tasa de fallas y optimizar el costo de explotación.






6.3 Segundo caso de análisis: Alimentador J-06

Modelamiento de la red

Circuito modelado simplificado



Leyenda:

-  Subestacion convencional
-  Equipo de protección y/o maniobra
-  Punto de seccionamiento con fusibles
-  Circuito auxiliar N/A
-  Carga (SED's)

Registro históricos de fallas por tramos

FALLAS IMPREVISTAS PROPIAS

TRAMO	FECHA	Set-Altim	CIRCUITO	LOCALIZACION	RESPONSABLE	TIPO CAUSA
Tr-1	27/06/04	J-06	J-06 A SE 146 (TOTAL)	RA	CAUSA NO DETERMINADA	CAUSA NO DETERMINADA
Tr-3	30/11/03	J-06	SAB 2133	SA	MANTENIMIENTO	CORROSION
Tr-3	18/12/03	J-06	PF0700 A SAB 4264 T SAB 4477	RA	CAUSA NO DETERMINADA	CAUSA NO DETERMINADA
Tr-3	12/01/04	J-06	PF0700 A SAB 4264 T SAB 4477	RA	MANTENIMIENTO	FALSO CONTACTO
Tr-3	02/05/04	J-06	PF0700 A SAB 4264 T SAB 4478	RA	MANTENIMIENTO	NIDO DE AVE
Tr-3	02/05/04	J-06	SAB 4487 A SAB 2397	RA	ENVEJECIMIENTO	ENVEJECIMIENTO
Tr-4	06/05/03	J-06	SE 146 A SE 4292	RS	MATERIAL	MATERIAL O EQUIPO INADECUADO
Tr-4	10/05/03	J-06	SE 146 A SAB 4292	RS	MANTENIMIENTO	BAJO AISLAMIENTO
Tr-4	11/05/03	J-06	SE 146 A SAB 4292	RS	MANTENIMIENTO	BAJO AISLAMIENTO
Tr-4	11/05/03	J-06	SAB 4475	RS	OTROS PROPIOS	OTROS PROPIOS
Tr-4	16/02/04	J-06	SAD 4704	RS	MATERIAL	ENVEJECIMIENTO
Tr-5	07/09/02	J-06	DE SE 146 A SAB 4826	RA	MANTENIMIENTO	DESCARGA SUPERFICIAL
Tr-6	21/04/02	J-06	SE 146 A SE 1933	RA	MANTENIMIENTO	DESCARGA SUPERFICIAL
Tr-6	14/10/03	J-06	SE 146 A SE 1933	RA	MANTENIMIENTO	DESCARGA SUPERFICIAL
Tr-7	07/06/03	J-06	SAB 12278	SA	MANTENIMIENTO	DESCARGA SUPERFICIAL
Tr-7	24/09/03	J-06	SE 146 A SAB 4291	RA	MANTENIMIENTO	DESCARGA SUPERFICIAL
Tr-7	20/06/04	J-06	SE 4298	SA	MANTENIMIENTO	DESCARGA SUPERFICIAL
Tr-7	30/06/04	J-06	SE 146 A SE 4291	SA	MANTENIMIENTO	DESCARGA SUPERFICIAL

FALLAS IMPREVISTAS POR TERCEROS

TRAMO	FECHA	Set-Altim	CIRCUITO	LOCALIZACION	RESPONSABLE	TIPO CAUSA
Tr-1	29/04/03	J-06	J-06 A SE 146 (TOTAL)	RA	TERCERO	VIENTOS ANORMALES
Tr-1	08/04/04	J-06	J-06 A SE 146	RA	TERCERO	CHOQUE DE VEHICULO
Tr-1	17/07/04	J-06	J-06 A SE 146 (TOTAL)	RA	TERCERO	DAÑO INTENCIONAL POR TERCEROS
Tr-4	03/05/03	J-06	SE 146 A SE 4292	RS	TERCERO	DAÑO POR SEDAPAL
Tr-4	09/03/04	J-06	SE 146 A SE 4292	RA	TERCERO	DAÑO CASUAL POR TERCEROS
Tr-4	22/06/04	J-06	SE 146 A SAP 4292	RA	TERCERO	PELOTA
Tr-4	25/07/04	J-06	SE 146 A SAP 4292	SA	TERCERO	PELOTA
Tr-5	26/12/03	J-06	SE 146 A SAB 4826	RA	TERCERO	DAÑO INTENCIONAL POR TERCEROS
Tr-5	29/11/04	J-06	SE 146 A SE 4826	RA	TERCERO	PELOTA
Tr-7	29/01/03	J-06	DE SE 146 A SE 4290	CLIENTE	TERCERO	DEFECTO INTERNO EN INSTALACION DEL CLIENTE
Tr-7	15/06/03	J-06	SE 146 A PS 0194	SA	TERCERO	PELOTA
Tr-7	31/07/03	J-06	PF 0202 A SAB 2133	RA	TERCERO	DAÑO CASUAL POR TERCEROS
Tr-7	24/10/04	J-06	SE 146 A PS 0194	RA	TERCERO	PELOTA
Tr-7	01/11/04	J-06	SE 146 A SF 4291	RA	TERCERO	PELOTA
Tr-7	10/11/04	J-06	SE 146 A PS 0194	CLIENTE	TERCERO	DEFECTO INTERNO EN INSTALACION DEL CLIENTE

Se puede observar que los tramos con mayor cantidad de fallas previsible por mantenimiento están localizado en el Tramo 7, en los demás casos se estima el valor promedio de fallas imprevisibles y previsible de los 02 últimos años, descartándose en algunos casos donde no se ha presentado fallas en el último año, de igual forma se deberá considerar para todos los tramos un registro histórico del mantenimiento de los dos últimos años, en los casos que no han presentado falla en los últimos dos periodos, se mantendrá la frecuencia de mantenimiento ejecutada, en general

podemos indicar que la frecuencia que se ha ejecutado en este sistema es de 01 intervención con suspensión del servicio por año.

Para el cálculo de los índices de calidad esperados, se complementará esta información con los tiempos de reparación de acuerdo a la frecuencia de falla estimada y su localización más representativa.

Código	Descripción	Unidad	Cantidad	TASA DE FALLAS ESTADÍSTICA EN LOS ÚLTIMOS 02 AÑOS			
				Atribuibles a mantenimiento	Atribuibles a terceros	Otras causas propias o No determinados	Tasa de fallas total
				Fallas / año	Fallas / año	Fallas / año	Fallas / año
RA	Redes aéreas MT	km	16.455	7	3	0	0.608
RS	Redes Subterráneas MT	km	6.739	0	0	0	0.000
SN	Subestaciones de distribución MT/BT Convencionales	Unid.	2	0	0	0	0.000
SA	Subestaciones de distribución MT/BT Aéreas	Unid.	76	0	4	0	0.053
SC	Subestaciones de distribución MT/BT Compactas	Unid.	3	0	0	0	0.000

Código	Descripción	TIEMPOS DE MANTENIMIENTO CORRECTIVO							
		Ta (arribo)	Tl (localización)	Tm (Normalización del tramo)	TR (Restablecimiento sin transferencia)	Tc (Traslado de carga)	TT (Restablecimiento con traslado)	TR (Tiempos de reparación)	Tl (Total incluido la reparación)
		hrs	hrs	hrs	hrs	hrs	hrs	hrs	hrs
RA	Redes aéreas MT	0,5	0,7	0,2	1,40	0,1	1,50	1	2,4
RS	Redes Subterráneas MT	0,5	0,7	0,2	1,40	0,1	1,50	3,5	4,9
SN	Subestaciones de distribución MT/BT Convencionales	0,5	0,5	0,2	1,20		1,20	1,75	3,0
SA	Subestaciones de distribución MT/BT Aéreas	0,5	0,5	0,2	1,20		1,20	1,75	3,0
SC	Subestaciones de distribución MT/BT Compactas	0,5	0,5	0,2	1,20		1,20	1,75	3,0

Análisis estadístico de las fallas: Tramo 07:

De acuerdo al registro histórico de fallas del tramo 07 se puede predecir el comportamiento de este circuito de acuerdo a la distribución de Weibull, para esto se tabula las fallas en orden cronológico para determinar el gráfico de fallas acumuladas en el tiempo, se elabora una planilla de Excel que permite realizar el ajuste de la distribución de Weibull, los resultados se muestran a continuación.

DISTRIBUCION DE WEIBULL PARA EL ANALISIS DE MANTENIMIENTO

Circuito: Tramo 07 - SE 146 A PS 0194

REGISTRO HISTORICO DE FALLAS

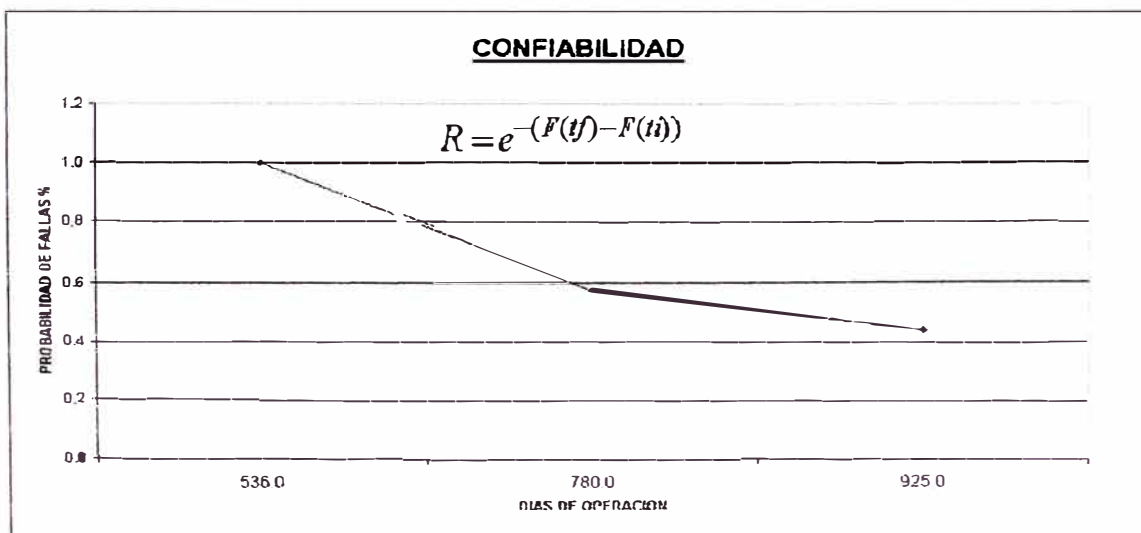
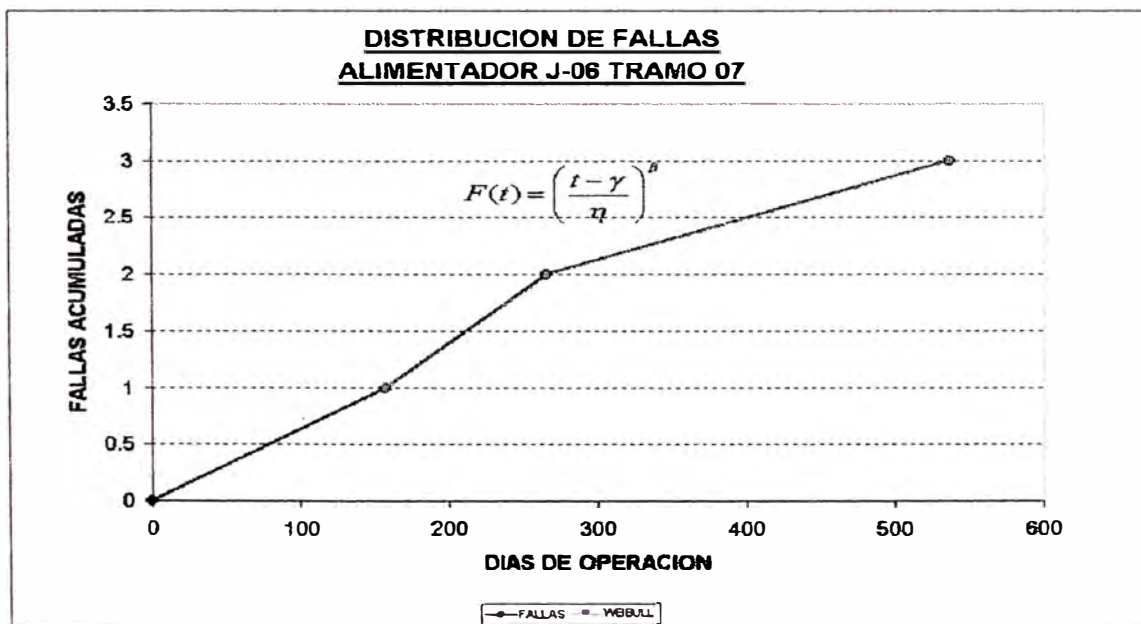
FECHA INICIO HISTORIAL :01/01/2003 FECHA TERMINO HISTORIAL :30/06/2004

N°	FECHA	DESCRIPCION DE LA FALLA	DIAS DE OPERACION	WEIBULL APROX	DIAS	CONFIAB.	TBF	MTBF
0	1-Ene-03	INICIO DEL REGISTRO	0					
1	7-Jun-03	DESCARGA SUPERFICIAL	157.0	1.00			157	157
2	24-Sep-03	DESCARGA SUPERFICIAL	366.0	2.00			109	133
3	20-Jun-04	DESCARGA SUPERFICIAL	536.0	3.00	0.0	1.0	379	179
4	24-Nov-2004		780.0	3.56	157.0	0.6		
5	14-Jul-2005		925.0	3.83	369.0	0.4		

ECUACION AJUSTADA ==>>

$$F(t) = \frac{[t - 138.83]^{0.3637}}{18.19}$$

MTBF (Días) = 156
 FREC (Año) = 2.34



Como resultado de la distribución de fallas se obtiene que la frecuencia de fallas esperadas y previsibles por año es de 2.34 veces (MTBF igual a 156 días), si se revisa el historial de mantenimiento de este circuito tenemos que en promedio se ejecutó 01 intervención por año de mantenimiento con suspensión del servicio y que normalmente se ha venido ejecutando en los primeros semestres de cada año, en este tramo se simulará las fallas en los tres escenarios considerados para predecir su comportamiento y los costos de mantenimiento asociados; otro resultado que se obtiene del análisis de la distribución de Weibull es el periodo estimado de la siguiente falla, para nuestro caso se tiene el MTBF calculado de 186 días, la siguiente falla resultó en el mes de noviembre del año 2004 con una confiabilidad del 60 %, la siguiente falla se dará en el julio del 2005 con una confiabilidad del 40 %.

Índices de confiabilidad y Costos de Explotación

Para los tres escenarios indicados en la metodología, se calculan en cada escenario los índices de confiabilidad, los índices de calidad esperados y los costos de explotación asociados, las plantillas y resultados se muestran en los anexos 17, 19 y 21; el resultado para determinar la frecuencia óptima del estudio se obtiene al comparar los costos de explotación (expresado en soles) que se detallan en el anexo 22, cuyo cuadro resumen es el siguiente:

Descripción	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3
Costo de Mantto. Preventivo	10,590	12,141	12,963
Costo de Mantto. Correctivo	10,715	9,733	10,060
Costo de Compensación por NTCSE	12,334	6,464	1,722
Costo de Energía No suministrada	2,119	2,053	2,006
Costo Total de Explotación	35,758	30,390	26,751

Como resultado de este análisis, se ha determinado que el escenario 3 es el más óptimo, por lo que nuestra planificación debe considerar lo siguiente:

- Se obtendrá un ahorro de Mil S/. 9,008
- Se debe aplicar 01 intervención de mantenimiento con suspensión del servicio en todos los tramos en el primer semestre.
- Para el tramo 07 se deberá incrementar la frecuencia de 01 mantenimiento con mantenimiento con tensión en el segundo semestre para reducir la tasa de fallas y logrando optimizar el costo de mantenimiento.

Conclusiones

- 1) Como resultado de la aplicación de este modelo de mantenimiento, hemos determinado los escenarios y frecuencias de mantenimiento más óptimos, obteniendo un ahorro esperado en los costos de explotación del 16 % y 25 % en los alimentadores de estudio, además de una mejora en los indicadores de calidad de servicio.
- 2) El modelo ha permitido determinar para cada alimentador el cuándo y dónde hacer mantenimiento que resulte ser el más efectivo considerando los aspectos técnicos y económicos, los tramos indicados como representativos para el análisis de Weibull han predecido valores cercanos a los eventos reales ocurridos en el segundo semestre del año 2004, es por ello que se recomienda su monitoreo para posteriores consideraciones y ajustes del modelo.
- 3) Los valores reales de costos de explotación obtenidos en el ejercicio del año 2004 luego de aplicarse esta metodología, presentan una disminución del 10 % y 15 % para el primer y segundo alimentador con respecto al año anterior, por lo tanto se demuestra que la frecuencia propuesta resultó ser más óptimo.
- 4) Se ha demostrado que este método se adapta mejor a sistemas de redes aéreas, debido a que la tasa de falla en la red aérea es la más sensible a la cantidad de mantenimiento efectuado.
- 5) Este modelo puede ser usado para estimar presupuestos de mantenimiento sobre la base de datos históricos y a la predicción de los indicadores de calidad de servicio como resultados finales de la gestión del mantenimiento.

Observaciones

- 1) Al incluir el criterio de calidad de servicio en la identificación de tramos y componentes críticos de la red de media tensión, involucra la supervisión de los indicadores de calidad FIC y TIC y los costos de mantenimiento reales por componente para un control del costo de explotación.
- 2) El método puede ser aplicado para cualquier nivel de detalle, solo depende de la disponibilidad de datos fidedignos. En este estudio hemos aproximado frecuencia y tiempos de reposición a nivel de tramos o circuitos de la red, de acuerdo a su desempeño histórico, sus componentes en algunos casos, pueden presentar restricciones y características específicas que pueden ser fácilmente consideradas en la matriz de comportamiento de la red.
- 3) En el cálculo de los indicadores de calidad de servicio, se incluyen las interrupciones de alta tensión y baja tensión con valores de frecuencia de falla y tiempo de interrupción promedio que se adicionan al resultado obtenido de la tasa de falla y tiempo de indisponibilidad en la matriz de comportamiento

Anexo 01: Actividades de Mantenimiento

INSTALACION	ELEMENTO	TIPO DE MANTENIMIENTO	DESCRIPCION DE TAREAS	DESARROLLO DE ACTIVIDAD
REDES AEREAS	Sistemas de puesta a tierra	Preventivo	Mantenimiento de rutina pozos	Con suspensión del servicio
	Interruptor Reclosor	Preventivo	Mantenimiento reclosor	Con suspensión del servicio
	Banco de Condensadores	Preventivo	Mantenimiento Banco condensadores	Con suspensión del servicio
	Regulador de Tensión	Preventivo	Limpieza Regulador	Con suspensión del servicio
	Armado	Preventivo	Limpieza de aisladores porcelana	Con suspensión del servicio
	Armado	Preventivo	Limpieza de aisladores poliméricos	Con suspensión del servicio
	Armado	Preventivo	Retiro de elementos extraños y nidos	A evaluarse
	Armado	Preventivo	Hidrolavado armado	Sin suspensión del servicio
	Poste de seccionamiento con equipo de maniobra	Preventivo	Limpieza (incluye equipos) PS	Con suspensión del servicio
	Armado con terminales exteriores	Preventivo	Mantenimiento de terminales	Con suspensión del servicio
	Poste de seccionamiento con equipo de maniobra	Preventivo	Hidrolavado PS	Con suspensión del servicio
	Punto de medición a Intemperie PMI	Preventivo	Mantenimiento a PMIs	Con suspensión del servicio
	Tramo red MT	Preventivo	Poda de arboles	A evaluarse
	Pozos en equipos y PS	Preventivo	Medición pozos	Sin suspensión del servicio
	Reclosor	Preventivo	Pruebas eléctricas y verificación de calibración de relés	Con suspensión del servicio
	Tramo red MT	Predictivo	Inspección de rutina	Sin suspensión del servicio
	Tramo red MT	Predictivo	Termovisión redes	Sin suspensión del servicio
SUBESTACIONES CONVENCIONALES	Celda con barra directa	Preventivo	Mantenimiento a Celdas con barra directa	Con suspensión del servicio
	Terminales interiores	Preventivo	Limpieza de terminales interiores	Con suspensión del servicio
	Celda MT equipo de maniobra y protección	Preventivo	Mando a Interruptor o seccionador de potencia	Con suspensión del servicio
	Celda MT equipo de maniobra y protección	Preventivo	Pruebas eléctricas y verif. de calibración de relés Primarios	Con suspensión del servicio
	Celda MT equipo de maniobra y protección	Preventivo	Pruebas eléctricas y verif. de calibración de relés Secundarios	Con suspensión del servicio
	Aisladores del Sistema de Barras	Preventivo	Mantenimiento de barras MT	Con suspensión del servicio
	Subestacion Convencional	Preventivo	Mantenimiento general de la subestación	Con suspensión del servicio
	Subestacion Convencional	Preventivo	Mantenimiento (Limpieza interna)	Con suspensión del servicio
	Subestacion Convencional	Preventivo	Mantenimiento en caliente de la subestación	Sin suspensión del servicio
	Subestacion Convencional	Preventivo	Mantenimiento de extractores de aire	Sin suspensión del servicio
	Subestacion Convencional	Preventivo	Mantenimiento de iluminación	Sin suspensión del servicio
	Sistemas de puesta a tierra	Preventivo	Medición Resistividad	Sin suspensión del servicio
	Sistemas de puesta a tierra	Preventivo	Mantenimiento de rutina pozos	Sin suspensión del servicio
	Transformador	Preventivo	Cambio de transformador	Con suspensión del servicio
	Subestacion Convencional	Preventivo	Mantenimiento de tuzones	Sin suspensión del servicio
	Subestacion Convencional	Predictivo	Inspecciones de rutina	Sin suspensión del servicio
	Subestacion Convencional	Predictivo	Inspección de detallada	Sin suspensión del servicio
Subestacion Convencional	Predictivo	Termovisión	Sin suspensión del servicio	
Transformador	Predictivo	Pruebas eléctricas / Analisis de aceite	Con suspensión del servicio	
SUBESTACION AEREA	Subestación Aérea tipo SAB/SAM	Preventivo	Mantenimiento general integral SAB/SAM	Con suspensión del servicio
	Subestación Aérea tipo SAR/SAM	Preventivo	Hidrolavado SAR	Sin suspensión del servicio
	Subestación Aérea tipo SAB/SAM	Preventivo	Hidrolavado SAM	Sin suspensión del servicio
	Sistemas de puesta a tierra	Preventivo	Medición Resistividad	Sin suspensión del servicio
	Sistemas de puesta a tierra	Preventivo	Mantenimiento de rutina pozos	Sin suspensión del servicio
	Subestación Aérea tipo SAB/SAM	Predictivo	Inspecciones de rutina	Sin suspensión del servicio
Subestación Aérea tipo SAB/SAM	Predictivo	Termovisión Subestaciones	Sin suspensión del servicio	
SUBESTACION COMPACTA	SEEE Compacta	Preventivo	Mantenimiento Integral	Con suspensión del servicio
	SEEE Compacta	Preventivo	Mantenimiento de alrededores	Sin suspensión del servicio
	Transformador	Preventivo	Cambio de transformador por rotación	Con suspensión del servicio
	Inspección	Predictivo	Inspecciones de rutina	Sin suspensión del servicio
	Termovisión	Predictivo	Termovisión	Sin suspensión del servicio
	Boveda	Preventivo	Limpieza de ductos de ventilación	Con suspensión del servicio
	Transformador	Preventivo	Cambio de transformador por rotación	Con suspensión del servicio

Anexo 02: Modelamiento de la red en tramos – Alimentador NJ-07

Alimer	Tramo	Circuito	Long.Redes Aereas km	Long.Redes Subta. km	Cantidad de SN	Cantidad de SA	Cantidad de SC	Cantidad de Clientes BT	Cantidad de Clientes MT	Potencia Instalada kVA	Energia prom. mensual BT (kWh)	Energia prom. mensual MT (kWh)	Máxima Carga (A)
NJ-07	Tr-1	NJ-07 a SE 1584	4.25	2.48	0	0	0	0	0	0.00	0.00	0.00	280.0
NJ-07	Tr-2	SE 1584	0.00	0.00	1	0	0	75	0	250.00	33,015.08	0.00	10.0
NJ-07	Tr-3	SE 1584 a SC 6393	0.32	1.47	1	1	3	650	0	1,050.00	170,199.75	0.00	43.0
NJ-07	Tr-4	SE 1584 a SAB 2026 T 8397 HASTA RC 2319 Y HASTA PS 1032	0.34	0.10	0	1	0	50	0	100.00	9,336.00	0.00	220.0
NJ-07	Tr-5	PS 0589 a SC 6397 T 2154	0.81	3.31	0	8	4	1,000	0	1,400.00	351,208.25	0.00	114.0
NJ-07	Tr-6	PS 1032 A 11100 T 2538	1.08	0.40	0	11	0	550	0	950.00	104,359.08	0.00	300.0
NJ-07	Tr-7	RC 2119 A SAM 3538 T HASTA PS 0758	1.04	0.00	0	2	0	120	0	50.00	2,077.75	0.00	113.0
NJ-07	Tr-8	PS 0758 A 2132 T 2066 HASTA PS 0587	2.12	0.08	0	10	0	750	0	750.00	80,739.83	0.00	112.0
NJ-07	Tr-9	PS 0338 a SAB 2136	1.57	0.00	0	8	0	630	0	450.00	48,968.75	0.00	12.0
NJ-07	Tr-10	PS1029 a SAB 3233 T 10794	2.06	0.00	0	10	0	650	0	500.00	70,889.75	0.00	18.0
NJ-07	Tr-11	PS0534 a SAB 2131 T 2131	0.91	0.00	0	4	0	250	0	150.00	39,484.75	0.00	10.0
NJ-07	Tr-12	PS 1E34 A 10800	0.08	0.00	0	2	0	150	0	75.00	2,828.42	0.00	4.0
NJ-07	Tr-13	PS 0587 T 11327 T 4853	0.74	0.00	0	2	0	150	0	100.00	11,749.67	0.00	52.0
NJ-07	Tr-14	PS 2069 A 11231 T 11228	0.42	0.00	0	7	0	350	0	175.00	5,168.67	0.00	7.0
NJ-07	Tr-15	PS1031 a SAB 21789 T 21886	1.60	0.00	0	19	0	800	0	475.00	32,838.17	0.00	19.0
NJ-07	Tr-16	PS1030 a SAB 2449	1.01	0.00	0	10	0	750	0	250.00	18,878.08	0.00	10.0
NJ-07	Tr-17	PS1616 a SAM 11094 T 11003	0.36	0.00	0	4	0	300	0	200.00	5,623.42	0.00	8.0
NJ-07	Tr-18	PS1032 a SAB 2211	1.51	0.00	0	10	0	850	0	500.00	49,897.50	0.00	20.0
NJ-07	Tr-19	PS1813 a SAB 4328 T 4329	0.24	0.00	0	14	0	700	0	700.00	85,834.83	0.00	28.0

Anexo 02: Modelamiento de la red en tramos – Tasa de fallas y Tiempos de Interrupción (Localización y Reparación)

Alimen	Tramos	Circuitos	DATOS ESTIMADOS		DATOS REALES (AÑOS 2002 - 2003)	
			λ (Tasa de fallas)	Tiempo de Interrupción (TI + Trep.)	λ (Tasa de fallas)	Tiempo de Interrupción (TI + Trep.)
NJ-C7	Tr-1	NJ-07 a SE 1584	2.3017	2.0	0.0	2.4
NJ-C7	Tr-2	SE 1584	0.0500	2.3	0.5	3.0
NJ-C7	Tr-3	SE 1584 a SC 8393	0.8407	2.5	1.0	4.9
NJ-C7	Tr-4	SE 1584 a SAB 20228 T 6397 HASTA RC 2019 Y HASTA PS 1032	0.2162	1.9	1.0	2.4
NJ-C7	Tr-5	PS 0589 a SC 6397 T 154	1.6761	2.6	2.5	2.4
NJ-C7	Tr-6	PS 1032 A 11100 T 2538	1.0261	2.1	0.0	2.4
NJ-C7	Tr-7	RC 2019 A SAM 3598 T HASTA PS 0758	0.5769	1.8	0.5	2.4
NJ-C7	Tr-8	PS 0758 A 2132 T 2356 HASTA PS 0587	1.4399	1.9	0.5	2.4
NJ-C7	Tr-9	PS0338 a SAB 2136	1.1283	1.9	1.0	2.4
NJ-C7	Tr-10	PS1028 a SAB 3263 T 10794	1.4018	1.9	0.5	2.4
NJ-C7	Tr-11	PS0554 a SAB 2181 T 2131	0.6009	1.9	1.0	2.4
NJ-C7	Tr-12	PS 1634 A 10800	0.1227	2.1	0.0	2.4
NJ-C7	Tr-13	PS 0587 T 11327 T 4353	0.4345	1.8	2.0	2.4
NJ-C7	Tr-14	PS 2089 A 11231 T 11228	0.4935	2.0	0.0	2.4
NJ-C7	Tr-15	PS1001 a SAB 21769 T 21988	1.5329	2.0	1.5	2.4
NJ-C7	Tr-16	PS1000 a SAB 2449	0.9040	2.0	0.5	2.4
NJ-C7	Tr-17	PS1646 a SAM 11004 T 11003	0.3369	2.0	0.0	2.4
NJ-C7	Tr-18	PS1002 a SAB 2211	1.1417	1.9	1.0	2.4
NJ-C7	Tr-19	PS1643 a SAB 4328 T 4329	0.7047	2.2	2.0	2.4

Anexo 03: Costos de Mantenimiento en el alimentador NJ-07

COSTOS DE MANTENIMIENTO POR TIPO DE INSTALACION DE LA RED (MT - MATERIAL Y MANO) DE OBRA

TRAMOS	CIRCUITO	CONDICIONES AMBIENTALES	FRECUENCIA	REDES AEREAS		REDES SUBTERRANEAS		SED AEREAS		SED CONVENCIONALES		SED COMPACTA		MANIOBRA		TOTAL	
				COSTO SI CON AFECTACION DEL SERVICIO	COSTO SI SIN AFECTACION DEL SERVICIO	COSTO SI CON AFECTACION DEL SERVICIO	COSTO SI SIN AFECTACION DEL SERVICIO	COSTO SI CON AFECTACION DEL SERVICIO	COSTO SI SIN AFECTACION DEL SERVICIO	COSTO SI CON AFECTACION DEL SERVICIO	COSTO SI SIN AFECTACION DEL SERVICIO	Tiempo para Maniobra Hrs	OPERACION HORAS CUADRILLA SI	COSTO SI CON AFECTACION DEL SERVICIO	COSTO SI SIN AFECTACION DEL SERVICIO		
Tr-1	NJ-07 a SE-584	POLUCION MODERADA	1	414.29	584.85	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1	30.56	475.41	584.85
Tr-2	8E-1584	POLUCION SEVERA	1	0.00	0.00	26.00	0.00	0.00	0.00	269.44	7E.57	0.00	0.00	1	30.56	375.56	78.57
Tr-3	8E-1584 a S.C. 6353	POLUCION SEVERA	1	109.30	240.04	75.00	0.00	54.43	66.65	269.44	7E.57	224.73	0.00	13	30.56	844.56	395.26
Tr-4	8E-1584 a S.A.B. 2020 T. 6397 HASTA RC 2019	POLUCION SEVERA	1	61.62	160.64	75.00	0.00	54.43	66.65	0.00	0.00	0.00	0.00	13	30.56	282.75	227.29
Tr-5	PS 0589 a S.C. 6397 T. 2154	POLUCION SEVERA	1	299.23	1069.53	0.00	0.00	482.77	486.59	0.00	0.00	299.65	0.00	13	30.56	1173.32	1596.11
Tr-6	PS 1032 A 11100 T. 2538	POLUCION SEVERA	1	243.43	1143.19	0.00	0.00	573.97	336.78	0.00	0.00	0.00	0.00	13	30.56	909.06	1479.98
Tr-7	RC 2019 A S.A.M. 3536 T. HASTA PS 0750	POLUCION SEVERA	1	343.62	753.27	0.00	0.00	101.79	20.06	0.00	0.00	0.00	0.00	13	30.56	537.25	773.33
Tr-8	PS 0750 A 2132 T. 2366 HASTA F8 0367	POLUCION SEVERA	1	702.24	1647.77	0.00	0.00	533.67	496.62	0.00	0.00	0.00	0.00	13	30.56	1327.56	2144.38
Tr-9	PS 0328 a S.A.B. 2136	POLUCION SEVERA	1	357.66	757.60	0.00	0.00	479.24	429.97	0.00	0.00	0.00	0.00	13	30.56	828.56	1187.57
Tr-10	PS 1029 a S.A.B. 3263 T. 10794	POLUCION SEVERA	1	719.89	1639.39	0.00	0.00	526.61	383.38	0.00	0.00	0.00	0.00	13	30.56	1338.17	2082.77
Tr-11	PS 0534 a S.A.B. 2161 T. 2131	POLUCION SEVERA	1	237.47	552.03	0.00	0.00	214.17	209.97	0.00	0.00	0.00	0.00	13	30.56	543.32	762.00
Tr-12	PS 1634 A 11100	POLUCION SEVERA	1	24.74	60.09	0.00	0.00	101.79	20.06	0.00	0.00	0.00	0.00	13	30.56	218.22	80.14
Tr-13	PS 0507 T. 11327 T. 4053	POLUCION SEVERA	1	373.94	984.34	0.00	0.00	108.65	133.30	0.00	0.00	0.00	0.00	13	30.56	574.47	1117.64
Tr-14	PS 2069 A 1231 T. 11228	POLUCION SEVERA	1	148.73	384.30	0.00	0.00	356.27	70.19	0.00	0.00	0.00	0.00	13	30.56	596.66	454.19
Tr-15	PS 1001 a S.A.B. 21763 T. 21966	POLUCION SEVERA	1	634.41	1533.45	0.00	0.00	957.03	180.52	0.00	0.00	0.00	0.00	13	30.56	1683.12	1723.98
Tr-16	PS 1000 a S.A.B. 2449	POLUCION SEVERA	1	386.21	945.40	0.00	0.00	508.96	100.28	0.00	0.00	0.00	0.00	13	30.56	996.66	1046.68
Tr-17	PS 1606 a S.A.M. 11094 T. 11003	POLUCION SEVERA	1	62.90	353.19	0.00	0.00	207.11	96.73	0.00	0.00	0.00	0.00	13	30.56	361.66	449.32
Tr-18	PS 1002 a S.A.B. 2211	POLUCION SEVERA	1	245.06	1334.83	0.00	0.00	526.61	388.38	0.00	0.00	0.00	0.00	13	30.56	863.36	1718.30
Tr-19	PS 1608 a S.A.B. 4326 T. 4323	POLUCION SEVERA	1	253.33	2033.18	0.00	0.00	748.78	593.35	0.00	0.00	0.00	0.00	13	30.56	1095.75	2626.52

COSTOS DE MANTENIMIENTO CORRECTIVO

Componente a reparar	Unidad	Costo Prom. (Mat + M.O) \$/.
Red Aérea (RA)	Cjto	358.5
Red Subterráneas (RS)	Cjto	1238.4
Subestación convencional (SC)	Cjto	5025
Subestación Aérea (SA)	Cjto	249.8
Subestación Compacta (SC)	Cjto	149

COSTOS POR ATENCION DE EMERGENCIA

Descripción	Unidad	Costo \$/.
Disponibilidad Cuadrilla Operación	Hore / cuadrilla	36.5
Disponibilidad Cuadrilla Localización	Hore / cuadrilla	59

Anexo 06: Indicadores de Calidad y Costos de Explotación: Alimentador NJ-07 - Escenario 1

A) INDICADORES DE CONFIABILIDAD Y CALIDAD DE SERVICIO

FRECUENCIAS Y TIEMPOS DE FALIAS TOTALES - TRAMOS DE RED MT

		Tr.1	Tr.2	Tr.3	Tr.4	Tr.5	Tr.6	Tr.7	Tr.8	Tr.9	Tr.10	Tr.11	Tr.12	Tr.13	Tr.14	Tr.15	Tr.16	Tr.17	Tr.18	Tr.19
Frecuencia de fallas imprevistas	N (Fallas / año)	0.80	0.80	1.50	2.55	4.30	4.30	6.06	6.40	7.10	6.75	7.10	6.40	7.80	7.80	6.85	8.15	7.80	6.80	9.20
Indisponibilidad del sistema por año	D (hrs)	1.120	2.045	4.125	4.720	15.170	6.345	9.170	9.710	11.790	10.750	11.790	9.710	13.370	13.370	16.490	14.410	13.370	15.450	19.030
Frecuencia de cortes por Manto Semestre I	N (Manto / semestre)	1.0	0.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	2.0	2.0	2.0	2.0	0.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
Indisponibilidad del sistema por Manto	D (hrs)	4.0	0.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	12.0	12.0	12.0	12.0	0.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0
Frecuencia de cortes por Manto Semestre II	N (Manto / semestre)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Indisponibilidad del sistema por Manto	D (hrs)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

FRECUENCIAS Y TIEMPOS DE FALIAS TOTALES - RED AT - HT

Interrupciones AT - HT	N (Fallas / año)	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Indisponibilidad del sistema por fallas	d HT	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

INDICADORES DE CONFIABILIDAD

		Tr.1	Tr.2	Tr.3	Tr.4	Tr.5	Tr.6	Tr.7	Tr.8	Tr.9	Tr.10	Tr.11	Tr.12	Tr.13	Tr.14	Tr.15	Tr.16	Tr.17	Tr.18	Tr.19
Total Interrupciones Semestre I	N (semestral)	2.40	1.40	2.75	3.28	4.15	4.15	5.03	5.20	6.55	6.38	6.55	6.20	4.90	6.90	6.43	6.08	6.90	6.25	6.60
Total Indisponibilidad Semestre I	D (hrs)	3.06	1.52	4.06	4.36	9.99	5.17	6.99	6.86	9.40	8.86	9.40	8.16	7.19	8.69	10.25	9.21	8.69	9.73	11.52
Total Interrupciones Semestre II	N (semestral)	1.40	1.40	1.75	2.28	3.15	3.15	4.03	4.20	4.55	4.38	4.65	4.20	4.90	4.90	6.43	6.08	4.90	6.25	5.60
Total Indisponibilidad Semestre II	D (hrs)	1.06	1.52	2.56	2.86	8.08	3.67	5.09	5.36	6.40	5.86	6.40	5.36	7.19	7.19	8.75	7.71	7.19	8.13	10.82

ENERGIA NO SUMINISTRADA (ENS) POR INDISPONIBILIDAD

Cilentes BT	Total	8575.00	0	75	660	58	1000	550	120	750	630	650	250	150	150	350	800	750	300	660	700
Cilentes MT	Total	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Energía clientes BT (kwh - semestre)	Total	6717791	0	186091	1026989	56016	2107238	626155	12107	484438	261801	426338	236909	16571	704981	31012	187029	101257	33741	288186	515003
Energía clientes MT (kwh - semestre)	Total	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ENS x Semestre I - clientes BT	kWh	12182	0	69	953	56	1626	741	18	780	607	865	510	32	116	62	462	213	67	864	1359
ENS x Semestre I - clientes MT	kWh	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ENS x Semestre II - clientes BT	kWh	9622	0	69	801	37	3897	526	14	693	412	671	346	21	116	51	394	178	56	561	1180
ENS x Semestre II - clientes MT	kWh	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
N x C Semestre I	Total	0	0	106	1798	164	4160	2293	603	3800	4127	4144	1636	820	736	2065	5140	4558	1770	4033	4620
N x C Semestre II	Total	0	0	106	1138	114	3150	1733	483	3158	2867	2844	1136	620	736	1715	4340	3806	1470	3413	3920

COMPENSACION PCR NTCSE

Compensación semestre I S/. - Clientes BT	Sub total S/.	6477.44	0	0	0	0	0	0	0	812	1128	582	41	0	0	620	265	0	848	2083
Compensación semestre I S/. - Clientes MT	Sub total S/.	0.00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total S/.		6,477.44	0	0	0	0	0	0	0	812	1128	582	41	0	0	620	265	0	848	2083
Compensación semestre II S/. - Clientes BT	Sub total S/.	1447.92	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1448
Compensación semestre II S/. - Clientes MT	Sub total S/.	0.00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total S/.		1,447.92	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1,448

INDICADORES DE CALIDAD DE SERVICIO

Parámetro Globales - Semestre I	
FIC - Frec. de interrupción por cliente	5.5
TIC - Tiempo de interrupción por cliente	6.49
Monto de compensación total S/.	6,477
Costo de Energía no suministrada ENS S/.	1,278
Parámetro Globales - Semestre II	
FIC - Frec. de interrupción por cliente	4.3
TIC - Tiempo de interrupción por cliente	6.74
Monto de compensación total S/.	1,448
Costo de Energía no suministrada ENS S/.	1,010

Anexo 06: Indicadores de Calidad y Costos de Explotación: Alimentador NJ-07 - Escenario 1

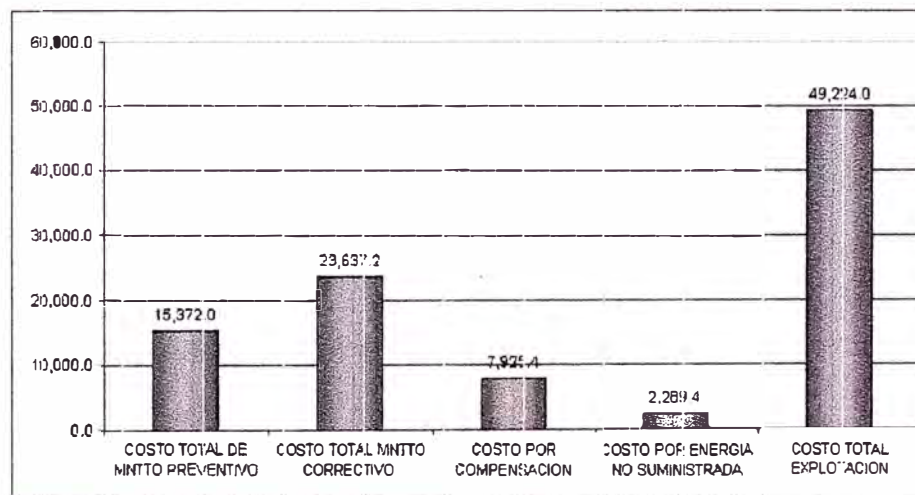
B) COSTOS DE MANTENIMIENTO

COSTO DE MNTTO PREVENTIVO POR TRAMO	
FRECUENCIA DE MNTTO POR AÑO	
COSTO DE MNTTO EN CALIENTE	
COSTO TOTAL DE MNTTO PREVENTIVO POR AÑO	
COSTO DE DISPONIBILIDAD DE CUADRILLAS DE OPERACIONES	
TASA DE FALLAS ANUAL	
COSTOS DE MANTTO CORRECTIVO SI	
COSTO TOTAL MNTTO CORRECTIVO / POR AÑO	
COSTO POR COMPENSACION POR NTCSE POR AÑO	
COSTO POR ENERGIA NO SUMINISTRADA	

	Tr.1	Tr.2	Tr.3	Tr.4	Tr.5	Tr.6	Tr.7	Tr.8	Tr.9	Tr.10	Tr.11	Tr.12	Tr.13	Tr.14	Tr.15	Tr.16	Tr.17	Tr.18	Tr.19
COSTO DE MNTTO PREVENTIVO POR TRAMO	475.41	375.58	644.58	212.73	1,173.32	909.06	537.29	327.59	526.68	1,336.17	543.32	218.22	574.47	998.68	1,693.12	996.66	361.69	863.36	1,065.79
FRECUENCIA DE MNTTO POR AÑO	1.00	0.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	0.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
COSTO DE MNTTO EN CALIENTE	0.00	78.67	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1,117.84	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
COSTO TOTAL DE MNTTO PREVENTIVO POR AÑO	475.41	78.67	644.58	212.73	1,173.32	909.06	537.29	327.59	526.68	1,336.17	543.32	218.22	1,117.64	998.68	1,693.12	996.66	361.69	863.36	1,065.79
COSTO DE DISPONIBILIDAD DE CUADRILLAS DE OPERACIONES	0.00	195.30	393.94	490.76	1,448.74	0.00	875.74	927.31	1,125.95	1,026.63	1,125.95	0.00	1,278.84	0.00	1,574.80	1,376.16	0.00	1,475.48	1,817.37
TASA DE FALLAS ANUAL	0.00	0.50	1.00	1.00	2.50	0.00	0.50	0.50	1.00	0.50	1.00	0.00	2.00	0.00	1.50	0.50	0.00	1.00	2.00
COSTOS DE MANTTO CORRECTIVO SI	0.00	2,512.50	493.00	114.25	1,237.50	0.00	368.50	368.50	652.75	184.25	0.00	0.00	552.75	0.00	1,105.50	363.50	0.00	0.00	818.30
COSTO TOTAL MNTTO CORRECTIVO / POR AÑO	0.00	2,707.80	666.94	615.01	2,686.24	0.00	1,244.24	256.81	1,678.70	1,210.68	1,125.95	0.00	1,829.59	0.00	2,691.30	1,744.66	0.00	1,475.48	2,436.67
COSTO POR COMPENSACION POR NTCSE POR AÑO	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	611.70	1,126.28	662.39	41.14	0.00	0.00	621.43	264.75	0.00	847.53	2,023.23
COSTO POR ENERGIA NO SUMINISTRADA	0.00	7.23	100.11	5.67	496.73	77.81	1.92	79.81	63.73	90.66	63.69	3.41	12.16	6.48	49.65	22.41	7.06	69.74	142.68

C) COSTO DE EXPLOTACION

RESUMEN DE COSTOS	Monto \$/
COSTO TOTAL DE MNTTO PREVENTIVO	15,372.0
COSTO TOTAL MNTTO CORRECTIVO	23,637.2
COSTO POR COMPENSACION	7,925.4
COSTO POR ENERGIA NO SUMINISTRADA	2,289.4
COSTO TOTAL EXPLOTACION	49,224.0



Anexo 09: Indicadores de Calidad y Costos de Explotación: Alimentador NJ-07 - Escenario 2

A) INDICADORES DE CONFIABILIDAD Y CALIDAD DE SERVICIO

FRECUENCIAS Y TIEMPOS DE FALLAS TOTALES - TRAMOS DE RED MT

		Tr-1	Tr-2	Tr-3	Tr-4	Tr-5	Tr-6	Tr-7	Tr-8	Tr-9	Tr-10	Tr-11	Tr-12	Tr-13	Tr-14	Tr-15	Tr-16	Tr-17	Tr-18	Tr-19
Frecuencia de fallas imprevistas:	N (Fallas / año)	0.30	0.30	1.00	1.75	2.80	2.80	5.25	5.60	9.30	9.85	6.30	5.60	7.00	7.00	3.05	7.35	7.00	7.70	9.40
Indisponibilidad del sistema por año	D (hrs)	0.420	0.420	2.500	3.550	4.420	4.125	8.000	9.540	10.620	9.580	10.620	8.540	12.200	12.200	15.320	13.210	12.200	14.280	17.860
Frecuencia de cortes por Manto Semestre I	N (Mnto / semestre)	1.0	0.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	2.0	2.0	2.0	2.0	0.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
Indisponibilidad del sistema por Manto	D (hrs)	4.0	0.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	12.0	12.0	12.0	12.0	0.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0
Frecuencia de cortes por Manto Semestre II	N (Mnto / semestre)	0.0	1.0	1.0	0.0	1.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Indisponibilidad del sistema por Manto	D (hrs)	0.0	4.0	4.0	0.0	6.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

FRECUENCIAS Y TIEMPOS DE FALLAS TOTALES - RED AT - BT

Interrupciones AT - BT	N (Fallas / año)	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Indisponibilidad del sistema por fallas	D (hrs)	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

INDICADORES DE CONFIABILIDAD

		Tr-1	Tr-2	Tr-3	Tr-4	Tr-5	Tr-6	Tr-7	Tr-8	Tr-9	Tr-10	Tr-11	Tr-12	Tr-13	Tr-14	Tr-15	Tr-16	Tr-17	Tr-18	Tr-19
Total Interrupciones Semestre	N (semestral)	2.15	1.15	2.50	2.88	3.40	3.40	4.33	4.80	6.45	5.98	6.45	5.80	4.50	5.50	1.03	5.63	5.50	5.85	6.20
Total Indisponibilidad Semestre I	D (hrs)	2.71	0.71	3.25	3.78	6.71	4.06	6.30	8.27	8.81	6.29	8.81	7.77	8.60	8.10	3.68	8.62	8.10	9.14	10.83
Total Interrupciones Semestre II	N (semestral)	1.15	2.15	2.50	1.88	3.40	2.40	3.33	3.80	4.15	3.98	4.15	3.90	4.50	4.50	5.03	4.63	4.50	4.85	5.20
Total Indisponibilidad Semestre II	D (hrs)	0.71	2.71	3.75	2.28	8.21	2.58	4.50	4.77	5.81	5.29	5.81	4.77	8.60	6.60	3.18	7.12	6.80	7.64	9.43

ENERGIA NO SUMINISTRADA (ENS) POR INDISPONIBILIDAD

Cientes BT	Total	8575.00	0	75	650	50	1000	550	120	750	630	850	250	150	150	350	800	750	300	650	700
Cientes MT	Total	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Energía clientes BT (kwh - semestre)	Total	6717791	0	198091	1025999	58016	2107238	128155	12107	484433	281801	425339	233909	18971	70498	31012	117029	101257	33741	298185	151009
Energía clientes MT (kwh - semestre)	Total	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ENS x Semestre I - clientes BT	kWh	10035	0	32	763	48	3236	582	17	695	569	308	478	30	108	52	436	203	83	824	1290
ENS x Semestre I - clientes MT	kWh	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ENS x Semestre II - clientes BT	kWh	8495	0	123	380	29	3960	367	12	528	374	514	316	19	108	47	369	183	61	521	1111
ENS x Semestre II - clientes MT	kWh	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
N x C Semestre I	Total clientes afectados	0	86	1626	144	3400	1870	555	3600	3875	3884	1536	870	675	1825	1020	4256	1660	3803	4340	
N x C Semestre II	Total clientes afectados	161	1626	84	3400	1320	435	2850	2615	2584	1336	570	675	1635	1020	3506	1350	3163	3640		

COMPENSACION POR NTCSE

Compensación semestre I S/. - Clientes BT	Sub total S/.	3630.95	0	0	0	0	0	0	0	715	0	601	0	0	0	536	0	0	0	1778
Compensación semestre I S/. - Clientes MT	Sub total S/.	0.00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Total S/.	3,630.95	0	0	0	0	0	0	0	715	0	601	0	0	0	536	0	0	0	1778
Compensación semestre II S/. - Clientes BT	Sub total S/.	0.00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Compensación semestre II S/. - Clientes MT	Sub total S/.	0.00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Total S/.	0.00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

INDICADORES DE CALIDAD DE SERVICIO

Parámetro Globales - Semestre I	
FIC - Freq. de Interrupción por cliente	5.0
TIC - Tiempo de Interrupción por cliente	7.59
Monto de compensación total S/.	3,631
Costo de Energía no suministrada ENS S/.	1,054
Parámetro Globales - Semestre II	
FIC - Freq. de Interrupción por cliente	4.0
TIC - Tiempo de Interrupción por cliente	5.35
Monto de compensación total S/.	0
Costo de Energía no suministrada ENS S/.	996

Anexo 09: Indicadores de Calidad y Costos de Explotación: Alimentador NJ-07 - Escenario 2

B) COSTOS DE MANTENIMIENTO

COSTO DE MNTTO. PREVENTIVO POR TRAMO
FRECUENCIA DE MNTTO POR AÑO
COSTO DE MNTTO EN CALIENTE
COSTO TOTAL DE MNTTO PREVENTIVO POR AÑO

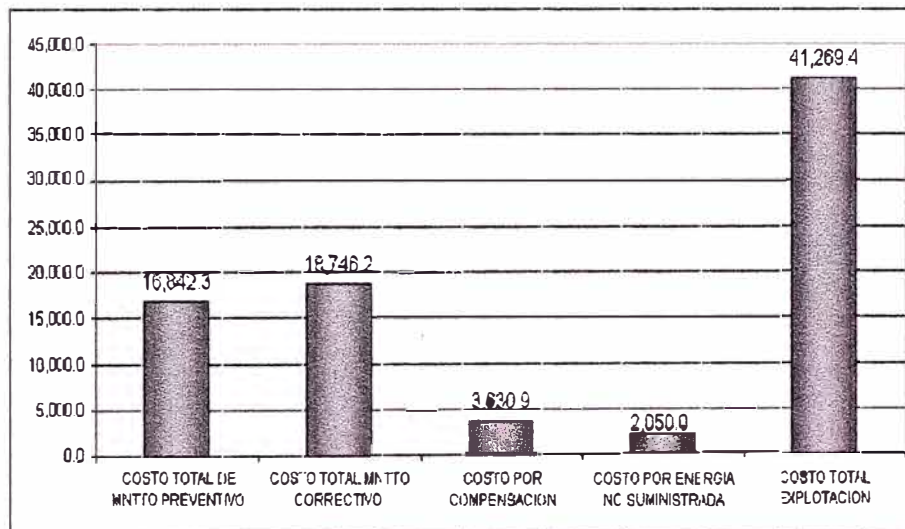
COSTO DE DISPONIBILIDAD DE CUADRILLAS DE OPERACIONES
TASA DE FALLAS ANUAL
COSTOS DE MANTTO CORRECTIVO S/
COSTO TOTAL MNTTO CORRECTIVO / POR ANO

COSTO POR COMPENSACION POR NTCSE POR AÑO
COSTO POR ENERGIA NO SUMINISTRADA

C) COSTO DE EXPLOTACION

RESUMEN DE COSTOS	Monto S/
COSTO TOTAL DE MNTTO PREVENTIVO	16,842.3
COSTO TOTAL MNTTO CORRECTIVO	18,746.2
COSTO POR COMPENSACION	3,630.9
COSTO POR ENERGIA NO SUMINISTRADA	2,050.0
COSTO TOTAL EXPLOTACION	41,269.4

Tr-1	Tr-2	Tr-3	Tr-4	Tr-5	Tr-6	Tr-7	Tr-8	Tr-9	Tr-10	Tr-11	Tr-12	Tr-13	Tr-14	Tr-16	Tr-16	Tr-17	Tr-18	Tr-19
475.41	375.56	844.58	262.73	1,173.32	908.08	537.29	1,327.89	928.98	1,338.17	543.32	218.22	574.47	596.68	1,693.12	956.85	361.68	863.35	1,085.79
1.00	1.00	1.00	1.00	2.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	0.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.30	1,117.64	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
475.41	375.56	844.58	262.73	2,346.64	908.08	537.29	1,327.89	928.98	1,338.17	543.32	218.22	1,117.64	596.68	1,693.12	956.85	361.68	863.35	1,085.79
0.00	0.00	238.75	339.03	899.61	0.00	764.00	615.57	1,014.21	914.89	1,014.21	0.30	1,165.10	0.00	1,463.06	1,264.42	0.00	1,363.74	1,705.63
0.00	0.00	1.00	1.00	1.50	0.00	0.50	0.60	1.00	0.50	1.00	0.30	2.00	0.00	1.50	0.50	0.00	1.00	2.00
0.00	0.00	493.00	184.25	987.70	0.00	368.50	368.60	552.75	184.25	0.00	0.30	562.75	0.00	1,05.50	368.50	0.00	0.00	618.30
0.00	0.00	731.75	523.28	1,887.31	0.00	1,132.50	1,184.67	1,566.96	1,099.14	1,014.21	0.30	1,717.85	0.00	2,468.56	1,632.92	0.00	1,363.74	2,323.93
0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	714.58	0.00	830.74	0.30	0.00	0.00	436.24	0.00	0.00	0.00	1,779.39
0.00	3.37	80.07	5.08	338.81	61.10	1.75	72.99	59.76	84.86	50.24	3.17	11.17	6.04	45.77	20.99	6.57	65.54	135.41



Anexo 12: Indicadores de Calidad y Costos de Explotación: Alimentador NJ-07 - Escenario 3

A) INDICADORES DE CONFIABILIDAD Y CALIDAD DE SERVICIO

FRECUENCIAS Y TIEMPOS DE FALLAS TOTALES - TRAMOS DE RED MT

		Tr-1	Tr-2	Tr-3	Tr-4	Tr-5	Tr-6	Tr-7	Tr-8	Tr-9	Tr-10	Tr-11	Tr-12	Tr-13	Tr-14	Tr-15	Tr-16	Tr-17	Tr-18	Tr-19
Frecuencia de fallas Imprevistas	N (Fallas / año)	0.30	0.30	1.00	1.75	2.80	2.80	5.25	5.80	8.30	5.95	8.30	5.80	7.00	7.00	8.05	7.35	7.00	7.70	8.40
Indisponibilidad del sistema por año	D (hrs)	0.420	0.420	2.500	3.550	9.420	4.125	8.000	6.540	10.820	9.580	10.820	8.540	12.200	12.200	15.320	13.240	12.200	14.280	17.860
Frecuencia de cortes por Manto Semestre I	N (Manto / semestre)	1.0	0.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	2.0	2.0	2.0	2.0	0.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
Indisponibilidad del sistema por Manto	D (hrs)	3.0	0.0	5.0	5.0	6.0	5.0	5.0	5.0	10.0	10.0	10.0	10.0	0.0	5.0	5.0	6.0	5.0	5.0	5.0
Frecuencia de cortes por Manto Semestre II	N (Manto / semestre)	0.0	1.0	1.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Indisponibilidad del sistema por Manto	D (hrs)	0.0	4.0	4.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

FRECUENCIAS Y TIEMPOS DE FALLAS TOTALES - RED AT - BT

Interrupciones AT - BT	N (Fallas / año)	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Indisponibilidad del sistema por fallas	d_BT	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

INDICADORES DE CONFIABILIDAD

		Tr-1	Tr-2	Tr-3	Tr-4	Tr-5	Tr-6	Tr-7	Tr-8	Tr-9	Tr-10	Tr-11	Tr-12	Tr-13	Tr-14	Tr-15	Tr-16	Tr-17	Tr-18	Tr-19
Total Interrupciones Semestre I	N (semestre)	2.16	1.16	2.50	2.88	3.40	3.40	4.83	4.80	6.15	5.98	6.15	5.80	4.50	6.60	6.03	5.69	5.50	5.95	6.20
Total Indisponibilidad Semestre I	D (hrs)	2.21	0.71	3.00	3.53	6.48	3.81	5.75	6.02	9.31	7.79	9.31	7.27	6.80	7.95	9.41	8.37	7.95	8.89	10.88
Total Interrupciones Semestre II	N (semestre)	1.16	2.15	2.50	1.88	2.40	2.40	3.63	3.80	4.15	3.88	4.15	3.80	4.50	4.60	5.03	4.89	4.50	4.85	6.20
Total Indisponibilidad Semestre II	D (hrs)	0.71	2.71	3.75	2.28	5.21	2.58	4.50	4.77	5.81	5.29	5.81	4.77	6.80	6.60	8.18	7.12	6.80	7.94	9.43

ENERGIA NO SUMINISTRADA (ENS) POR INDISPONIBILIDAD

Clientes BT	Total	6575	0	75	650	1000	550	120	750	630	650	250	150	150	350	800	750	300	650	700	
Clientes MT	Total	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Energía clientes BT (kwh - semestre)	Total	6717791	0	198091	1025888	56016	2107238	626155	12107	484439	281801	425339	236908	16971	70438	31012	197028	101257	33741	288185	515089
Energía clientes MT (kwh - semestre)	Total	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	

ENS x Semestre I - clientes BT	kWh	9608	0	32	704	45	3115	548	18	987	637	758	451	28	108	56	425	194	81	607	1260
ENS x Semestre I - clientes MT	kWh	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	

ENS x Semestre II - clientes BT	kWh	8039	0	123	680	29	2509	387	12	528	374	514	315	19	108	47	368	185	51	521	1111
ENS x Semestre II - clientes MT	kWh	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	

N x C Semestre I	Total clientes afectados	0	86	1625	144	3400	1970	555	3600	3875	3894	1538	870	675	1925	4820	4256	1650	3803	4340
N x C Semestre II	Total clientes afectados		161	1625	94	2400	1320	435	2850	2615	2584	1038	570	675	1575	4020	3508	1350	3153	3840

COMPENSACION POR NTCSE

Compensación semestre I \$/ - Clientes BT	Sub total \$/	3462.05	0	0	0	0	0	0	0	674	0	566	0	0	0	522	0	0	0	1700
Compensación semestre I \$/ - Clientes MT	Sub total \$/	0.00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Total \$/	3.462.05	0	0	0	0	0	0	0	674	0	566	0	0	0	522	0	0	0	1700
Compensación semestre II \$/ - Clientes BT	Sub total \$/	0.00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Compensación semestre II \$/ - Clientes MT	Sub total \$/	0.00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Total \$/	0.00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

INDICADORES DE CALIDAD DE SERVICIO

Parámetro Globales - Semestre I	
FIC - Frec. de Interrupción por cliente	6.0
TIC - Tiempo de Interrupción por cliente	7.30
Monto de compensación total \$/	3.462
Costo de Energía no suministrada ENS \$/	1.009

Parámetro Globales - Semestre II	
FIC - Frec. de Interrupción por cliente	3.9
TIC - Tiempo de Interrupción por cliente	6.00
Monto de compensación total \$/	0
Costo de Energía no suministrada ENS \$/	844

Anexo 12: Indicadores de Calidad y Costos de Explotación: Alimentador NJ-07 - Escenario 3

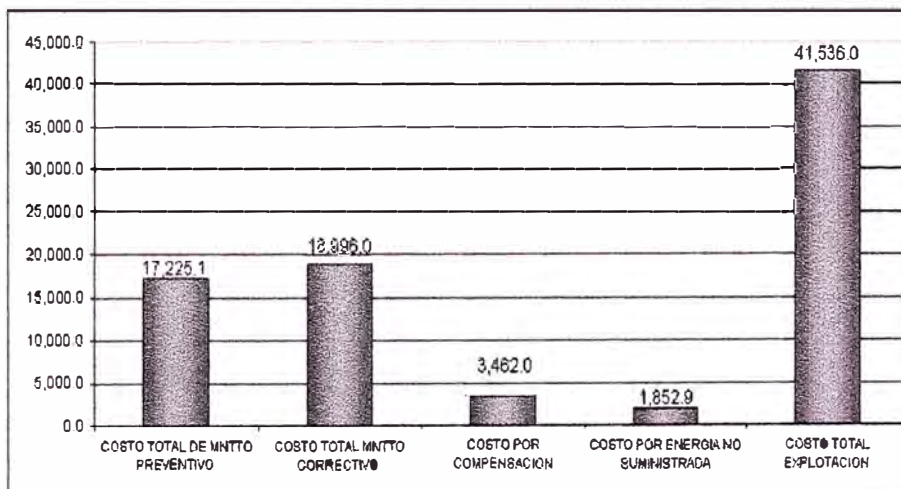
B) COSTOS DE MANTENIMIENTO

COSTO DE MNTTO PREVENTIVO POR TRAMO	
FRECUENCIA DE MNTTO POR AÑO	
COSTO DE MNTTO EN CALIENTE	
COSTO TOTAL DE MNTTO PREVENTIVO POR AÑO	
COSTO DE DISPONIBILIDAD DE CUADRILLAS DE OPERACIONES	
TASA DE FALLAS ANUAL	
COSTOS DE MANTTO CORRECTIVO \$/	
COSTO TOTAL MNTTO CORRECTIVO / POR AÑO	
COSTO POR COMPENSACION POR NTCSE POR AÑO	
COSTO POR ENERGIA NO SUMINISTRADA	

Tr-1	Tr-2	Tr-3	Tr-4	Tr-5	Tr-6	Tr-7	Tr-8	Tr-9	Tr-10	Tr-11	Tr-12	Tr-13	Tr-14	Tr-15	Tr-16	Tr-17	Tr-18	Tr-19
475.41	375.96	844.68	262.73	1.173.32	909.08	537.29	1.327.59	928.58	1.338.17	543.32	218.22	574.47	526.68	1.683.12	998.65	361.69	863.95	1.085.79
1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	0.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
0.00	0.00	0.00	0.00	1.565.11	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.117.64	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
475.41	375.96	844.68	262.73	2.729.44	909.08	537.29	1.327.59	928.58	1.338.17	543.32	218.22	1.117.64	526.68	1.683.12	998.65	361.69	863.95	1.085.79
0.00	0.00	238.75	338.03	898.61	0.00	764.00	815.57	1.014.21	914.88	1.014.21	0.00	1.165.10	0.00	1.463.05	1.264.42	0.00	1.363.74	1.705.63
0.00	0.00	1.00	1.00	1.50	0.00	0.50	0.50	1.00	0.50	1.00	0.00	2.00	0.00	1.50	0.60	0.00	1.00	2.00
0.00	0.00	493.00	184.25	1.237.50	0.00	399.50	399.50	562.75	184.25	0.00	0.00	552.75	0.00	1.105.50	368.50	0.00	0.00	618.30
0.00	0.00	731.75	523.29	2.137.11	0.00	1.132.50	1.184.07	1.586.96	1.099.14	1.014.21	0.00	1.717.85	0.00	2.568.56	1.632.92	0.00	1.363.74	2.323.93
0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	673.71	0.00	956.39	0.00	0.00	0.00	522.24	0.00	0.00	0.00	1.699.71
0.00	3.37	73.90	4.74	327.08	57.32	1.67	70.06	56.34	79.70	47.36	2.97	11.17	5.85	44.58	20.37	6.37	63.73	132.28

C) COSTO DE EXPLOTACION

RESUMEN DE COSTOS	Monto \$/
COSTO TOTAL DE MNTTO PREVENTIVO	17.225.1
COSTO TOTAL MNTTO CORRECTIVO	18.996.0
COSTO POR COMPENSACION	3.462.0
COSTO POR ENERGIA NO SUMINISTRADA	1.852.9
COSTO TOTAL EXPLOTACION	41.536.0



Anexo 13: Comparación de resultados Indicadores de Calidad y Costos de Explotación

ANÁLISIS DE CONFIABILIDAD Y DETERMINACION DEL COSTOS DE MANTENIMIENTO OPTIMO													
A) FRECUENCIA E INDISPONIBILIDAD													
RED MT		ESCENARIO 1: ACTUAL				ESCENARIO 2: INCREMENTO DEL MNTTO				ESCENARIO 3: MNTTO EN CALIENTE			
Tramos	Cilientes	Frecuencia (Anual)	Duración (Hrs)	Cilientes x N	Cilientes x T	Frecuencia (Anual)	Duración (Hrs)	Cilientes x N	Cilientes x T	Frecuencia (Anual)	Duración (Hrs)	Cilientes x N	Cilientes x T
Tr-16	800	12	18.99	9480	16192.00	11	17.82	8940	14256.00	11.06	17.57	8640	14066.00
Tr-19	700	12	21.53	8540	15071.00	11	20.36	7980	14252.00	11.40	20.11	7980	14077.00
Tr-18	750	11	16.91	8363	12662.50	10	15.74	7763	11806.00	10.35	15.49	7763	11617.50
Tr-10	650	12	17.95	7475	11667.50	11	16.78	6965	10907.00	10.70	16.98	6965	10744.50
Tr-9	750	9	12.21	7050	9157.50	9	11.04	8450	8280.00	8.60	10.79	8450	8092.50
Tr-5	1000	7	17.67	7300	17670.00	7	14.92	6800	14920.00	5.80	11.67	5800	11670.00
Tr-10	660	11	14.75	6988	9587.50	10	13.98	6468	8827.00	9.95	13.08	6468	8802.00
Tr-9	630	11	15.79	6993	9947.70	10	14.62	6489	9210.60	10.30	14.12	6489	8895.60
Tr-14	350	11	15.87	3780	5564.50	10	14.70	3500	5146.00	10.00	14.45	3500	5057.50
Tr-6	550	7	8.85	4015	4864.75	6	6.63	3190	3643.75	5.80	6.38	3190	3506.25
Tr-17	300	11	15.87	3240	4761.00	10	14.70	3000	4410.00	10.00	14.45	3000	4335.00
Tr-3	660	5	6.63	2925	4308.25	5	7.00	3250	4550.00	5.00	6.75	3250	4387.50
Tr-11	250	11	15.79	2775	3947.50	10	14.62	2575	3655.00	10.30	14.12	2575	3530.00
Tr-13	160	10	14.37	1470	2155.90	9	13.20	1360	1980.00	9.00	13.20	1360	1980.00
Tr-12	160	10	13.71	1560	2056.50	10	12.54	1440	1881.00	9.60	12.04	1440	1806.00
Tr-7	120	9	11.67	1086	1400.40	8	10.50	990	1280.00	9.25	10.25	990	1230.00
Tr-4	50	6	7.22	278	381.00	6	6.05	290	302.60	8.60	5.80	430	290.00
Tr-2	75	3	3.05	210	226.38	3	3.42	248	256.50	3.30	3.42	248	258.50
Tr-1	0	4	4.12	0	0.00	3	3.42	0	0.00	3.30	2.92	0	0.00
B) INDICADORES DE CALIDAD GLOBALES													
Parámetro Globales	Semestre I			Semestre II									
	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3							
FIC - Frec. de Interrupción por cliente	5.46	5.00	5.00	4.29	4.04	3.92							
TIC - Tiempo de Interrupción por cliente	8.49	7.69	7.30	6.74	6.35	6.00							
C) COSTOS ANUALES DE DISTRIBUCION													
COSTO S/.	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3										
Costo de Mantto. Preventivo	15,372	16,842	17,226										
Costo de Mantto. Correctivo	23,637	18,746	18,996										
Costo de Compensación por NTCSE	7,925	3,631	3,462										
Costo de Energía No suministrada	2,289	2,050	1,853										
Costo Total de Explotación	49,224	41,269	41,536										
RESULTADOS													
Tramo de optimización:													
Escenario 2													
Tramo 02 Frecuencia de corte: 01 anual													
Tramo 05 Frecuencia de corte: 02 anual													
Ahorro S/	7,955												

Anexo 14: Modelamiento de la red en tramos – Alimentador J-06

Alimen	Tramo	Circuitos	Long.Redes Aereakm	Long.Redes Subte. km	Cantidad de SN	Cantidad de SA	Cantidad de SC	Cantidad de Clientes BT	Cantidad de Clientes MT	Potencia Instalada kVA	Energia prom. mensual BT (kWh)	Energia prom. mensual MT (kWh)
J-06	Tr-1	J06 a 00146S	2.3	0.1	0.0	0.0	0.0	0	0	0.0	0.0	0.0
J-06	Tr-2	00146S a 00146S	0.0	0.0	1.0	0.0	0.0	300	0	10.0	0.0	0.0
J-06	Tr-3	00146S a 04259A	4.5	1.4	0.0	28.0	0.0	4,760	0	3,170.0	335,547.3	0.0
J-06	Tr-4	00146S a 04292A	2.2	3.1	0.0	22.0	0.0	3,793	0	2,210.0	230,297.5	0.0
J-06	Tr-5	00146S a 04026A	2.1	1.4	0.0	12.0	0.0	1,880	0	1,330.0	105,232.7	0.0
J-06	Tr-6	00146S a 01933S	2.6	0.3	0.0	0.0	0.0	0	0	0.0	0.0	0.0
J-06	Tr-7	00146S a PS0104	2.8	0.3	0.0	14.0	0.0	3,105	1	1,900.0	234,214.9	55,000.0

Anexo 14: Modelamiento de la red en tramos – Tasa de fallas y Tiempos de Interrupción (Localización y Reparación)

Alimen	Tramo	Circuitos	DATOS ESTIMADOS		DATOS REALES (AÑOS 2002 - 2003)	
			λ (Tasa de fallas)	Tiempo de Interrupción (TI + Trep.)	λ (Tasa de fallas)	Tiempo de Interrupción (TI + Trep.)
J-06	Tr-1	J06 a 00146S	1.3848	1.7	0.0	0.0
J-06	Tr-2	00146S a 00146S	0.0000	2.5	0.0	1.5
J-06	Tr-3	00146S a 04259A	4.5210	2.1	2.0	1.0
J-06	Tr-4	00146S a 04292A	3.0215	2.1	0.0	0.0
J-06	Tr-5	00146S a 04826A	2.1192	2.0	2.0	0.0
J-06	Tr-6	00146S a 01933S	1.6004	1.7	4.0	1.0
J-06	Tr-7	00146S a PS0194	2.5803	2.1	4.0	0.0

Anexo 15: Costos de Mantenimiento en el alimentador J-06

COSTOS DE MANTENIMIENTO POR TIPO DE INSTALACION DE LA RED MT. MATERIAL Y MANO DE OBRA

TRAMOS	CIRCUITO	CONDICIONES AMBIENTALES	FRECUENCIA	REDES AEREAS		REDES SUBTERRANEAS		SED AEREAS		SED CONVENCIONALES		SED COMPACTA		MANIOBRA		TOTAL	
				COSTO SI CON AFECTACION DEL SERVICIO	COSTO SI SIN AFECTACION DEL SERVICIO	COSTO SI CON AFECTACION DEL SERVICIO	COSTO SI SIN AFECTACION DEL SERVICIO	COSTO SI CON AFECTACION DEL SERVICIO	COSTO SI SIN AFECTACION DEL SERVICIO	COSTO SI CON AFECTACION DEL SERVICIO	COSTO SI SIN AFECTACION DEL SERVICIO	Tiempo por Maniobra Hrs	OPERACION HORA CUADRILLA SI	COSTO SI CON AFECTACION DEL SERVICIO	COSTO SI SIN AFECTACION DEL SERVICIO		
Tf-1	001468 a 001468	POLUCION BEVERA	1	519.86	1020.10562	0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.5	30.56	519.86	1020.11
Tf-2	001468 a 001468	POLUCION BEVERA	1	0.00	0	0	0.00	0.00	0.00	289.44	78.57	0.00	0.00	1.5	30.56	289.44	78.57
Tf-3	001468 a 04259A	POLUCION BEVERA	1	1013.51	3252.64306	75	0.00	1516.85	1752.89	0.00	0.00	0.00	0.00	1.5	30.56	2605.36	5005.73
Tf-4	001468 a 04632A	POLUCION BEVERA	1	694.81	1516.65594	75	0.00	1190.30	1353.01	0.00	0.00	0.00	0.00	1.5	30.56	1950.11	2669.96
Tf-5	001468 a 04635A	POLUCION BEVERA	1	338.24	952.21635	75	0.00	653.10	799.77	0.00	0.00	0.00	0.00	1.5	30.56	1066.35	1751.99
Tf-6	001468 a 019338	POLUCION BEVERA	1	599.87	1178.24243	75	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.5	30.56	674.87	1178.24
Tf-7	001468 a PSM94	POLUCION BEVERA	1	795.21	1496.86095	75	0.00	758.42	876.45	0.00	0.00	0.00	0.00	1.5	30.56	1628.63	2373.01

COSTOS DE MANTENIMIENTO CORRECTIVO

Componente a reparar	Unidad	Costo Prom. (Mat. + MO) \$/.
Red Aérea (RA)	Cjto	368.5
Red Subterránea (RS)	Cjto	1238.4
Subestación convencional (SN)	Cjto	5025
Subestación Aérea (SA)	Cjto	249.8
Subestación Compacta (SC)	Cjto	249

COSTOS POR ATENCION DE EMERGENCIA

Descripción	Unidad	Costo \$/.
Disponibilidad Cuadrilla Operación	Hora / cuadrilla	36.5
Disponibilidad Cuadrilla Localización	Hora / cuadrilla	59

Anexo 16: Matriz de comportamiento : Alimentador J-06 - Escenario 1

CALCULO DE INDICADORES DE CALIDAD Y COMPENSACION APLICANDO CRITERIOS DE CONFIABILIDAD EN LAS REDES MT

CONSIDERACIONES EN LA RED MT	
% Fallas a tierra en la red MT	40%
% Fallas por corto circuito en la red MT	80%
Tasa de fallas por la red BT	1
Indisponibilidad por la red BT (horas)	0.5
Tasa de fallas por la red AT	1
Indisponibilidad por la red AT (horas)	0.15
SIMULACION DE FALLAS EN LA RED MT:	Escenario 1

APLICACIÓN DE LAS TOLERANCIAS FIJADAS EN LA NTCSE	
Tolerancia para Cliente BT	
N (Frec. de interrupción / semestre)	6
D (Tiempo de interrupción / semestre)	10
Margen Tarifario US\$ / kWh	0.0300
e (Compensación Unit por NTCSE US\$ / kWh)	0.35
Tolerancia para Cliente MT	
N (Frec. de interrupción cliente MT)	4
D (Tiempo de interrupción cliente BT)	7

MATRIZ DE COMPORTAMIENTO ANTE FALLA POR CORTOCIRCUITO

IDEM	TRAMO DE RED MT	Frec. de fallas	Tiempo Rep	Tr-1	Tr-2	Tr-3	Tr-4	Tr-5	Tr-6	Tr-7
Tr-1	J06 a 00146S	1.5	1.5000	T	T	T	T	T	T	T
Tr-2	00146S a 00146S	0.0	1.5000	R						
Tr-3	00146S a 04299A	2.0	1.5000	N	N		N	N	N	N
Tr-4	00146S a 04292A	3.0	1.5000	N	N	N		N	N	N
Tr-5	00146S a 04826A	2.0	1.5000	N	N	N	N		N	N
Tr-6	00146S a 01933B	1.0	1.5000	N	N	N	N	N		T
Tr-7	00146S a PS0194	6.0	1.5000	N	N	N	N	N	N	

MATRIZ DE COMPORTAMIENTO ANTE FALLA A TIERRA

IDEM	TRAMO DE LA RED MODELADA	Frec. de fallas	Tiempo Rep	Tr-1	Tr-2	Tr-3	Tr-4	Tr-5	Tr-6	Tr-7
Tr-1	J06 a 00146S	2	1.5000	T	T	T	T	T	T	T
Tr-2	00146S a 00146S	0	1.5000	R						
Tr-3	00146S a 04299A	2	1.5000	N	N		N	N	N	N
Tr-4	00146S a 04292A	3	1.5000	N	N	N		N	N	N
Tr-5	00146S a 04826A	2	1.5000	N	N	N	N		N	N
Tr-6	00146S a 01933B	1	1.5000	N	N	N	N	N		T
Tr-7	00146S a PS0194	6.0	1.5000	N	N	N	N	N	N	

MATRIZ DE COMPORTAMIENTO CON AFECTACION DEL SERVICIO POR MANTENIMIENTO PREVENTIVO SEMESTRE I

IDEM	Elem	Frec Mntto	Tmanto	Tr-1	Tr-2	Tr-3	Tr-4	Tr-5	Tr-6	Tr-7
Tr-1	J06 a 00146S	1	8.0	T	T	T	T	T	T	T
Tr-2	00146S a 00146S	0	4.0	N					T	
Tr-3	00146S a 04299A	1	6.0	N	N		N	N	N	N
Tr-4	00146S a 04292A	1	6.0	N	N	N		N	N	N
Tr-5	00146S a 04826A	1	6.0	N	N	N	N		N	N
Tr-6	00146S a 01933B	1	6.0	N	N	N	N	N		T
Tr-7	00146S a PS0194	1	6.0	N	N	N	N	N	N	

MATRIZ DE COMPORTAMIENTO CON AFECTACION DEL SERVICIO POR MANTENIMIENTO PREVENTIVO SEMESTRE II

IDEM	Elem	Frec Mntto	Tmanto	Tr-1	Tr-2	Tr-3	Tr-4	Tr-5	Tr-6	Tr-7
Tr-1	J06 a 00146S	0	6.0	T	T	T	T	T	T	T
Tr-2	00146S a 00146S	0.3	4.0	N					T	
Tr-3	00146S a 04299A	0.3	6.0	N	N		N	N	N	N
Tr-4	00146S a 04292A	0.3	6.0	N	N	N		N	N	N
Tr-5	00146S a 04826A	0.3	6.0	N	N	N	N		N	N
Tr-6	00146S a 01933B	0.3	6.0	N	N	N	N	N		T
Tr-7	00146S a PS0194	0.3	6.0	N	N	N	N	N	N	

Anexo 17: Indicadores de Calidad y Costos de Explotación: Alimentador J-06 - Escenario 1

A) INDICADORES DE CONFIABILIDAD Y CALIDAD DE SERVICIO

FRECUENCIAS Y TIEMPOS DE FALLAS TOTALES - TRAMOS DE RED MT		Tr-1	Tr-2	Tr-3	Tr-4	Tr-5	Tr-6	Tr-7	
Frecuencia de fallas imprevistas	N (Fallas / año)	1.50	1.50	3.50	4.50	3.50	3.50	7.50	
Indisponibilidad del sistema por fallas	D (hrs)	4.500	2.250	8.250	11.250	8.250	5.250	18.750	
Frecuencia de cortes por Manto Semestre I	N (Mntto / semestre)	1.0	0.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	
Indisponibilidad del sistema por Manto	D (hrs)	6.0	0.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	
Frecuencia de cortes por Manto Semestre II	N (Mntto / semestre)	0.0	0.3	0.5	0.6	0.5	0.3	0.6	
Indisponibilidad del sistema por Manto	D (hrs)	0.0	1.0	2.5	2.5	2.5	1.5	2.5	
FRECUENCIAS Y TIEMPOS DE FALLAS TOTALES - RED AT - BT									
Interrupciones AT - BT	N (Fallas / año)	1	1	1	1	1	1	1	
Indisponibilidad del sistema por fallas	d BT (hrs)	1	1	1	1	1	1	1	
INDICADORES DE CONFIABILIDAD		Tr-1	Tr-2	Tr-3	Tr-4	Tr-5	Tr-6	Tr-7	
Total Interrupciones Semestre I	N (semestral)	2.75	1.75	3.75	4.25	3.75	3.25	5.75	
Total Indisponibilidad Semestre I	D (hrs)	5.75	1.63	6.13	7.83	6.13	4.63	11.38	
Total Interrupciones Semestre II	N (semestral)	1.75	2.00	3.25	3.75	3.25	2.50	5.25	
Total Indisponibilidad Semestre II	D (hrs)	2.75	2.13	5.98	7.38	5.98	3.98	11.13	
ENERGIA NO SUMINISTRADA (ENS) POR INDISPONIBILIDAD									
Cilentes BT	Total	13838	0	300	4760	3793	1890	0	3105
Cilentes MT	Total	1	0	0	0	0	0	0	1
Energía cilentes BT (kwh - semestre)	Total	5431754	0	2013284	1381785	831398	0	1405288	
Energía cilentes MT (kwh - semestre)	Total	330000	0	0	0	0	0	330000	
ENS x Semestre I - cilentes BT	kVWh	9782	0	0	2822	2412	885	0	3883
ENS x Semestre I - cilentes MT	kVWh	660	0	0	0	0	0	0	660
ENS x Semestre II - cilentes BT	kVWh	9463	0	0	2705	2331	848	0	3578
ENS x Semestre II - cilentes MT	kVWh	76	0	0	0	0	0	0	76
COMPENSACION POR NTCSE									
Compensación semestre I S/. - Cilentes BT	Sub total S/.	5,103.87	0	0	0	0	0	5104	
Compensación semestre I S/. - Cilentes MT	Sub total S/.	2,171.70	0	0	0	0	0	2172	
	Total S/.	7,275.37	0	0	0	0	0	7275	
Compensación semestre II S/. - Cilentes BT	Sub total S/.	4,877.89	0	0	0	0	0	4878	
Compensación semestre II S/. - Cilentes MT	Sub total S/.	180.63	0	0	0	0	0	181	
	Total S/.	5,058.51	0	0	0	0	0	5059	
INDICADORES DE CALIDAD DE SERVICIO									
Parámetro Globales - Semestre I									
FIC - Frec. de Interrupción por cliente		4.3							
TIC - Tiempo de Interrupción por cliente		7.62							
Monto de compensación total S/.		7.275							
Costo de Energía no suministrada ENS S/.		1,117							
Parámetro Globales - Semestre II									
FIC - Frec. de Interrupción por cliente		3.8							
TIC - Tiempo de Interrupción por cliente		7.38							
Monto de compensación total S/.		5,059							
Costo de Energía no suministrada ENS S/.		1,002							

Anexo 17: Indicadores de Calidad y Costos de Explotación: Alimentador J-06 - Escenario 1

B) COSTOS DE MANTENIMIENTO

COSTO DE MNTTO. PREVENTIVO POR TRAMO S/
FRECUENCIA DE MNTTO POR AÑO
COSTO DE MNTTO EN CALIENTE S/
COSTO TOTAL DE MNTTO PREVENTIVO POR AÑO S/

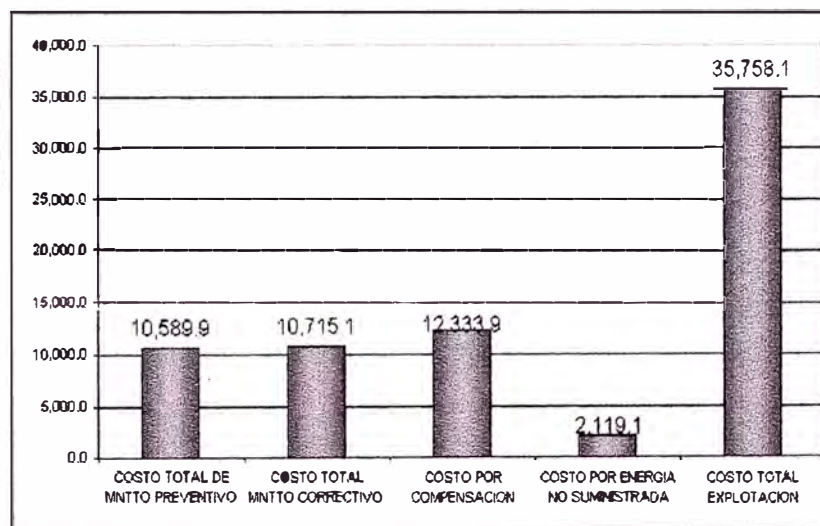
COSTO DE DISPONIBILIDAD DE CUADRILLAS DE OPERACIONES
TASA DE FALLAS ANUAL
COSTOS DE MANTTO CORRECTIVO S/
COSTO TOTAL MNTTO CORRECTIVO / POR AÑO

COSTO POR COMPENSACION POR NTCSE POR AÑO
COSTO POR ENERGIA NO SUMINISTRADA

Tr-1	Tr-2	Tr-3	Tr-4	Tr-5	Tr-6	Tr-7
519.86	289.44	2,605.36	1,960.11	1,066.36	674.87	1,628.63
1.00	0.25	1.25	1.25	1.25	1.25	1.25
0.00	78.57	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
519.86	150.93	3,268.70	2,450.14	1,332.93	843.58	2,035.79
429.75	0.00	787.88	1,074.38	787.88	501.38	1,790.63
1.50	0.00	2.00	3.00	2.00	1.00	5.00
552.75	0.00	737.00	1,105.50	737.00	368.50	1,842.50
982.50	0.00	1,524.88	2,179.88	1,524.88	869.88	3,633.13
0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	7,275.37
0.00	0.00	296.32	263.26	92.93	0.00	474.83

C) COSTO DE EXPLOTACION

RESUMEN DE COSTOS ANUALES S/	
COSTO TOTAL DE MNTTO PREVENTIVO	10,589.9
COSTO TOTAL MNTTO CORRECTIVO	10,715.1
COSTO POR COMPENSACION	12,333.9
COSTO POR ENERGIA NO SUMINISTRADA	2,119.1
COSTO TOTAL EXPLOTACION	35,758.1



Anexo 18: Matriz de comportamiento: Alimentador J-06 - Escenario 2

CALCULO DE INDICADORES DE CALIDAD Y COMPENSACION APLICANDO CRITERIOS DE CONFIABILIDAD EN LAS REDES MT

CONSIDERACIONES EN LA RED MT	
% Fallas a tierra en la red MT	40%
% Fallas por corto circuito en la red MT	60%
Tasa de fallas por la red BT	1
Indisponibilidad por la red BT (horas)	0.5
Tasa de fallas por la red AT	1
Indisponibilidad por la red AT (horas)	0.15
SIMULACION DE FALLAS EN LA RED MT:	Escenario 2

APLICACIÓN DE LAS TOLERANCIAS FIJADAS EN LA NTCSE	
Tolerancia para Cliente BT	
N (Frec. de interrupción / semestre)	6
D (Tiempo de interrupción / semestre)	18
Margen Tarifario US\$ / kWh	0.0300
s (Compensación Unit por NTCSE US\$ / kWh)	0.35
Tolerancia para Cliente MT	
N (Frec. de interrupción cliente MT)	4
D (Tiempo de interrupción cliente BT)	7

MATRIZ DE COMPORTAMIENTO ANTE FALLA POR CORTOCIRCUITO

IDEM	TRAMO DE RED MT	Frec. de fallas	Tiempo Rep	Tr-1	Tr-2	Tr-3	Tr-4	Tr-5	Tr-6	Tr-7
Tr-1	J06 a 00146S	1.5	1.5000	T	T	T	T	T	T	T
Tr-2	00146S a 00146S	0.0	1.5000	R	T	T	T	T	T	T
Tr-3	00146S a 04233A	2.0	1.5000	N	N	T	N	N	N	N
Tr-4	00146S a 04282A	3.0	1.5000	N	N	N	T	N	N	N
Tr-5	00146S a 04226A	2.0	1.5000	N	N	N	N	T	N	N
Tr-6	00146S a 01933S	1.0	1.5000	N	N	N	N	N	T	T
Tr-7	00146S a PS0194	3.6	1.5000	N	N	N	N	N	N	T
TOTAL		13								

MATRIZ DE COMPORTAMIENTO ANTE FALLA A TIERRA

IDEM	TRAMO DE LA RED MODELADA	Frec. de fallas	Tiempo Rep	Tr-1	Tr-2	Tr-3	Tr-4	Tr-5	Tr-6	Tr-7
Tr-1	J06 a 00146S	2	1.5000	T	T	T	T	T	T	T
Tr-2	00146S a 00146S	0	1.6000	R	T	T	T	T	T	T
Tr-3	00146S a 04233A	2	1.6000	N	N	T	N	N	N	N
Tr-4	00146S a 04282A	3	1.6000	N	N	N	T	N	N	N
Tr-5	00146S a 04226A	2	1.5000	N	N	N	N	T	N	N
Tr-6	00146S a 01933S	1	1.5000	N	N	N	N	N	T	T
Tr-7	00146S a PS0194	4	1.5000	N	N	N	N	N	N	T

MATRIZ DE COMPORTAMIENTO CON AFECTACION DEL SERVICIO POR MANTENIMIENTO PREVENTIVO SEMESTRE I

IDEM	Elem	Frec Mntto	Tiempo	Tr-1	Tr-2	Tr-3	Tr-4	Tr-5	Tr-6	Tr-7
Tr-1	J06 a 00146S	1	8.0	T	T	T	T	T	T	T
Tr-2	00146S a 00146S	0	4.0	N	T	T	T	T	T	T
Tr-3	00146S a 04233A	1	8.0	N	N	T	N	N	N	N
Tr-4	00146S a 04282A	1	8.0	N	N	N	T	N	N	N
Tr-5	00146S a 04226A	1	8.0	N	N	N	N	T	N	N
Tr-6	00146S a 01933S	1	8.0	N	N	N	N	N	T	T
Tr-7	00146S a PS0194	1	8.0	N	N	N	N	N	N	T

MATRIZ DE COMPORTAMIENTO CON AFECTACION DEL SERVICIO POR MANTENIMIENTO PREVENTIVO SEMESTRE II

IDEM	Elem	Frec Mntto	Tiempo	Tr-1	Tr-2	Tr-3	Tr-4	Tr-5	Tr-6	Tr-7
Tr-1	J06 a 00146S	0	6.0	T	T	T	T	T	T	T
Tr-2	00146S a 00146S	0.3	4.0	N	T	T	T	T	T	T
Tr-3	00146S a 04233A	0.3	8.0	N	N	T	N	N	N	N
Tr-4	00146S a 04282A	0.3	8.0	N	N	N	T	N	N	N
Tr-5	00146S a 04226A	0.3	8.0	N	N	N	N	T	N	N
Tr-6	00146S a 01933S	0.3	8.0	N	N	N	N	N	T	T
Tr-7	00146S a PS0194	1.0	6.0	N	N	N	N	N	N	T

Anexo 19: Indicadores de Calidad y Costos de Explotación: Alimentador J-06 - Escenario 2

A) INDICADORES DE CONFIABILIDAD Y CALIDAD DE SERVICIO

FRECUENCIAS Y TIEMPOS DE FALLAS TOTALES - TRAMOS DE RED MT

		Tr.1	Tr.2	Tr.3	Tr.4	Tr.5	Tr.6	Tr.7
Frecuencia de fallas imprevistas	N (Fallas / año)	1.50	1.60	3.50	4.60	3.50	2.50	8.00
Indisponibilidad del sistema por año	D (hrs)	4.500	2.260	8.250	11.250	8.260	5.250	14.260
Frecuencia de cortes por Manto Semestre I	N (Mntto / semestre)	1.0	0.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
Indisponibilidad del sistema por Manto	D (hrs)	6.0	0.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0
Frecuencia de cortes por Manto Semestre II	N (Mntto / semestre)	0.0	0.3	0.8	0.8	0.6	0.3	1.3
Indisponibilidad del sistema por Manto	D (hrs)	0.0	1.2	3.0	3.0	3.0	1.8	7.2

Interrupciones AT - BT	N (Fallas / año)	1	1	1	1	1	1	1
Indisponibilidad del sistema por fallas	D (hrs)	1	1	1	1	1	1	1

		Tr.1	Tr.2	Tr.3	Tr.4	Tr.5	Tr.6	Tr.7
Total Interrupciones Semestre I	N (semestral)	2.75	1.75	3.75	4.25	3.75	3.25	5.00
Total Indisponibilidad Semestre I	D (hrs)	5.75	1.63	8.13	7.63	6.13	4.83	9.13
Total Interrupciones Semestre II	N (semestral)	1.75	2.05	3.35	3.85	3.35	2.55	5.30
Total Indisponibilidad Semestre II	D (hrs)	2.75	2.23	8.13	7.63	6.13	4.03	11.23

ENERGIA NO SUMINISTRADA (ENS) POR INDISPONIBILIDAD

Cientes BT	Total	13838	0	300	4780	3793	1880	0	3105
Cientes MT	Total	1	0	0	0	0	0	0	1
Energía clientes BT (kwh - semestre)	Total	5431754	0	2013284	1381785	831305	0	1405288	
Energía clientes MT (kwh - semestre)	Total	330000	0	0	0	0	0	330000	

ENS x Semestre I - clientes BT	kWh	9058	0	0	2822	2412	885	0	2937
ENS x Semestre I - clientes MT	kWh	689	0	0	0	0	0	0	689

ENS x Semestre II - clientes BT	kWh	9728	0	0	2820	2410	884	0	3613
ENS x Semestre II - clientes MT	kWh	78	0	0	0	0	0	0	78

COMPENSACION POR NTCSE

Compensación semestre I S/. - Clientes BT	Sub total S/.	0.00	0	0	0	0	0	0
Compensación semestre I S/. - Clientes MT	Sub total S/.	1,311.58	0	0	0	0	0	1312
	Total S/.	1,311.58	0	0	0	0	0	1312
Compensación semestre II S/. - Clientes BT	Sub total S/.	4,968.76	0	0	0	0	0	4969
Compensación semestre II S/. - Clientes MT	Sub total S/.	183.27	0	0	0	0	0	183
	Total S/.	5,152.03	0	0	0	0	0	5152

INDICADORES DE CALIDAD DE SERVICIO

Parámetro Globales - Semestre I	
FIC - Frec. de Interrupción por cliente	4.1
TIC - Tiempo de Interrupción por cliente	7.11
Monto de compensación total S/.	1,312
Costo de Energía no suministrada ENS S/.	1,023

Parámetro Globales - Semestre II	
FIC - Frec. de Interrupción por cliente	3.9
TIC - Tiempo de Interrupción por cliente	7.60
Monto de compensación total S/.	5,152
Costo de Energía no suministrada ENS S/.	1,030

Anexo 19: Indicadores de Calidad y Costos de Explotación: Alimentador J-06 - Escenario 2

B) COSTOS DE MANTENIMIENTO

COSTO DE MNTTO. PREVENTIVO POR TRAMO
FRECUENCIA DE MNTTO POR AÑO
COSTO DE MNTTO EN CALIENTE
COSTO TOTAL DE MNTTO PREVENTIVO POR AÑO

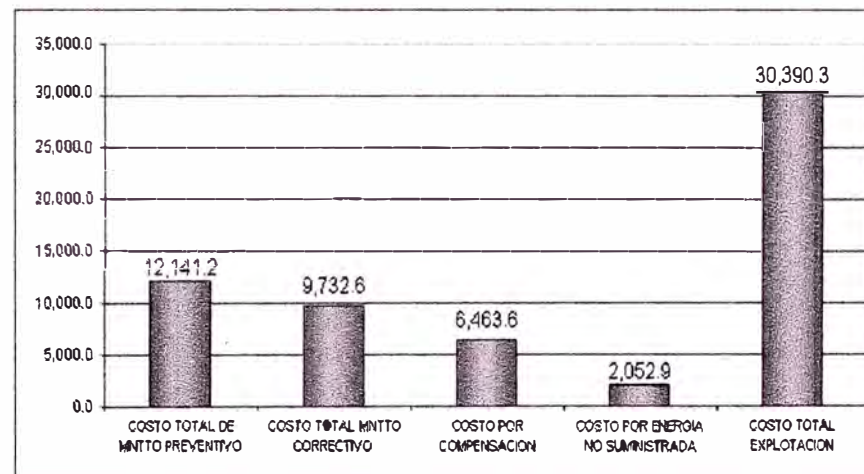
COSTO DE DISPONIBILIDAD DE CUADRILLAS DE OPERACIONES
TASA DE FALLAS ANUAL
COSTOS DE MANTTO CORRECTIVO S/.
COSTO TOTAL MNTTO CORRECTIVO / POR AÑO

COSTO POR COMPENSACION POR NTCSE POR AÑO
COSTO POR ENERGIA NO SUMINISTRADA

C) COSTO DE EXPLOTACION

RESUMEN DE COSTOS ANUALES S/.	
COSTO TOTAL DE MNTTO PREVENTIVO	12,141.2
COSTO TOTAL MNTTO CORRECTIVO	9,732.6
COSTO POR COMPENSACION	6,463.6
COSTO POR ENERGIA NO SUMINISTRADA	2,052.9
COSTO TOTAL EXPLOTACION	30,390.3

	Tr-1	Tr-2	Tr-3	Tr-4	Tr-5	Tr-6	Tr-7
	519.86	289.44	2,606.36	1,960.11	1,066.35	674.87	1,620.63
	1.00	0.30	1.30	1.30	1.30	1.30	2.00
	0.00	78.57	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	519.86	165.40	3,366.97	2,548.14	1,366.25	577.33	3,267.27
	429.75	0.00	787.88	1,074.38	787.88	501.38	1,360.88
	1.50	0.00	2.00	3.00	2.00	1.00	3.50
	552.75	0.00	737.00	1,105.50	737.00	368.50	1,269.75
	982.50	0.00	1,524.88	2,179.88	1,524.88	869.88	2,660.63
	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1,311.58
	0.00	0.00	296.32	253.26	92.93	0.00	380.71



Anexo 20: Matriz de comportamiento : Alimentador J-06 - Escenario 3

CALCULO DE INDICADORES DE CALIDAD Y COMPENSACION APLICANDO CRITERIOS DE CONFIABILIDAD EN LAS REDES MT

CONSIDERACIONES EN LA RED MT	
% Fallas a tierra en la red MT	40%
% Fallas por corto circuito en la red MT	80%
Tasa de fallas por la red BT	1
Indisponibilidad por la red BT (horas)	0.5
Tasa de fallas por la red AT	1
Indisponibilidad por la red AT (horas)	0.15
SIMULACION DE FALLAS EN LA RED MT: Escenario 3	

APLICACIÓN DE LAS TOLERANCIAS FIJADAS EN LA NTCSE	
Tolerancia para Cliente BT	
N (Frec. de interrupción / semestre)	6
D (Tiempo de interrupción / semestre)	10
Margen Tarifario US\$/ kWh	0.0300
e (Compensación Unit por NTCSE US\$/ kWh)	0.35
Tolerancia para Cliente MT	
N (Frec. de interrupción cliente MT)	4
D (Tiempo de interrupción cliente BT)	7

MATRIZ DE COMPORTAMIENTO ANTE FALLA POR CORTOCIRCUITO

IDEM	TRAMO DE RED MT	Frec. de fallas	Tiempo Rep	Tr-1	Tr-2	Tr-3	Tr-4	Tr-5	Tr-6	Tr-7
Tr-1	J06 a 00146S	1.5	1.5000		T					
Tr-2	00146S a 00146S	0.0	1.5000	R						
Tr-3	00146S a 04259A	2.0	1.5000	N	N		N	N	N	N
Tr-4	00146S a 04292A	3.0	1.5000	N	N	N	N	N	N	N
Tr-5	00146S a 04826A	2.0	1.6000	N	N	N	N		N	N
Tr-6	00146S a 01933S	1.0	1.6000	N	N	N	N	N		T
Tr-7	00146S a P60194	4.0	1.6000	N	N	N	N	N	N	
14										

MATRIZ DE COMPORTAMIENTO ANTE FALLA A TIERRA

IDEM	TRAMO DE LA RED MODELADA	Frec. de fallas	Tiempo Rep	Tr-1	Tr-2	Tr-3	Tr-4	Tr-5	Tr-6	Tr-7
Tr-1	J06 a 00146S	2	1.6000		T					
Tr-2	00146S a 00146S	0	1.5000	R						
Tr-3	00146S a 04259A	2	1.5000	N	N		N	N	N	N
Tr-4	00146S a 04292A	3	1.6000	N	N	N	N	N	N	N
Tr-5	00146S a 04826A	2	1.6000	N	N	N	N		N	N
Tr-6	00146S a 01933S	1	1.6000	N	N	N	N	N		T
Tr-7	00146S a P60194	4	1.6000	N	N	N	N	N	N	

MATRIZ DE COMPORTAMIENTO CON AFECTACION DEL SERVICIO POR MANTENIMIENTO PREVENTIVO SEMESTRE I

IDEM	Elem	Frec Mntto	Tiempo Mntto	Tr-1	Tr-2	Tr-3	Tr-4	Tr-5	Tr-6	Tr-7
Tr-1	J06 a 00146S	1	6.0		T	T	T	T	T	T
Tr-2	00146S a 00146S	0	4.0	N					T	
Tr-3	00146S a 04259A	1	6.0	N	N		N	N	N	N
Tr-4	00146S a 04292A	1	6.0	N	N	N		N	N	N
Tr-5	00146S a 04826A	1	6.0	N	N	N	N		N	N
Tr-6	00146S a 01933S	1	6.0	N	N	N	N	N		T
Tr-7	00146S a P60194	1	6.0	N	N	N	N	N	N	

MATRIZ DE COMPORTAMIENTO CON AFECTACION DEL SERVICIO POR MANTENIMIENTO PREVENTIVO SEMESTRE II

IDEM	Elem	Frec Mntto	Tiempo Mntto	Tr-1	Tr-2	Tr-3	Tr-4	Tr-5	Tr-6	Tr-7
Tr-1	J06 a 00146S	0	6.0		T	T	T	T	T	T
Tr-2	00146S a 00146S	0.3	4.0	N					T	
Tr-3	00146S a 04259A	0.3	6.0	N	N		N	N	N	N
Tr-4	00146S a 04292A	0.3	6.0	N	N	N		N	N	N
Tr-5	00146S a 04826A	0.3	6.0	N	N	N	N		N	N
Tr-6	00146S a 01933S	0.3	6.0	N	N	N	N	N		T
Tr-7	00146S a P60194	0.3	6.0	N	N	N	N	N	N	

Anexo 21: Indicadores de Calidad y Costos de Explotación: Alimentador J-06 - Escenario 3

A) INDICADORES DE CONFIABILIDAD Y CALIDAD DE SERVICIO

FRECUENCIAS Y TIEMPOS DE FALLAS TOTALES - TRAMOS DE RED MT		Tr-1	Tr-2	Tr-3	Tr-4	Tr-5	Tr-6	Tr-7
Frecuencia de fallas imprevistas	N (Fallas / año)	1.50	1.50	3.50	4.50	3.50	2.50	8.50
Indisponibilidad del sistema por año	D (hrs)	4.500	2.250	8.250	11.250	8.250	5.250	15.750
Frecuencia de cortes por Manto Semestre I	N (Mntto / semestre)	1.0	0.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
Indisponibilidad del sistema por Manto	D (hrs)	6.0	0.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0
Frecuencia de cortes por Manto Semestre II	N (Mntto / semestre)	0.0	0.3	0.5	0.5	0.5	0.3	0.5
Indisponibilidad del sistema por Manto	D (hrs)	0.0	1.0	2.5	2.5	2.5	1.5	2.5
FRECUENCIAS Y TIEMPOS DE FALLAS TOTALES - RED AT - BT								
Interrupciones AT - BT	N (Fallas / año)	1	1	1	1	1	1	1
Indisponibilidad del sistema por fallas	D (hrs)	1	1	1	1	1	1	1
INDICADORES DE CONFIABILIDAD		Tr-1	Tr-2	Tr-3	Tr-4	Tr-5	Tr-6	Tr-7
Total interrupciones Semestre I	N (semestral)	2.75	1.75	3.75	4.25	3.75	3.25	5.25
Total Indisponibilidad Semestre I	D (hrs)	5.75	1.63	6.13	7.63	6.13	4.63	9.98
Total interrupciones Semestre II	N (semestral)	1.75	2.00	3.25	3.75	3.25	2.50	4.75
Total Indisponibilidad Semestre II	D (hrs)	2.75	2.13	5.88	7.38	5.88	3.88	9.63
ENERGIA NO SUMINISTRADA (ENS) POR INDISPONIBILIDAD								
Cilentes BT	Total	13838	0	300	4780	3793	1880	3105
Cilentes MT	Total	1	0	0	0	0	0	1
Energía cilentes BT (kwh - semestre)	Total	5431754	0	2013284	1381785	631398	0	1406289
Energía cilentes MT (kwh - semestre)	Total	330000	0	0	0	0	0	330000
ENS x Semestre I - cilentes BT	kWh	9298	0	0	2822	2412	885	3179
ENS x Semestre I - cilentes MT	kWh	746	0	0	0	0	0	746
ENS x Semestre II - cilentes BT	kWh	8960	0	0	2705	2331	848	3086
ENS x Semestre II - cilentes MT	kWh	77	0	0	0	0	0	77
COMPENSACION POR NTCSE								
Compensación semestre I S/. - Cilentes BT	Sub total S/.	0.00	0	0	0	0	0	0
Compensación semestre I S/. - Cilentes MT	Sub total S/.	1,574.64	0	0	0	0	0	1575
	Total S/.	1,574.64	0	0	0	0	0	1575
Compensación semestre II S/. - Cilentes BT	Sub total S/.	0.00	0	0	0	0	0	0
Compensación semestre II S/. - Cilentes MT	Sub total S/.	147.33	0	0	0	0	0	147
	Total S/.	147.33	0	0	0	0	0	147

INDICADORES DE CALIDAD DE SERVICIO

Parámetro Globales - Semestre I	
FIC - Frec. de Interrupción por cliente	4.2
TIC - Tiempo de Interrupción por cliente	7.28
Monto de compensación total S/.	1,575
Costo de Energía no suministrada ENS S/.	1,055
Parámetro Globales - Semestre II	
FIC - Frec. de Interrupción por cliente	3.7
TIC - Tiempo de Interrupción por cliente	7.85
Monto de compensación total S/.	147
Costo de Energía no suministrada ENS S/.	951

Anexo 21: Indicadores de Calidad y Costos de Explotación: Alimentador J-06 - Escenario 3

B) COSTOS DE MANTENIMIENTO

COSTO DE MNTTO. PREVENTIVO POR TRAMO
FRECUENCIA DE MNTTO POR AÑO
COSTO DE MNTTO EN CALIENTE
COSTO TOTAL DE MNTTO PREVENTIVO POR AÑO

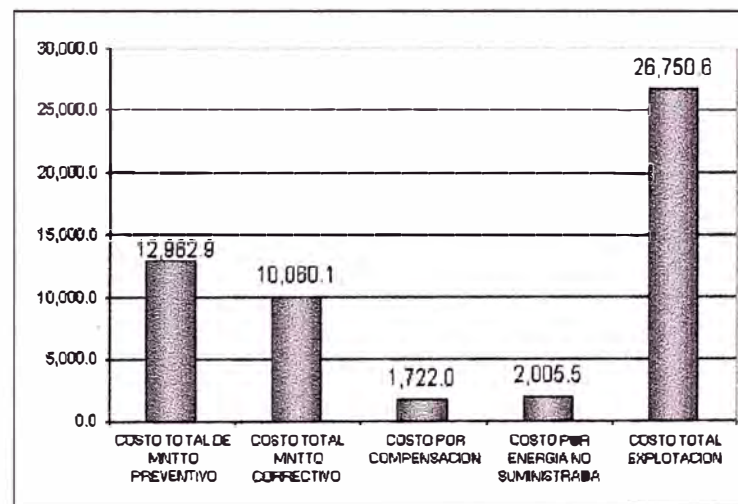
COSTO DE DISPONIBILIDAD DE CUADRILLAS DE OPERACIONES
TASA DE FALLAS ANUAL
COSTOS DE MANTTO CORRECTIVO S/
COSTO TOTAL MNTTO CORRECTIVO / POR AÑO

COSTO POR COMPENSACION POR NTCSE POR AÑO
COSTO POR ENERGIA NO SUMINISTRADA

C) COSTO DE EXPLOTACION

RESUMEN DE COSTOS ANUALES S/	
COSTO TOTAL DE MNTTO PREVENTIVO	12,962.9
COSTO TOTAL MNTTO CORRECTIVO	10,080.1
COSTO POR COMPENSACION	1,722.0
COSTO POR ENERGIA NO SUMINISTRADA	2,005.5
COSTO TOTAL EXPLOTACION	26,750.6

Tr-1	Tr-2	Tr-3	Tr-4	Tr-5	Tr-6	Tr-7
519.86	289.44	2,605.36	1,960.11	1,066.35	674.87	1,628.63
1.00	0.25	1.25	1.25	1.25	1.25	1.25
0.00	78.57	0.00	0.00	0.00	0.00	2,373.01
519.86	150.93	3,256.70	2,450.14	1,332.93	843.58	4,408.80
429.75	0.00	787.88	1,074.38	787.88	501.38	1,504.13
1.50	0.00	2.00	3.00	2.00	1.00	4.00
552.75	0.00	737.00	1,105.50	737.00	368.50	1,474.00
982.50	0.00	1,524.88	2,179.88	1,524.88	869.88	2,978.13
0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1,574.64
0.00	0.00	296.32	253.26	92.93	0.00	412.07



Anexo 22: Comparación de resultados Indicadores de Calidad y Costos de Explotación

ANÁLISIS DE CONFIABILIDAD Y DETERMINACION DEL COSTOS DE MANTENIMIENTO OPTIMO**A) FRECUENCIA E INDISPONIBILIDAD**

RED MT		ESCENARIO 1: ACTUAL				ESCENARIO 2: INCREMENTO DEL MNTTO				ESCENARIO 3: MNTTO EN CALIENTE			
Tramos	Clientes	Frecuencia (Anual)	Duración (Hrs)	Cientes x N	Cientes x T	Frecuencia (Anual)	Duración (Hrs)	Cientes x N	Cientes x T	Frecuencia (Anual)	Duración (Hrs)	Cientes x N	Cientes x T
Tr-7	3106	11	22.50	34166	69885.00	10	20.35	31992	63207.10	10	19.50	31080	60587.00
Tr-3	4760	7	12.00	33320	57120.00	7	12.25	33796	66310.00	7	12.00	33320	57120.00
Tr-4	3793	8	15.00	30344	56895.00	0	15.25	0	57843.25	0	15.00	0	56895.00
Tr-5	1880	7	12.00	13160	22560.00	7	12.25	13348	23030.00	7	12.00	13160	22560.00
Tr-2	300	4	3.75	1126	1125.00	4	3.85	1140	1155.00	4	3.75	1126	1125.00
Tr-6	0	6	8.50	0	0.00	6	8.65	0	0.00	6	8.50	0	0.00
Tr-1	0	5	8.50	0	0.00	5	8.60	0	0.00	5	8.60	0	0.00

B) INDICADORES DE CALIDAD GLOBALES

Parámetro Globales	Semestre I			Semestre II		
	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3
FIC - Frec. de Interrupción por cliente	4.29	4.12	4.18	3.81	3.90	3.70
TIC - Tiempo de Interrupción por cliente	7.62	7.11	7.28	7.38	7.60	7.05

C) COSTOS DE DISTRIBUCION

Descripción	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3
Costo de Manto. Preventivo	10,550	12,141	12,963
Costo de Manto. Correctivo	10,715	9,733	10,060
Costo de Compensación por NTCSE	12,334	8,464	1,722
Costo de Energía No suministrada	2,119	2,053	2,006
Costo Total de Explotación	35,758	30,390	26,751

RESULTADOS

Tramo de optimización:

Escenario 2

Tramo 07 Frecuencia de corte: 01 anual

Tramo 07 Frecuencia en corte: 01 anual

Ahorro S/ 9,008

Bibliografía

1. ARRAIGADA A. ANTONIO “ Evaluación de confiabilidad en sistemas eléctricos de distribución”. Tesis para optar el grado de magíster en la Pontificia Universidad Católica de Chile, 1994.
2. GRAMSCH S. ERNESTO “ Fallas, confiabilidad, mantenimiento preventivo y costos, una relación esencial para la gestión del mantenimiento”. Asociación Chilena de Mantenimiento Industrial ACMI, trabajo presentado al Segundo Congreso Peruano de Mantenimiento AEMA, 2003.
3. ORGANISMO SUPERVISOR EN LA INVERSIÓN EN ENERGIA “ Base Metodológica para aplicación de la Norma Técnica de Calidad de Servicios Eléctricos – NTCSE”, junio 2003.
4. GARCIA P. OLIVERIO “ Optimización del mantenimiento basado en la distribución de Weibull”. Artículo de la Universidad Pedagógica y Tecnológica de Colombia, 1992.
5. COMISION DE INTEGRACIÓN ENERGÉTICA REGIONAL – CIER “Mantenimiento de Sistemas de Distribución”. Curso de capacitación a distancia, agosto 2004.
6. HERNÁNDEZ L. JUAN “ Evaluación de Confiabilidad en sistemas de distribución eléctrica en desregulación”. Artículo para revista de la Facultad de Ingeniería U.T.A Chile, septiembre 2003.
7. MOUBRAY JOHN “ RCM Mantenimiento centrado en la confiabilidad” Editora Industrial Press Inc, 1992.