

CAPITULO 3.

Principios estadísticos aplicados a la evaluación de equipos.

3.1 Introducción.

Los sistemas de eléctricos son un gran conjunto de equipos eléctricos, mecánicos e instalaciones que buscan dar servicio de energía eléctrica a sus usuarios. Sin embargo, debido a sus características naturales, están expuestos a interrupciones, fallas, mantenimientos y degradación de la vida útil de cada componente del sistema. Por ende, es una alternativa confiable y fundamental el considerar el uso de herramientas probabilísticas y estadísticas con técnicas propias de estas ciencias para la evaluación de la operación de los equipos eléctricos y con está obtener conclusiones sobre su comportamiento una vez instalados en los sistemas de distribución, ya que analizando estos factores es posible establecer la vida útil de cada uno de ellos y por tanto aplicar programas de mantenimiento preventivo que ayuden a mejorar la calidad del servicio ofrecido a los usuarios.

Es por ello que los conceptos básicos del control de calidad, se deben aplicar a los equipos como garantía de continuidad o confiabilidad de los sistemas de distribución. Es por tanto necesario, mantener un control en las inspecciones y recepción de los mismos. Sin olvidar que lo que rige un proyecto es que se aplique la normatividad vigente y la correcta especificación de los equipos que se incluirán en el sistema y en consecuencia la confiabilidad del sistema será directamente proporcional a la calidad de los equipos y materiales y a su adecuada instalación y mantenimiento.

Y es que existen muchas variables a considerar, que dictan la complejidad de un proyecto ya que cuando la demanda de servicio crece, esto se convierte en factor que es proporcional a la necesidad de ingenieros eléctricos de distribución con conocimientos en las técnicas de control y evaluación del desempeño de los materiales y equipos instalados en los circuitos. Generalmente las técnicas que se utilizan han sido desarrolladas en el área de probabilidad y estadística.

Es así, que en cualquier sistema de distribución el conocer y especificar correctamente las características de los equipos eléctricos es fundamental para realizar una adecuada:

Inspección en la recepción.

Pruebas de calidad.

Instalación y operación normal y en emergencia.

Seguimiento de su comportamiento en el sistema.

La confiabilidad en términos generales se puede definir como la medida de cómo un sistema funciona acorde a lo esperado. Mientras tanto, el análisis de la confiabilidad es la evaluación de los usuarios a la compañía que suministra el servicio de energía eléctrica ante la probabilidad de interrupciones debido a diferentes razones como por ejemplo la configuración de la red eléctrica.

Y es que, a decir de México y Latinoamérica es reciente la aplicación de reportes de falla en donde se indiquen el comportamiento de subestaciones, generadores, equipos de emergencia o la presencia de fallas, ante algunos imprevistos. Y esta práctica tiene que ser muy bien especificada ya que contendrá información vital para su análisis posterior.

En países desarrollados la expectativa de interrupciones medidas en minutos por año son significativamente menores a los que se presentan en países en vías de desarrollo. México a través de la Comisión Federal de Electricidad y Luz y Fuerza del Centro han hecho esfuerzos por mejorar e informar acerca del comportamiento del sistema eléctrico nacional y a continuación se muestra una tabla que representa un sencillo reporte de falla.

Reporte de falla de sistema de distribución.

Evento y ubicación	Fecha de interrupción Día.Mes.Año hh:mm	Duración de la interrupción. hh:mm
Tormenta, caída de árbol sobre línea aérea.	02.06.2008 16:13	1:06
Descarga atmosférica.	05.06.2008 00:19	1:15
Acumulación de nieve sobre línea de	22.06.2008 12:54	2:36

transmisión.		
Accidente vehicular causa ruptura de línea aérea.	25.07.2008 23:36	3:00
Corto circuito debido a la introducción de un animal al tablero de distribución.	10.08.2008 19:41	0:16
Excavación provoca daños sobre el sistema de puesta a tierra.	05.09.2008 11:28	1:15

3.2 Ventajas del análisis de la confiabilidad.

La calidad del servicio eléctrico se define como la capacidad del sistema para proporcionar, dentro de los límites establecidos, un suministro aceptable; las variables que se deben tomar en cuenta para su evaluación: tensión, frecuencia, forma de onda, relación entre fases, confiabilidad.

De éstas, los disturbios más comunes y que más afectan a los usuarios son la bajas tensiones, sobretensiones y las interrupciones, las cuales ocurren en su mayoría en los sistemas de distribución. En la actualidad se reconoce plenamente y en número creciente las empresas eléctricas en todo el mundo que están introduciendo y empleando técnicas cuantitativas de confiabilidad.

Las técnicas que se requiere para analizar un sistema de distribución dependen del tipo de sistemas que se considere y de la profundidad del análisis; sin embargo, muchas estructuras son básicamente radiales y por tanto su análisis se simplifica.

La verificación continua de la calidad de suministro de energía eléctrica se basa en la comparación de los valores previamente fijados por las compañías de distribución de energía eléctrica y los que se presentan en la operación real de los sistemas a través del tiempo; estas metas son conocidas como metas de calidad. El establecimiento de estas metas constituye por

ende un factor esencial en el proceso de planeación de un sistema de distribución, ya que para ellas es posible establecer criterios de diseño, por ejemplo: de localización de subestaciones y equipos de seccionamiento automático, configuración de las estructuras, conversión de líneas aéreas a subterráneas, etc.

Cabe señalar que las metas de calidad deber ser fijadas en función de las necesidades de suministro de los consumidores, tomando en cuenta siempre las inversiones necesarias que deberán erogarse en el equipo y su mantenimiento. La consideración de estas metas debe ser establecida a través de índices numéricos conocidos como índices de confiabilidad.

El uso de la confiabilidad como herramienta efectiva en el análisis de un sistema eléctrico toma su relevancia al enunciar sus distintas ventajas directas, como son:

- Se aplica en el análisis de puntos débiles en las redes eléctricas esto quiere decir que analiza causas de interrupción y el costo por las interrupciones y además simula los escenarios de comparación para todas las posibles acciones que se pueden tomar acorde al tipo de interrupción.
- También se aplica este análisis para lograr la comparación entre las diferentes variantes de planeación. Esto significa que no necesariamente para tener una alta confiabilidad se necesitan grandes inversiones. Y con la modernización y simplificación de las redes eléctricas, siempre y cuando exista una confiabilidad en el mantenimiento aceptable y se le conoce como optimización económica.
- La planeación del mantenimiento de los componentes eléctricos del sistema para la confiabilidad. Se determina como vital las acciones de mantenimiento con un alto sistema de impacto. Y la optimización económica del mantenimiento preventivo y correctivo para lograr la confiabilidad.
- Así como, la comparación entre diferentes configuraciones y estructuras de redes eléctricas. Por ejemplo, la comparación de sus diferentes topologías en las subestaciones eléctricas.
- Otra ventaja que tiene gran relevancia es la evaluación del reemplazo de los cables que forman las líneas de transmisión energía eléctrica ya sea cables para uso aéreo ó subterráneo.

- Mientras que el desarrollo del análisis de la confiabilidad también estudia la conexión de la red eléctrica con la unidad de generación ó transmisión. Con esto se analiza el costo de la interrupción debido a que no se entrega la potencia requerida.

Con estas ventajas se logra beneficios para los clientes de la red eléctrica con la extensión de la misma, mejoramiento, renovación de componentes que ya término su vida útil, mejores tarifas de cobro, servicio confiable con mínimo de interrupciones por año.

3.3 Conceptos básicos de la confiabilidad.

Y es así que la dependencia cada vez mayor, de todas las actividades humanas del suministro de energía eléctrica, en casi todas las actividades, ha traído como consecuencia que la continuidad y calidad del servicio sea más exigido a las empresas eléctricas por los usuarios en todos los niveles de tensión ofrecidos; sin embargo, sólo hasta décadas recientes del modelado y evaluación de la confiabilidad en los sistemas de distribución ha recibido el mismo interés que se la ha dado en los sistemas de potencia. La razón principal de esta situación radica en que tanto las centrales eléctricas como las líneas de transmisión representan cantidades mucho mayores en cuanto a inversión inicial, que las de un sistema de distribución y una falla en ellas significa en muchas ocasiones situaciones catastróficas debido a la energía tan grande que generan y transportan. En consecuencia, se había resaltado en gran medida el asegurar la confiabilidad de esta parte de los sistemas eléctricos. Un sistema de distribución es relativamente barato y sus interrupciones tienen un efecto muy localizado; hasta ahora se han dedicado menos esfuerzos en la estimación cuantitativa de la confiabilidad de las estructuras y equipo empleado en su construcción. Sin embargo, un análisis de las estadísticas de falla demuestra que el sistema de distribución tiene la mayor contribución individual en la indisponibilidad del suministro a los usuarios.

Sistema de distribución	Sistema de generación y transmisión	Total del sistema
34.81 h 87.52 %	4.96 h 12.48 %	39.77 h 100 %

En esta tabla se puede observar el tiempo de interrupción por usuario (TIU) de un sistema eléctrico nacional en un lapso de un año.

Y a continuación se muestran las últimas cifras registradas con número de interrupciones por usuario así como también el tiempo de interrupción por usuario que se han presentado en los últimos años.

**COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD
NÚMERO DE INTERRUPCIONES POR USUARIO
(Año Móvil al Cierre de Cada Periodo)**

Años	Número de Interrupciones por Usuario (Eventos / Año)		
	Con Afectaciones	Sin Afectaciones	
2000	3.8	3.7	
2001	3.7	3.6	
2002	3.5	3.4	
2003	3.3	3.2	
2004	2.6	2.5	
2005	2.3	2.1	
2006	2.4	2.3	
2007			
	Enero	2.4	2.3
	Febrero	2.4	2.3
	Marzo	2.4	2.3
	Abril	2.4	2.3
	Mayo	2.3	2.2
	Junio	2.4	2.3
	Julio	2.6	2.5
	Agosto	2.7	2.5
	Septiembre	2.5	2.5
	Octubre	2.5	2.3
	Noviembre	2.5	2.3
	Diciembre	2.5	2.3
2008			
	Enero	2.5	2.3
	Febrero	2.6	2.5
	Marzo	3.0	2.8
	Abril	3.5	3.1
	Mayo		
	Junio		
	Julio		
	Agosto		
	Septiembre		
	Octubre		
	Noviembre		
	Diciembre		
Variación Respecto al Año Anterior (%)			
2001	(2.0)	(3.2)	
2002	(4.2)	(6.9)	
2003	(6.9)	(5.5)	
2004	(21.3)	(20.0)	
2005	(11.4)	(15.3)	
2006	3.4	6.3	
2007	4.5	(0.1)	
2008			
	Enero	5.3	0.9
	Febrero	11.4	7.4
	Marzo	26.4	22.3
	Abril	46.1	36.9
	Mayo		
	Junio		
	Julio		
	Agosto		
	Septiembre		
	Octubre		
	Noviembre		
	Diciembre		

Fuente: Comisión Federal de Electricidad

COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD
TIEMPO DE INTERRUPCIÓN POR USUARIO
(Año Móvil al Cierre de Cada Periodo)

Años	Tiempo de Interrupción por Usuario (Minutos / Año)	
	Con Afectaciones	Sin Afectaciones
2000	138.0	128.8
2001	151.8	128.0
2002	472.0	124.4
2003	147.6	119.8
2004	98.1	88.6
2005	240.7	77.3
2006	100.8	78.7
2007		
Enero	99.0	76.9
Febrero	98.6	76.6
Marzo	98.1	76.1
Abril	104.0	82.1
Mayo	97.8	77.6
Junio	104.1	79.5
Julio	104.8	81.5
Agosto	148.1	83.0
Septiembre	146.4	88.3
Octubre	149.6	83.9
Noviembre	181.8	85.5
Diciembre	180.6	83.5
2008		
Enero	189.0	83.5
Febrero	202.8	88.1
Marzo	239.5	98.0
Abril	279.1	110.7
Mayo		
Junio		
Julio		
Agosto		
Septiembre		
Octubre		
Noviembre		
Diciembre		
Variación Respecto al Año Anterior (%)		
2001	10.0	(0.6)
2002	210.9	(2.8)
2003	(68.7)	(3.7)
2004	(33.5)	(26.0)
2005	145.5	(12.7)
2006	(58.1)	1.7
2007	79.2	6.2
2008		
Enero	90.9	8.5
Febrero	105.6	15.1
Marzo	144.2	28.7
Abril	168.2	34.8
Mayo		
Junio		
Julio		
Agosto		
Septiembre		
Octubre		
Noviembre		
Diciembre		

Fuente: Comisión Federal de Electricidad

LUZ Y FUERZA DEL CENTRO
TIEMPO DE INTERRUPCIÓN POR USUARIO
(Año Móvil al Cierre de Cada Periodo)

Años	Tiempo de Interrupción por Usuario (Minutos / Año)	
	Con Afectaciones	Sin Afectaciones
2000	216.0	206.2
2001	169.1	160.2
2002	144.0	140.1
2003	135.0	132.8
2004	128.3	119.2
2005	117.9	113.2
2006	115.0	111.8
2007		
Enero	112.7	109.5
Febrero	115.7	112.5
Marzo	115.2	110.3
Abril	113.5	107.7
Mayo	112.6	107.1
Junio	114.0	108.3
Julio	119.8	114.2
Agosto	124.0	114.1
Septiembre	121.3	110.7
Octubre	123.1	112.2
Noviembre	122.5	111.2
Diciembre	127.0	115.1
2008		
Enero	144.2	120.5
Febrero	144.7	119.6
Marzo	149.4	124.8
Abril	178.3	150.8
Mayo		
Junio		
Julio		
Agosto		
Septiembre		
Octubre		
Noviembre		
Diciembre		
Variación Respecto al Año Anterior (%)		
2001	(21.7)	(22.3)
2002	(14.9)	(12.5)
2003	(6.3)	(5.2)
2004	(4.9)	(10.2)
2005	(8.1)	(5.0)
2006	(2.4)	(1.2)
2007	10.4	2.9
2008		
Enero	28.0	10.1
Febrero	25.1	6.3
Marzo	29.7	13.1
Abril	57.2	40.1
Mayo		
Junio		
Julio		
Agosto		
Septiembre		
Octubre		
Noviembre		
Diciembre		

Fuente: Luz y Fuerza del Centro

3.3.1 Definiciones.

A continuación se definirán algunos conceptos básicos y términos comunes esenciales para entender y desarrollar los métodos cuantitativos del análisis de confiabilidad.

Disponibilidad: capacidad de un componente o elemento (combinando aspectos como su confiabilidad, soporte de mantenimiento y constancia) para desarrollar su función en un instante o periodo de tiempo.

Componente: pieza de un equipo eléctrico visualizado como un todo en la evaluación de la confiabilidad.

Falla (f): culminación de la capacidad de un componente o sistema para desarrollar su función.

Total de fallas (Tf): Número de fallas durante un periodo de tiempo.

Tasa de falla (λ): (Promedio aritmético) Número de fallas de un componente y/o sistema por unidad expuesta, usualmente para el análisis de confiabilidad la unidad son horas o años, por lo tanto es expresada en fallas por hora o por año.

$$\lambda = \frac{Tf}{(Tp/8760)}, (f/y) \qquad \lambda = \frac{Tf}{Tp}, (f/h)$$

Tiempo de reparación (Rdt): Tiempo total sin funcionar por mantenimiento no programado (excluyendo tiempo logístico) por un periodo de tiempo dado (horas).

Tiempo logístico de reparación (Rlt): Total de tiempo logístico por mantenimiento no programado en un periodo de tiempo dado (horas).

Eventos totales sin funcionar (Tde): Número total de eventos sin funcionar (incluyendo acciones de mantenimiento programadas, reparaciones y fallas) durante un periodo de tiempo dado.

Total de acciones de mantenimiento (Tma): Número total de acciones de mantenimiento programado durante un periodo de tiempo.

Tiempo sin funcionar por mantenimiento (Mdt): Total de tiempo sin funcionar por mantenimiento programado (incluyendo tiempo logístico, equipo y partes de repuesto disponibles) en un periodo de tiempo dado (horas).

Tiempo promedio sin funcionar (MDT): Tiempo promedio sin funcionar por mantenimiento programado y no programado, incluyendo cualquier tiempo logístico (tiempo promedio para restituir un sistema).

$$MDT = \frac{(Rdt + Rlt + Mdt)}{Tde}$$

Tiempo promedio entre fallas (MTBF): Tiempo medio expuesto entre fallas consecutivas de un componente.

$$MTBF = \frac{Tp}{Tf}$$

Tiempo promedio entre mantenimiento (MTBM): Tiempo promedio entre todos los eventos de mantenimiento programado y no programado, incluyendo cualquier tiempo logístico asociado.

$$MTBM = \frac{Tp}{Tde}$$

Tiempo promedio de fallas (MTTF): Tiempo promedio entre reparaciones consecutivas (o instalaciones) de un componente y la próxima falla de éste. Es comúnmente encontrado en los objetos que no son reparables (fusibles).

Tiempo promedio de mantenimiento (MTTM): Tiempo promedio que se requiere para mantener un componente, incluyendo tiempo logístico, principalmente es una medida preventiva de mantenimiento de frecuencia y duración.

$$MTTM = \frac{Mdt}{Tma}$$

Tiempo promedio de reparación (MTTR): Tiempo promedio para reemplazar o reparar un componente dañado, no incluye tiempo logístico.

$$MTTR = r = \frac{Rdt}{Tf}$$

Disponibilidad inherente (A_i): La probabilidad instantánea de que un componente o sistema esté funcionando o no. A_i considera únicamente el tiempo sin funcionar por reparación o falla, y no tiempo logístico o mantenimiento preventivo.

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

Disponibilidad operacional (A_o): La probabilidad instantánea de que un componente o sistema esté funcionando o no, difiere de A_i en que ésta incluye al tiempo sin funcionar por mantenimiento programado y no programado y cualquier tiempo logístico.

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

Confiabilidad: la capacidad de un componente o sistema para desarrollar funciones requeridas bajo ciertas condiciones en un periodo de tiempo.

$$R(t) = e^{-\lambda t}$$

Sistema: Grupo de componentes conectados o asociados en una configuración fijada para desarrollar funciones específicas.

Horas de tiempo sin funcionar por año: $DHY = (1 - A_o) \times 8760 = \lambda r$

3.3.2 Probabilidad básica.

Espacio Muestral

Un espacio muestral es el escenario de todas las posibles fallas de un fenómeno. Por ejemplo, si se tiene un sistema de tres componentes y cada uno puede fallar (F) o no fallar (C), el espacio muestral (U) sería:

$$U = (1C,2C,3C), (1F,2C,3C), (1C,2F,3C), (1C,2C,3F), (1F,2F,3C), (1F,2C,3F), (1C,2F,3F), (1F,2F,3F)$$

Donde iF e iC denotan que el componente i ha fallado o no ha fallado respectivamente y el escenario de todos los posibles estados del sistema es llamado espacio muestral del sistema.

Eventos

Siguiendo el ejemplo anterior de un sistema de tres componentes, la descripción $(1F,2F,3C), (1F,2C,3F), (1C,2F,3F), (1F,2F,3F)$ define los eventos en los cuales dos o tres componentes han fallado. Suponiendo que se necesitan mínimo dos componentes para que un sistema opere satisfactoriamente, éste escenario (A) también define que el sistema está en un estado de falla y por lo tanto (A) es un escenario de estados del sistema. Se dice que el evento $A(n)$ ha ocurrido si el sistema está en un estado que pertenezca al escenario (A) .

Suma de probabilidades

Dos eventos $A1$ y $A2$ son mutuamente exclusivos si no pueden ocurrir al mismo tiempo.

Para dos eventos $A1$ y $A2$ que no son mutuamente exclusivos se tiene:

$$P(A1 \cup A2) = P(A1) + P(A2) - P(A1 \cap A2)$$

Donde: $P(A1 \cup A2)$ es la probabilidad de que $A1$ o $A2$ o ambas sucedan y
 $P(A1 \cap A2)$ es la probabilidad de que $A1$ y $A2$ sucedan.

Para dos eventos $A1$ y $A2$ mutuamente exclusivos se tiene:

$$P(A1 \cup A2) = P(A1) + P(A2)$$

Ya que $P(A1 \cap A2)$ es cero pues no pueden ocurrir al mismo tiempo.

Multiplicación de probabilidades

Si la probabilidad de ocurrir el evento $A1$ es afectada por la ocurrencia del evento $A2$ entonces $A1$ y $A2$ no son eventos independientes y existe la probabilidad condicional del evento $A1$ dado el evento $A2$ denotada por $P(A1/A2)$. Entonces $P(A1 \cap A2)$ se calcula de la siguiente forma:

$$P(A1 \cap A2) = P(A1/A2)P(A2)$$

Y de esta ecuación se puede calcular la probabilidad condicional

$$P(A1/A2) = P(A1 \cap A2)/P(A2)$$

Cuando los eventos $A1$ y $A2$ son independientes, es decir, la ocurrencia de $A2$ no afecta a la de $A1$, se utiliza la ecuación:

$$P(A1 \cap A2) = P(A1)P(A2)$$

Complemento

A1' es utilizado para denotar el complemento del evento A1, es decir es el escenario de estados que no pertenecen al evento A1. Por ejemplo si A1 denota los estados en que el sistema falla, entonces A1' está formado por los estados en los que el sistema no falla.

$$P(A1') = 1 - P(A1)$$

3.3.3 Confiabilidad.

Si se conoce el tiempo (t) en el que el sistema debe operar y la función de distribución de las fallas de los componentes, entonces la confiabilidad del sistema puede ser calculada con la integral de t a infinito de la función de densidad de probabilidad.

$$R(t) = \int_t^{\infty} f(t)dt$$

Donde:

$R(t)$ es la confiabilidad de un sistema del tiempo t al infinito

$f(t)$ es la función de densidad de probabilidad

3.3.4 Disponibilidad.

La disponibilidad puede definirse ya sea como el porcentaje de tiempo en que un sistema esta listo para usarse o la probabilidad instantánea de que el sistema este listo para utilizarlo.

Generalmente para medir la disponibilidad existen dos conceptos distintos: la disponibilidad inherente (Ai) y la disponibilidad operacional (Ao). Ai considera la tasa o razón de fallas del componente y el tiempo promedio de reparación de éste. Ao va más allá de Ai pues incluye el tiempo sin funcionar por mantenimiento (Mdt), logística, etc. y provee una verdadera disponibilidad del sistema.

Disponibilidad inherente

Para calcular el valor de la disponibilidad inherente se utiliza la siguiente ecuación:

$$Ai = \frac{MTBF}{MTBF + MTTR}$$

Donde:

MTBF es tiempo promedio entre fallas

MTTR es el tiempo promedio de reparación

Si el sistema nunca fallara, el tiempo promedio entre fallas (MTBF) sería infinito por lo tanto la disponibilidad inherente (A_i) sería 100%.

$$A_i = \frac{\infty}{\infty + \ell} \rightarrow 1$$

O si no se requiere de mucho tiempo de reparación, el tiempo promedio de reparación (MTTR) sería cero y de igual forma A_i sería 100%.

$$A_i = \frac{MTBF}{MTBF + 0} \rightarrow 1$$

3.3.5 Frecuencia de fallas y cortos.

Históricamente frecuencia fue sinónimo de tasa o razón de falla (o MTBF), por lo que para calcular la confiabilidad, es usual utilizar la función de distribución exponencial atribuida para tener una razón de falla constante con eventos variables que ocurren durante la vida de un componente o sistema. Pocos componentes tienen una distribución de falla variable.

Mientras más datos se tengan del tiempo de falla y del mantenimiento practicado a equipos, éstos se podrán analizar aún mejor con múltiples distribuciones, principalmente la de Weibull, analizada posteriormente.

3.3.6 Distribución de probabilidad.

La distribución de probabilidad es una ecuación matemática que describe la probabilidad de que un evento en particular ocurra en determinado tiempo. Para el análisis de confiabilidad eléctrica (un sistema confiable es aquel que desempeña sus tareas específicas en cierto tiempo) es de gran importancia la distribución de probabilidad de falla, la distribución más común para este tipo de análisis es la exponencial que describe un modo de falla variable, donde el tiempo medio entre fallas es el parámetro crítico. Otras más pueden ser la distribución de Weibull, la normal, etc.

Función de densidad de probabilidad

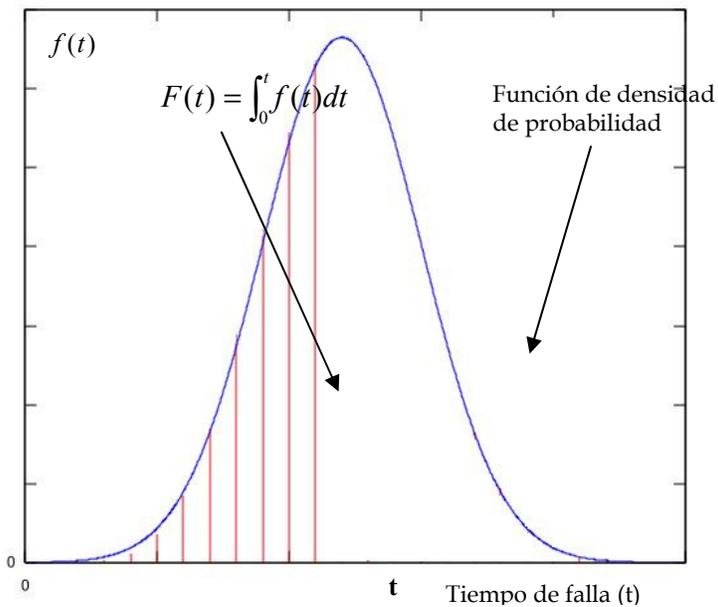
Cada función de probabilidad tiene una única función de densidad, denotada por $f(t)$. El área bajo la curva descrita por esta función, muestra la probabilidad relativa de falla antes del tiempo t . Esta probabilidad, la cual proviene de la función de distribución acumulativa, se calcula:

$$F(t) = \int_0^t f(t) dt$$

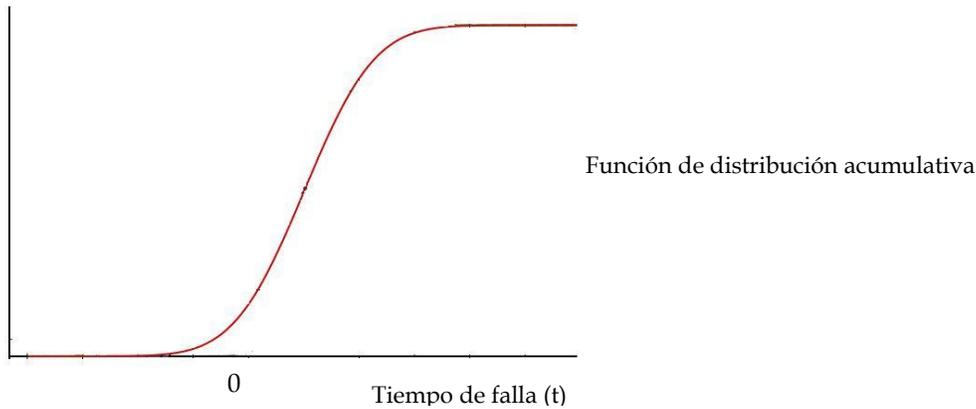
Donde:

$F(t)$ es la probabilidad de falla antes del tiempo t

$f(t)$ es la función de densidad de falla



Al graficar $F(t)$ se tiene la función de distribución acumulativa, la cual muestra la probabilidad de que una falla ocurra al tiempo t .



La función de confiabilidad $R(t)$ es la probabilidad de que un componente no falle al tiempo t . Por lo tanto se calcula como sigue:

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

Función de riesgo

La función de riesgo o tasa de riesgo se calcula en la siguiente ecuación:

$$H(t) = \frac{f(t)}{R(t)}$$

3.3.7 Distribución Exponencial.

Su función de densidad es $f(t) = \lambda e^{-\lambda t}$, su función de distribución acumulativa es $\int \lambda e^{-\lambda t} dt = 1 - e^{-\lambda t}$ y por lo tanto su función de confiabilidad es $R(t) = e^{-\lambda t}$. Donde λ es la tasa de falla y t es el tiempo en que el sistema debe funcionar.

Se puede observar que la función de riesgo sería la siguiente:

$$H(t) = \frac{\lambda e^{-\lambda t}}{e^{-\lambda t}} = \lambda$$

Por lo tanto la tasa instantánea de falla es constante para la distribución exponencial, la cual es la función de probabilidad que mejor mide la confiabilidad de la mayoría de los componentes,

ésta sólo requiere del tiempo medio entre fallas (MTBF), que es fácilmente determinado por el tiempo total de funcionamiento de un componente, y el total de sus fallas.

3.3.8 Distribución de Weibull.

La distribución de Weibull es una de las más utilizadas para el análisis de distribución de datos. Es una distribución versátil ya que puede tomar las características de otros tipos de distribuciones basadas en el valor del parámetro beta (β). Cuando $\beta > 1$ se presenta el modo de falla, cuando $\beta < 1$ se describen distribuciones como la mortalidad infantil y cuando $\beta = 1$ entonces la distribución de Weibull es igual a la distribución exponencial implicando un modo de falla variable. El parámetro eta (η) es un factor de "tiempo". Mientras β describe cómo fallará el componente, el parámetro η describe cuándo.

Su función de densidad es $f(t, \beta, \eta) = \frac{\beta}{\eta} \left(\frac{t}{\eta}\right)^{\beta-1} e^{-\left(\frac{t}{\eta}\right)^\beta}$

Donde β es el parámetro de forma y η es el parámetro de tiempo.

Su función de distribución acumulativa es $f(t, \beta, \eta) = 1 - e^{-\left(\frac{t}{\eta}\right)^\beta}$

Por lo tanto la función de confiabilidad es $R(t) = e^{-\left(\frac{t}{\eta}\right)^\beta}$

Y la función de riesgo $H(t, \beta, \eta) = \beta t^{\beta-1}$

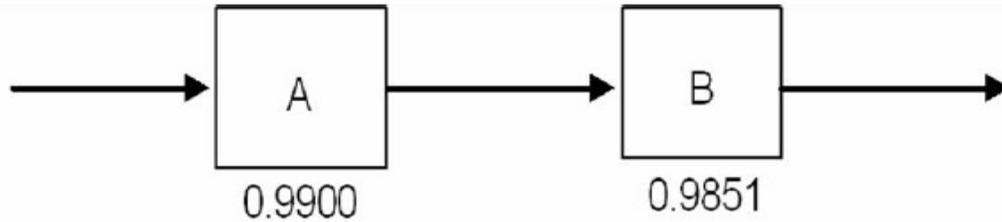
3.3.9 Cálculo de la confiabilidad con la función exponencial.

Si la función de distribución de cada elemento es exponencial y si la tasa de falla λ_i de cada elemento es conocida, entonces la confiabilidad del sistema puede ser calculada utilizando la siguiente ecuación:

$$R(t) = e^{-\lambda t}$$

Confiabilidad en serie

Considerar el siguiente sistema representado por el diagrama de confiabilidad de bloque.



El número debajo de cada bloque es su confiabilidad con $t=10$ millones de horas.

Cuando dos componentes A y B están en serie significa que todos deben operar para que el sistema opere. Esta configuración se refiere a una de liga débil. Análogamente sería una cadena, y su fortaleza estará determinada por su liga débil.

Mientras los componentes están en serie, la confiabilidad del sistema puede ser encontrada sumando las tasas de falla de cada componente y posteriormente utilizar la distribución exponencial.

Tasa de falla del componente A = $1 - 0.9900 = 0.001000$

Tasa de falla del componente B = $1 - 0.9851 = 0.001500$

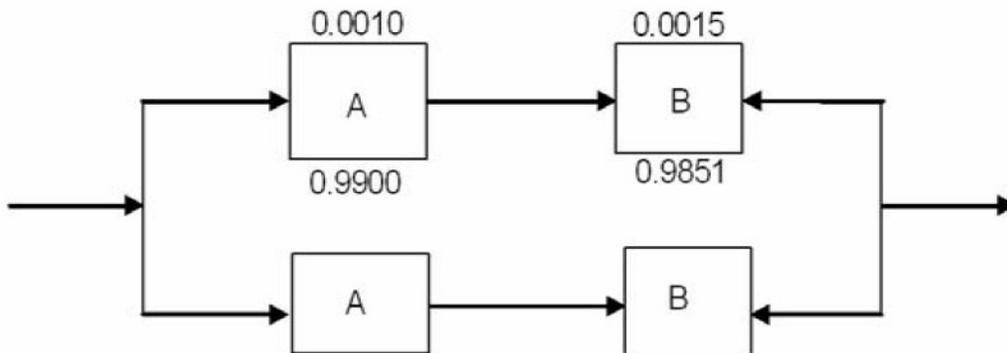
Por lo tanto la tasa de falla del sistema es $0.001000 + 0.001500 = 0.0025$

Y la confiabilidad del sistema es:

$$R(t) = e^{-0.0025 \times 10} = 0.9753$$

Otra forma de calcular la confiabilidad del sistema sería multiplicando la confiabilidad de cada componente 0.9900×0.9753 .

Ahora considérese el siguiente el diagrama de confiabilidad de bloque.



Los componentes A y B son los mismos que en el diagrama anterior, pero cada dos de estos componentes son usados en una configuración redundante o paralela. Existen dos trayectorias

de operación, la de arriba A – B o la de abajo A–B, si cualquiera de las dos trayectorias está intacta el sistema puede operar.

La confiabilidad del sistema puede ser calculada más fácilmente encontrando la probabilidad de falla ($1 - R(t)$) de cada trayectoria, multiplicándolas (es decir obtener la probabilidad de falla de ambas) y posteriormente a 1 restarle el resultado.

La probabilidad de falla de cualquier trayectoria es $1-0.9753=0.0247$

La probabilidad de falla de ambas trayectorias es $0.0247 \times 0.0247 = 0.0006$

Finalmente la confiabilidad del sistema es $1-0.0006=0.9994$

Cabe hacer notar que mejora significativamente la confiabilidad de éste tipo de sistemas (componentes redundantes) sobre los anteriores cuya confiabilidad es de 0.9753.

3.4 Los sistemas eléctricos y sus componentes.

Un sistema eléctrico de potencia comprende a los subsistemas de generación, transmisión, distribución, y utilización de energía eléctrica.

La generación de energía se realiza en plantas hidroeléctricas, termoeléctricas, nucleares y de gas, etc. Normalmente en tensiones de 13.8 kV. La energía proveniente de una planta se lleva a un transformador elevador conectado al sistema de transmisión a través del cual se transporta energía eléctrica generalmente a tensiones de 230 y 400 kV. El sistema de transmisión termina en una subestación reductora o subestación de potencia, donde la tensión de servicio normalmente es de 115 kV y de la cual se distribuyen circuitos de subtransmisión que van a alimentar subestaciones de distribución cuyos circuitos alimentadores normalmente trabajan a 34.5, 23 y 13.8 kV.

Dado que la palabra distribución esta asociada con la utilización de la energía, se considera que las grandes plantas industriales son casos especiales del subsistema de potencia ya que pueden estar directamente conectadas a tensiones de 230 y 115 kV. De los transformadores de distribución se alimentan usuarios comerciales, residenciales e industria.

En cada uno de los subsistemas se tienen diversos componentes eléctricos cuyo conocimiento, tanto en su modelo como sus características de operación y control, es necesario para el diseñador de sistemas eléctricos de potencia. La máquina síncrona, líneas de transmisión (aéreas y subterráneas), transformadores eléctricos trifásicos y monofásicos, cargas, y el equipo de compensación son componentes cuya modelación debe ser rigurosa con el objeto de que los análisis o estudios que de ellos se hagan sean lo mas representativo y exacto posible. La obtención de los parámetros o constantes como la resistencia, conductancia, inductancia y capacitancia se considera fundamental para el desarrollo de los modelos trifásicos y sus equivalentes monofásicos.

Una modelación apropiada servirá de base para realizar con confianza análisis de flujos de potencia, operación económica, estabilidad de voltaje, estabilidad dinámica y transitoria, fallas en líneas y componentes, localización de compensadores, análisis de confiabilidad.

3.4.1 Sistema de distribución y sus características.

Los sistemas eléctricos, físicamente pueden ser muy complejos y cubrir amplias zonas geográficas, pero en una forma general, podemos considerar tres grandes grupos: Sistemas de generación, Sistemas de transmisión, Sistemas de distribución. Los Sistemas de distribución, a diferencia de los sistemas de generación y transmisión, interactúan en forma directa con la mayoría de los usuarios de energía eléctrica, los cuales esperan un servicio que satisfaga sus necesidades en todos los aspectos.

3.4.2 Elementos de un sistema de distribución.

El sistema de distribución como fuente principal del suministro de energía eléctrica, tiene como función fundamental transportar la energía eléctrica de las subestaciones de potencia o en algunos casos fuentes de generación a los lugares de utilización. Los sistemas eléctricos de distribución en nuestro país comprenden principalmente seis partes, las cuales son: Líneas de subtransmisión, Subestaciones de distribución, Circuitos de media tensión, Transformadores de distribución, Circuitos de baja tensión, Acometidas.

3.4.3 Líneas de sub-transmisión.

El medio de transporte de la energía eléctrica son las líneas de transmisión aéreas ó subterráneas en ambos casos también se puede usar para la sub-transmisión de la energía, es por esto, que son circuitos de conducción masiva de energía eléctrica a distancia que alimenta e interconecta las subestaciones de distribución, los niveles de tensión normalizados utilizados en nuestro país van desde 35 hasta 230 kV.

3.4.4 Subestaciones de distribución.

Una subestación eléctrica es un conjunto de dispositivos eléctricos que forman parte de un sistema eléctrico de potencia; sus funciones principales son: transformar tensiones y derivar circuitos de potencia.

Acorde a la definición anterior las subestaciones de distribución están formadas por un conjunto de equipos eléctricos necesarios para la conversión y seccionamiento de energía eléctrica recibida en bloque y distribuida en diferentes trayectorias a través de los circuitos de distribución.

3.4.5 Circuitos de media tensión.

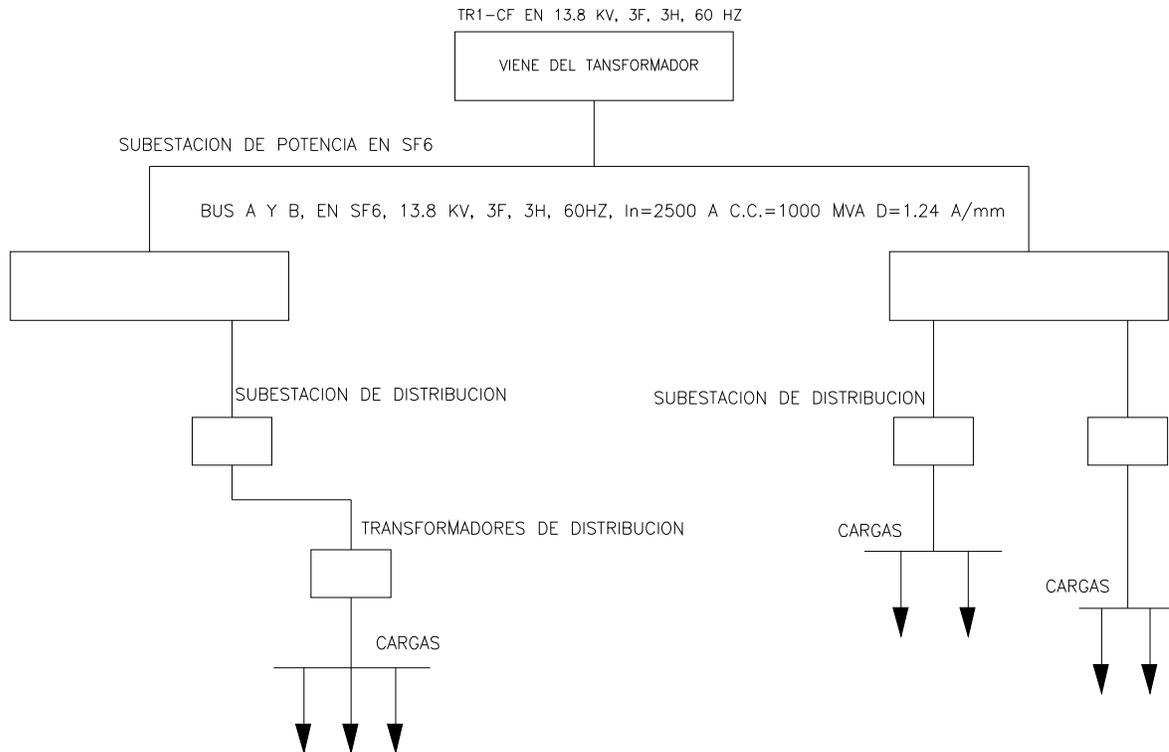
Se definen como los circuitos de media tensión aquellos circuitos eléctricos que parten de las subestaciones de distribución y proporcionan la potencia eléctrica a los transformadores de distribución, los niveles de tensión utilizados en el país van desde 1 hasta 35 kV. Los componentes de estos circuitos son:

Componente de circuito de media tensión tipo troncal.

Es el tramo de mayor capacidad del alimentador y transmite la energía desde la subestación de potencia a los ramales, estos conductores son de calibres gruesos 336, 556 y hasta 795 MCM ACSR (cable de aluminio con alma de acero).

Componente de circuito de media tensión tipo ramal.

Es la parte del alimentador que es energizado a través de un troncal en el cual son conectados los transformadores de distribución y servicios particulares suministrados a media tensión y son de calibres menores a los usados en los troncales.



3.4.6 Transformadores de distribución.

Es equipo eléctrico que reduce la tensión de los circuitos de media tensión a la tensión de utilización de los usuarios.

3.4.7 Circuitos de baja tensión.

Son circuitos que emanan de los transformadores de distribución y proporcionan el camino a la potencia eléctrica que será entregada a los usuarios.

3.4.8 Acometida.

Es el punto donde se hace la conexión entre la red, propiedad de la compañía suministradora, y el alimentador que abastece al usuario. La acometida también puede entenderse como la línea

(aérea o subterránea) que por un lado entronca con la red eléctrica de alimentación y por el otro tiene conectado el sistema de medición.

3.5 Tensiones nominales en los sistemas de distribución.

Las tensiones utilizadas y normalizadas en los sistemas de distribución se pueden agrupar como se indica en la tabla siguiente.

Clasificación de tensión	Componente del sistema	Tensión nominal (V)
Baja tensión (Menor de 1 kV)	Acometidas y circuitos de baja tensión	120
		127
		220
		240
Media tensión (Mayor a 1 kV y menor a 35 kV)	Circuitos de media tensión	480
		2,400
		4,160
		13,800
		23,000
Alta tensión (Mayor a 35 kV y menor a 230 K)	Líneas de subtransmisión	34,500
		69,000
		85,000
		115,000
		138,000
		161,000
		230,000

3.6 Redes de distribución aéreas y subterráneas.

Es a través de los conductores eléctricos que se transporta la energía eléctrica y puede ser vía aérea o subterránea siempre con ayuda de los distintos tipos de canalizaciones, conductores eléctricos y con cumplimiento en la normatividad vigente. Y es que una canalización es un canal cerrado de materiales metálicos o no metálicos, expresamente diseñado para contener alambres, cables o barras conductoras, con funciones adicionales como lo permita la norma mexicana correspondiente. Es así, que las canalizaciones que constituyen una red, tanto como las situadas al aire libre o bajo el suelo, se distinguen las redes aéreas y las redes subterráneas.

3.6.1 Redes aéreas.

En general se llaman redes o líneas aéreas al conjunto de conductores que transportan la energía eléctrica, montadas a cierta altura sobre el terreno; estos conductores están soportados por crucetas u otro tipo de soportes, debidamente aislados de éstos, y estos soportes, a su vez van montados sobre postes, cuya misión primordial es mantener separados los conductores a una altura conveniente al terreno. Las redes aéreas tienen la ventaja esencial de que resultan menos costosas. Pero presentan el inconveniente de que están permanentemente sometidas a la influencia de perturbaciones atmosféricas (lluvias, nieve, tormentas, etc.) lo cual hace que su fiabilidad y duración sean más reducidas; como consecuencia, sus gastos de mantenimiento son más elevados.

3.6.2 Redes subterráneas.

En las grandes zonas urbanas y con alta densidad de población, no es posible el tendido de líneas eléctricas aéreas, debido en primer lugar al peligro que pueden representar a sus habitantes, y en segundo lugar, al deplorable efecto estético producido por los postes y líneas cuando éstos son numerosos. Por estas razones las distribuciones de energía eléctrica son por lo general subterráneas.

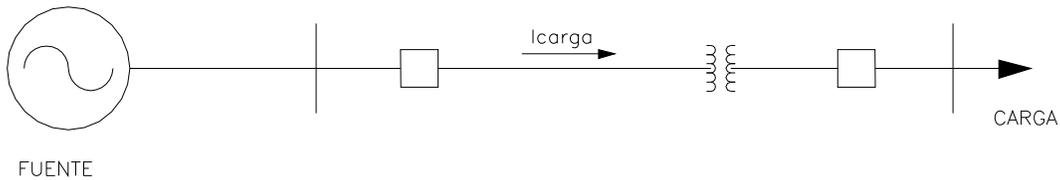
Las redes subterráneas son más onerosas de primera instalación, pero tienen la ventaja de una mayor duración y de exigir menor mantenimiento. Generalmente, la calidad de servicio es mejor que en las redes aéreas.

3.7 Arreglos para sistemas de distribución.

Existen diferentes tipos de arreglos empleados en sistemas de distribución. En forma general se establecen solo tres tipos fundamentales de dichos arreglos.

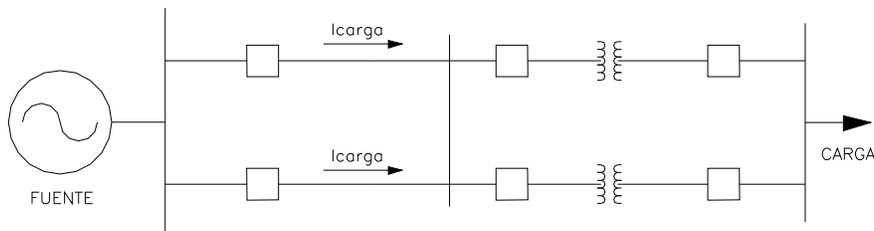
3.7.1 Sistema radial.

Es un sistema que permite la transferencia de potencia entre la fuente y la carga por una sola trayectoria, el sistema radial es el más sencillo, económico y comúnmente usado, siendo poco confiable ya que cualquier falla en uno de los elementos interrumpe la alimentación a la carga. Este arreglo tiene una capacidad limitada para funcionar como una fuente de energía alterna al interconectarse con otra fuente.



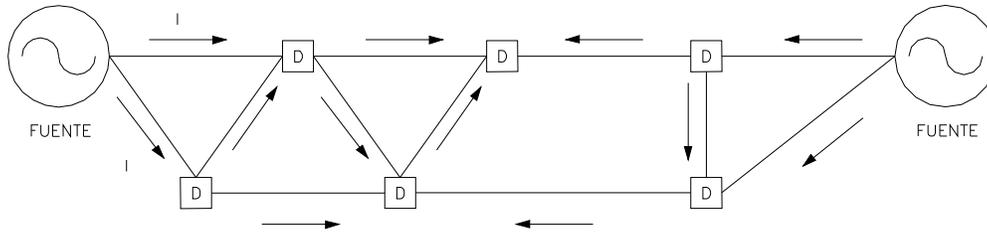
3.7.2 Sistema de Anillo.

Es un sistema que permite la transferencia de potencia entre fuentes y cargas por dos trayectorias, con el es posible aumentar en forma considerable la confiabilidad del sistema.



3.7.3 Sistema mallado.

Es un sistema que permite la transferencia de potencia entre fuentes y cargas por múltiples trayectorias. A este tipo de arreglo se le considera el más confiable, pero a su vez el más costoso.



3.8 Definición de salidas e interrupciones.

Los sistemas de potencia son reparables, esto es, están constituidos por componentes reparables. En sistemas reparables, la duración y los efectos de las fallas de los componentes son de interés particular.

3.8.1 Salidas e interrupciones.

Una salida describe el estado de un componente cuando no está disponible para su función debido a algún evento directamente asociado con ese componente.

Una interrupción o falla, es la pérdida del servicio a uno o más usuarios, y es el resultado de la salida de uno o más componentes, dependiendo de la configuración del sistema.

3.8.2 Salida clasificada por efecto.

Una salida parcial describe el estado de un componente cuando la capacidad para su función se reduce pero no se elimina completamente. Una salida total es una salida donde el componente es completamente incapaz de desarrollar su función.

3.8.3 Salida clasificada por causa.

Una salida forzada es una salida que resulta de condiciones de emergencia directamente asociados con un componente, obligando a que éste salga de servicio inmediatamente, ya sea automáticamente o mediante maniobra, o una salida causada por operación impropia del equipo o error humano.

Una salida programada es una salida que resulta cuando un componente es deliberadamente retirado de servicio durante un tiempo previsto, usualmente para propósitos de construcción, mantenimiento preventivo, o reparación.

La clave para determinar si una salida debe clasificarse como forzada o programada es de la siguiente manera: si es posible retrasar la salida cuando tal retraso es deseable, la salida es programada, de otra forma es forzada.

Diferir una salida puede ser deseable por ejemplo para prevenir sobrecarga de los equipos o una interrupción de servicio a consumidores.

3.8.4 Clasificación de salidas forzadas por duración.

Una salida forzada transitoria es la salida de un componente cuya causa es inmediatamente autolibrada de tal forma que el componente afectado pueda ser restaurado al servicio ya sea automáticamente o tan pronto recierre un interruptor o sea reemplazado un fusible. Un ejemplo de salida forzada transitoria es una descarga atmosférica que no imposibilite permanentemente al componente, o contactos momentáneos con ramas de árboles.

Una salida forzada permanente es la salida de un componente cuya causa no es inmediatamente autolibrada, pero debe ser corregida eliminando el riesgo, reparando o reemplazando el componente afectado antes de que pueda regresarse al servicio. Un ejemplo de salida forzada persistente es una descarga atmosférica que dañe un aislador, por tanto se imposibilita el componente hasta que se efectúa la reparación o el reemplazo.

3.8.5 Clasificación de la interrupción por la causa.

Una interrupción forzada es una interrupción causada por una salida forzada.

Una interrupción programada es una interrupción causada por una salida programada.

3.8.6 Clasificación de la interrupción por la duración.

Una *interrupción transitoria* es una interrupción causada por una salida forzada transitoria. En México para que una interrupción sea considerada como transitoria, el tiempo de ésta debe ser menor a 5 minutos.

Una interrupción permanente es una interrupción causada por una salida forzada permanente. En México para que una interrupción sea considerada como permanente, el tiempo de esta debe ser mayor a 5 minutos.

3.9 Equipos en un sistema de distribución.

Como todos los sistemas eléctricos el de distribución es un conjunto de equipos eléctricos que sin ellos la distribución de la energía no sería posible. A continuación se presentan los equipos de mayor relevancia en este tipo de sistema.

- Transformadores de potencia
- Accesorios de los transformadores
- Bancos de tierra
- Transformadores de instrumentos
- Transformadores de corriente
- Transformadores de potencial
- Banco de capacitores
- Pararrayos
- Pararrayos de óxidos metálicos
- Interruptores de gran volumen de aceite
- Interruptores de pequeño volumen de aceite
- Interruptores neumáticos
- Interruptores en hexafluoruro de azufre
- Interruptores en vacío
- Cuchillas
- Fusibles de expulsión
- Fusibles limitadores de corriente
- Reactores

- Bancos de baterías
- Subestaciones de gas
- Barras
- Sistema de puesta a tierra
- Relevadores
- Equipos de medición
- Equipos de monitoreo y comunicación
- Equipo de control
- Tableros de distribución
- Sistema de alimentación ininterrumpida
- Plantas de emergencia

Entro muchos otros equipos, que conforman al sistema y que pasan a ser parte de un sistema si las características, necesidades y configuración de sistema lo permite.

3.10 Equipo de protección y de seccionamiento en sistemas de distribución.

Se presentan los distintos equipos de protección que existen, para la protección de lo que es la mayor inversión en los sistemas de distribución que son los transformadores, subestaciones, etc. Y es que si no se logra un buen sistema de protección y seccionamiento se corre el riesgo de grandes daños en los equipos y cortes de suministro eléctrico a los usuarios y por tanto una confiabilidad pobre y poco efectiva.

La protección de los sistemas de distribución ha evolucionado con el tiempo, desde los primitivos fusibles, hasta los equipos sofisticados cuyo funcionamiento está basado en el empleo de microprocesadores. Sin embargo, independientemente de los avances logrados para el desarrollo de los diversos dispositivos de protección disponibles en la actualidad, pueden identificarse los siguientes equipos, en función de su aplicación y principio de operación principalmente.

3.10.1 Fusible.

Es un dispositivo de protección que opera cuando una sobrecorriente pasa por él y pone en peligro los equipos o instalaciones del sistema, pudiendo deberse esta sobrecorriente a sobrecargas o corto circuito. Las funciones de los fusibles serán fundamentalmente aislar la porción del circuito en disturbio del resto del alimentador sin falla e impedir el daño de los equipos instalados en el mismo.

Los elementos que conforman un circuito fusible básicamente son, los aisladores de soporte, las partes vivas y de conexión, el portafusible y el elemento fusible.

Por sus características constructivas y de operación, en la actualidad existe una amplia diversidad de fusibles, mismos que dependiendo de la aplicación específica de que se trate, satisfacen en mayor o menor medida los requerimientos técnicos establecidos. A continuación se enlistan algunos de estos.

Fusible tipo expulsión.

Fusible de triple disparo.

Fusible de vacío.

Fusibles limitadores de corriente.

Fusibles en hexafluoruro de azufre (SF₆).

Fusibles de potencia.

Para establecer o reemplazar un fusible que ya opere (dañado), es necesario la intervención del operador o personal.

3.10.2 Cortacircuitos fusible.

Los Cortacircuitos Fusibles de Potencia son los idóneos para la protección de transformadores, bancos de capacitores y cables en subestaciones de distribución aérea en sistemas con capacidad de hasta 34.5 kV. Ofrecen las características de funcionamiento y la confiabilidad superior que se necesitan para proporcionar una protección doble para el sistema de aguas arriba y protección para el equipo de aguas abajo.

Los Cortacircuitos Fusibles de Potencia son de capacidades máximas de corriente continua de 200, 300, 400 y 720 amperes y con capacidades de interrupción de fallas desde 28,000 amperes RMS asimétricos a 34.5 kV hasta 60,000 amperes RMS asimétricos a 4.16 kV. Los portafusibles de Potencia pueden operar (es decir, abrirse o cerrarse cuando no estén conduciendo carga) utilizando una pértiga para manejo de fusibles.

3.10.3 Cuchillas.

Estos dispositivos son de uso muy generalizado en cualquier sistema eléctrico, y su función particular es dejar sin tensión una parte determinada de un circuito a fin de poder trabajar en ella sin peligro y con todas las garantías de seguridad.

Las cuchillas pueden abrir circuitos bajo la tensión nominal pero nunca cuando este fluyendo corriente a través de ellas, a menos de que se trate de cuchillas para abrir con carga. Antes de abrir un juego de cuchillas siempre deberá abrirse primero el interruptor correspondiente.

Las cuchillas se pueden clasificar por su tipo de accionamiento en manuales y automáticas. Las primeras, como su nombre lo indica, deben ser operadas manualmente por el operador, y las otras, también llamadas telecontroladas, pueden ser operadas a grandes distancias sin la necesidad de tener personal en el lugar para hacerlo.

3.10.4 Interruptor de potencia.

El interruptor es un dispositivo electromecánico cuya función principal es la de conectar y desconectar circuitos eléctricos bajo condiciones normales o de falla.

El proceso de conexión y desconexión de este dispositivo, se logra a través de la operación de un mecanismo que esta conectado a un sistema de accionamiento.

Bajo diferentes circunstancias los interruptores pueden estar sujetos a esfuerzos electromecánicos sumamente variables dependiendo de las características de las corrientes a interrumpir que pueden ser, resistivas, inductivas, capacitivas o combinación de éstas.

Los interruptores se clasifican de acuerdo con:

Nivel de voltaje: alto, medio y bajo.

Condiciones de instalación: interiores, intemperie o ambiente con peligro de explosión.

Número de fases: monofásico o trifásico.

Tipo de accionamiento: resorte, neumático, hidráulico, eléctrico.

Medio de extinción: soplo magnético, aceite, pequeño volumen de aceite, soplo de aire, hexafluoruro de azufre (SF-6), en vacío.

3.10.5 Restaurador.

El restaurador es un dispositivo electromecánico habilitado para sensibilizar e interrumpir en determinado tiempo las sobrecorrientes que pudieran tenerse en un circuito debido a la eventualidad de una falla, así como efectuar recierres automáticamente re-energizando el circuito. Después de una secuencia de operación de disparo-recierre y en caso de persistir la falla, nuevamente abrirá, recerrando por segunda ocasión. Esta secuencia de operación podrá llevarse a cabo, dependiendo del ajuste, hasta tres veces antes de la apertura y bloqueo final. La secuencia de operación realiza dos importantes funciones:

Prueba la línea para determinar si la condición de falla ha desaparecido.

Discrimina las fallas temporales de las permanentes.

Las causas típicas de estas fallas temporales son:

Conductores barridos que se tocan por el viento.

Descargas atmosféricas sobre el aislamiento.

Aves o animales pequeños que contactan entre una línea energizada y una parte conectada a tierra.

Ramas de árboles que tocan o son barridos por el viento sobre las líneas energizadas.

Sobrecorrientes por re-energización de cargas.

Sobre la base de estas estadísticas y observaciones puede reconocerse fácilmente la necesidad de disponer de un equipo con la función de "apertura y recierre automático". Es decir, si al

desconectar la línea, la falla es despejada, al recierre después de unos pocos ciclos será exitoso, debido a que la causa de la falla ha desaparecido, (al tratarse desde luego de una falla de naturaleza temporal): naturalmente la función de “apertura-recierre” debe ser efectuada automáticamente.

El restaurador automático es considerado como el dispositivo ideal para eliminar virtualmente, cortes de energía prolongados en los sistemas de distribución, debido a fallas temporales o condiciones de sobrecarga transitorias.

Los restauradores automáticos de distribución pueden clasificarse de la siguiente manera:

Por su número de fases: trifásicas y monofásicas.

Por el medio de interrupción: Aceite, Vacío y SF₆.

Por el medio aislante: Aceite y SF₆.

Por el tipo de control: Mecánico, Hidráulico, Electrónico y microprocesado.

3.10.6 Seccionador.

Un seccionador es un dispositivo de protección que automáticamente aísla la sección con falla de la línea del resto del sistema de distribución. No debe ser confundido con un restaurador.

El seccionador no interrumpe la corriente de falla, solamente cuenta las operaciones de un dispositivo de recierre durante la presencia de una falla. Después de un número preseleccionado de operaciones de interrupción de corriente por los dispositivos de protección para el cual ha sido ajustado, el seccionador se abre. Sirve para proteger alimentadores contra fallas de ramales, reduciendo las áreas puestas fuera de servicio y pérdidas de ventas.

Los seccionadores contribuyen para la pronta reposición del servicio. Son cerrados tipo intemperie y vienen provistos de una palanca de reposición, reduciéndose el tiempo fuera de servicio de líneas con problemas.

Los principales requisitos que se deben satisfacer cuando se emplean seccionadores en sistema de distribución son:

El restaurador de respaldo debe ser lo suficientemente sensible para detectar la mínima corriente de falla al final de la zona de protección del seccionador.

La mínima corriente de falla debe exceder a la mínima corriente de operación del seccionador.

Los seccionadores deben ser usados en serie con otros dispositivos de protección pero no entre dos restauradores.

3.11 Evaluación de equipos.

El conocer y especificar correctamente las características de los equipos eléctricos es fundamental para realizar una adecuada:

- ❖ Inspección en la recepción.
- ❖ Pruebas de calidad.
- ❖ Instalación y operación normal y en emergencia.
- ❖ Seguimiento de su comportamiento en el sistema.

Y es por eso que estos criterios deben aplicarse en la instalación y montaje de equipos eléctricos que se vayan a usar en el sistema de distribución.

En esta ocasión se enfatiza en los transformadores de potencia. La instalación puede ser de transformadores nuevos o reparados, en subestaciones o los que tengan que ser instalados o reubicados por necesidades de operación.

3.11.1 Recepción de equipos eléctricos.

Los transformadores de potencia de grandes capacidades, son transportados de la fábrica a su lugar de instalación en barcos, ferrocarriles y/o por carretera; por su tamaño y peso normalmente son transportados sin su aceite aislante, accesorios separados y en algunos casos en secciones modulares. Para preservación de los aislamientos se evita la entrada de humedad en los mismos; durante el transporte del transformador el tanque se llena con nitrógeno o aire seco a presión positiva, considerando las variaciones de presión por cambios de altitud y temperatura, a que pudiera estar sujeto durante su transporte.

Cuando se recibe el transformador en el sitio donde se va a instalar, antes de bajarlo del vehículo de transporte, plataforma de ferrocarril o de carretera, debe efectuarse una minuciosa inspección externa, con el objeto de verificar que no haya signos de daños externos (golpes). De esta forma se comprueba que los cables, varillas de amarre, bloqueos y soldaduras al vehículo de transporte, estén en su lugar y en buenas condiciones. En el caso de existir signos de daños es necesario avisar al fabricante, al transportista y a la compañía de seguros correspondiente, levantando un acta de recepción para el caso de que hubiera reclamaciones por daños en tránsito, mismos que se pueden confirmar durante la revisión interna, armado y pruebas del transformador.

Se revisan las condiciones de presión, contenido de oxígeno y punto de rocío del nitrógeno o aire seco, según el caso, la presión del gas debe ser positiva aún si el clima es muy frío, el contenido de oxígeno debe ser menor de 1%, en el caso de que el gas sea nitrógeno; y el punto de rocío debe ser prácticamente el mismo que tenía en el momento de embarque en fábrica. Si la presión del gas es “cero” o “negativa”, el contenido de oxígeno y punto de rocío mayores que los esperados, existe la posibilidad de que los aislamientos del transformador estén contaminados con aire y humedad de la atmósfera. Por lo que es necesario tomar las medidas necesarias para someter al transformador a un riguroso proceso de secado, después de su armado.

3.11.2 Revisión específica de los equipos eléctricos.

Es necesario efectuar una revisión rigurosa interna del transformador, para verificar y/o confirmar si hubo daños durante su fabricación, manejo y transporte.

Para efectuar una inspección interna, es necesario tomar las precauciones necesarias para evitar riesgos de sofocación o contaminación por el gas, sobre todo en el caso del nitrógeno.

Para prevenir la entrada de humedad al abrir un transformador, se puede realizar un llenado preliminar para cubrir las bobinas con aceite aislante desgasificado y deshidratado, calentando núcleo y bobinas para reducir la posibilidad de condensación de humedad.

Durante la revisión específica, las actividades más relevantes que se deben realizar son las siguientes:

- Realizar una verificación minuciosa sobre la sujeción de núcleo y bobinas, así como sobre posibles desplazamientos.
- Verificar el número de conexiones a tierra del núcleo, revisando su conexión y probando su resistencia a tierra.
- Realizar una inspección visual de terminales, barreras entre fases, estructuras, soportes aislantes, conexiones y conectores.
- Revisar los cambiadores de derivaciones, verificando contactos y presión de los mismos en cada posición.
- Revisar los transformadores de corriente y terminales de boquillas, verificando soportes y conexiones.
- Realizar una inspección general para verificar que no haya vestigios de humedad, polvo, partículas metálicas y cualquier material extraño y ajeno al transformador.

3.11.3 Tratamiento preliminar.

Previamente al llenado definitivo del transformador con su aceite aislante, se debe someter a un tratamiento preliminar con alto vacío, para eliminar la humedad que se haya absorbido durante las maniobras de inspección interna y de armado, y sobre todo para verificación de su humedad residual.

El objetivo de secar un transformador de potencia es eliminar de sus aislamientos la humedad y gases que hayan quedado atrapados durante el transporte y durante los trabajos de inspección interna y armado.

Actualmente se usan cuatro procedimientos de secado, dependiendo su aplicación, del tipo de transformador según sea su voltaje de alta o extra alta tensión, del tamaño, contenido de humedad y de los medios que se dispongan para efectuar el secado.

Secado con alto vacío y calor continuos.

Secado con alto vacío y calor cíclicos.

Secado con alto vacío continuo.

Secado con aire caliente.

3.11.4 Pruebas y verificaciones a equipos eléctricos.

Una vez que el transformador está completamente ensamblado y lleno con su aceite aislante, se realiza una serie de pruebas y verificaciones finales, antes de energizarlo y ponerlo en servicio.

Pruebas de resistencia de aislamiento de cada uno de los devanados a tierra y entre devanados.

Prueba de factor de potencia de cada devanado a tierra y entre devanados.

Pruebas de factor de potencia a todas las boquillas equipadas con tap de prueba o tap capacitivo.

Pruebas de relación de transformación en todas las derivaciones.

Medición de resistencia óhmica de todos los devanados.

Pruebas de rigidez dieléctrica, factor de potencia, resistividad, tensión interfacial y acidez del aceite aislante.

Pruebas de contenido de agua y contenido total de gases del aceite aislante, por un laboratorio.

Verificación del contenido de oxígeno y de gases combustibles en la cámara (colchón) de nitrógeno. Estas pruebas se repiten al entrar el transformador en servicio.

Verificación de operación de los dispositivos indicadores y de control de temperatura del aceite y punto más caliente.

Verificación de operación de los equipos auxiliares, como bombas de aceite, ventiladores e indicadores de flujo.

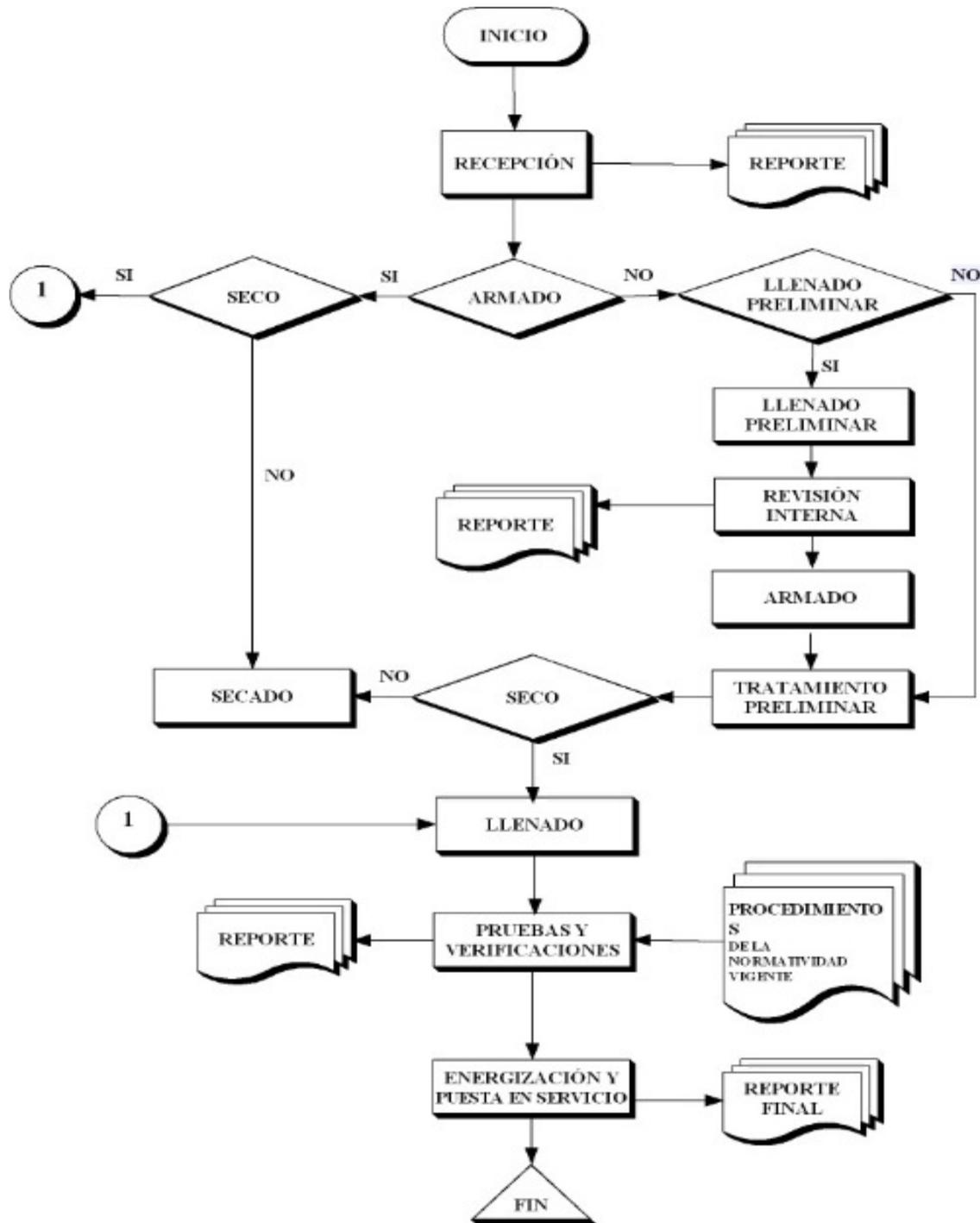
Verificación de alarmas y disparos por protecciones propias del transformador, así como los esquemas de protección diferencial y de respaldo.

3.11.5 Energización y puesta en servicio.

Si el resultado de las pruebas eléctricas y las verificaciones de control y protecciones son satisfactorias, se procede a energizar el transformador, de ser posible elevando el voltaje lentamente, de mínima excitación a voltaje nominal.

Si no se detecta ningún problema se considera que el transformador está listo para tomar carga, y durante este período se aplica una estrecha vigilancia durante las primeras horas de operación. Después de algunos días de operar en condiciones normales de carga, se recomienda repetir una vez más las pruebas de contenidos de oxígeno y gases combustibles en el colchón de gas, además de verificar las pruebas de rigidez dieléctrica y contenido de agua en el aceite.

3.11.6 Diagrama de flujo de evaluación.



El presente diagrama de flujo representa una forma analítica, secuencial y estructurada de cómo evaluar equipo eléctrico para su incorporación a un sistema de distribución.

3.11.7 Resultados de evaluación de equipos eléctricos.

Acorde con la IEEE que ha llevado un record del comportamiento de todos los equipos eléctricos en los sistemas eléctricos, presento los resultados que han sido obtenidos, considerando que estos datos son desde 1976 a 1989.

Category	Class	Unit - years	Failures	Failure rate (failures/year)	MTBF	MTTR	MTTM	MDT	
Radiator		6538.9	11	0.00168	5207323.6	3.14	0.7895	0.969	
Item:	C15-100	Thermostat, radiator	6538.9	11	0.00168	5207323.6	3.14	1	0.969
Transducer		23687.4	42	0.00002	40686583	xxx	0.0183	0.019	
Flow		154.9	0	0.00329	2660941.1	xxx	0.36	0.36	
Item:	C16-100	Transducer, flow	154.9	0	0.00329 ^a	2660941.2 ^a	0	0	0.36
Pressure		791.9	2	0.00253	3468708	2	0.6983	0.72	
Item:	C16-200	Transducer, pressure	791.9	2	0.00253	3468708	2	1	0.72
Temperature		22740.5	40	0.00176	4980177	0.25	0.0119	0.013	
Item:	C16-300	Transducer, temperature	22740.5	40	0.00176	4980177	0.25	0	0.013
Transformer, dry		11025.1	19	0.00005	18937280	xxx	3.2263	3.693	
Air cooled		4329	0	0.00012	74357512	xxx	4.2724	4.272	
Item:	E38-111	Transformer, dry, air cooled, <=500 kVA	2267.4	0	0.00022 ^a	38946258.8 ^a	0	4	3.826
Item:	E38-113	Transformer, dry, air cooled, >1500 kVA <= 3000 kVA	840.2	0	0.00061 ^a	14432242.4 ^a	0	4	4.206

En este capítulo se enfatizo en los transformadores por ende se muestran los resultados obtenidos por la IEEE para estos equipos, sin embargo esta misma tabla existe para todos los equipos.

Equipment subclass	Failure rate (failures per unit-year)	Average repair time (hours per failure)	Average replacement time (hours per failure)
All liquid filled	0.0062	356.1	85.1
Liquid filled 300 kVA to 10 000 kVA	0.0059	297.4	79.3
Liquid filled >10 000 kVA	0.0153	1178.5 ^a	192.0 ^a
Dry 300 kVA to 10 000 kVA	a	a	a

Category		Class	Unit - years	Failures	Failure rate (failures/year)	MTBF	MTRR	MTTM	MDT	
	Item:	E38-112	Transformer, dry, air cooled, >500 kVA<= 1500 kVA	1221.4	0	0.00042 ^a	20979011.8 ^a	0	6	6
	Isolation			6696.1	19	0.00284	3087252.6	21.26	0.9286	2.519
	Item:	E38-121	Transformer, dry, isolation, delta wye, <600 V	6696.1	19	0.00284	3087252.6	21.26	1	2.519
Transformer, liquid				8819.2	46	0.00522	1679476.6	82.74	16.9047	17.588
	Forced air			2593	28	0.0108	811246.28	132.43	21.1758	22.066
	Item:	E38-212	Transformer, liquid, forced air, <=10 000 kVA	419.8	3	0.00715	1225880	248	23	23.677
	Item:	E38-211	Transformer, liquid, forced air, <=5000 kVA	1821.5	23	0.01263	693748.2	3.65	1	0.976
	Item:	E38-213	Transformer, liquid, forced air, >10 000 kVA<= 50 000 kVA	351.7	2	0.00569	1540524	1440	22	23.203
	Non-forced air			6226.1	18	0.00289	3030057.3	5.44	0.76	0.85
	Item:	E38-221	Transformer, liquid, non-forced air, <=3000 kVA	5407.8	6	0.00111	7895436	5	10	8.394

Equipment subclass (kVA)	Age ^a (years)	Number of units	Sample size (unit-years)	Number of failures ^b	Failure rate (failures per unit-year)
Liquid filled 300 to 10 000	1 to 10	638	2625.5	19	0.0072
Liquid filled 300 to 10 000	11 to 25	715	8846.5	47	0.0053
Liquid filled 300 to 10 000	>25	397	5938.0	36	0.0060
Liquid filled >10 000	1 to 10	27	144.0	0 ^c	—
Liquid filled >10 000	11 to 25	28	283.5	7 ^c	0.0246 ^c
Liquid filled >10 000	>25	9	158.0	2 ^c	0.0126 ^c

^aAge was the age of the transformer at the end of the reporting period.

^bRelay or tap changer faults were not considered in calculation of failure rates or repair and replacement times.

^cSmall sample size; less than eight failures.

Failure-initiating cause	All power transformers		All rectifier transformers	
	Number of failures ^a	Percentage (%)	Number of failures	Percentage (%)
Transient overvoltage disturbance (switching surges, arcing ground fault, etc.)	18	16.4	2	13.3
Overheating	3	2.7	1	6.7
Winding insulation breakdown	32	29.1	2	13.3
Insulation bushing breakdown	15	13.6	1	6.7
Other insulation breakdown	6	5.5	3	20.0
Mechanical breaking, cracking, loosening, abrading, or deforming of static or structural parts	8	7.3	3	20.0
Mechanical burnout, friction, or seizing of moving parts	3	2.7	2	13.3
Mechanically caused damage from foreign source (digging, vehicular accident, etc.)	3	2.7	0	0.0
Shorting by tools or other metal objects	1	0.9	0	0.0
Shorting by birds, snakes, rodents, etc.	3	2.7	0	0.0
Malfunction of protective relay control device or auxiliary device	5	4.6	0	0.0
Improper operating procedure	4	3.6	0	0.0
Loose connection or termination	8	7.3	1	6.7
Others	1	0.9	0	0.0
Continuous overvoltage	0	0.0	0	0.0

Failure-initiating cause	All power transformers		All rectifier transformers	
	Number of failures ^a	Percentage (%)	Number of failures	Percentage (%)
Low voltage	0	0.0	0	0.0
Low frequency	0	0.0	0	0.0
Total	110	100.0	15	100.0

^aFailure = initiating cause not specified for two failures.

Failure-initiating cause	All power transformers		All rectifier transformers	
	Number of failures ^a	Percentage (%)	Number of failures	Percentage (%)
Manufacturer defective component or improper assembly	32	33.3	5	31.2
Transportation to site, improper handling	1	1.0	0	0.0
Application engineering, improper application	3	3.1	2	12.5
Inadequate installation and testing prior to start-up	6	6.3	0	0.0
Inadequate maintenance	25	26.0	2	12.5
Inadequate operating procedures	4	4.2	5	31.3
Outside agency—Personnel	3	3.1	0	0.0
Outside agency—Others	6	6.3	0	0.0
Others	16	16.7	2	12.5
Total	96	100.00	160	100.00

^a Suspected failure responsibility not specified for 16 failures.

Evaluación de la Confiabilidad de Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica.

CATEGORY	CLASS	Reliability	Inherent Availability	Operational Availability	Unit Years	Failures	Failure Rate (Failures/Year)	MTBF	MTTR	MTTM	MDT	MTBM	Hrtd/Year
Item: 196	Switchgear, Insulated Bus, >5kV, All Cabinets, Ckt. Bkrs. Not Included.	0.995913049	0.999982547	0.999626621	732.5	3	0.00410	2139024	37.33	14.0000	14.434	38657	3.2708
Item: 195	Switchgear, Insulated Bus, >600V ≤5kV, All Cabinets, Ckt. Bkrs. Not Included.	0.996224781	0.999996546	0.999696028	264.4	1	0.00378	2316000	8.00	1.0000	0.774	2548	2.6628
Tank		0.995965564	0.999991636	0.999971186	1978.9	8	0.00404	2166924	18.13	0.1221	0.172	5955	0.2524
Day		0.994810377	0.999997030	0.999974756	384.4	2	0.00520	1683600	5.00	0.3074	0.346	13688	0.2211
Item: 198	Tank, Day, Genset Fuel.	0.994810377	0.999997030	0.999974756	384.4	2	0.00520	1683600	5.00	0.0000	0.346	13688	0.2211
Fuel		0.993549151	0.999955673	0.999872929	309.0	2	0.00647	1353576	60.00	1.2584	1.911	15040	1.1131
Item: 197	Tank, Fuel.	0.993549151	0.999955673	0.999872929	309.0	2	0.00647	1353576	60.00	1.0000	1.911	15040	1.1131
Receiver		0.997280535	0.999997824	0.999996891	734.4	2	0.00272	3216840	7.00	0.0029	0.010	3078	0.0272
Item: 167	Tank, Receiver, Air.	0.997280535	0.999997824	0.999996891	734.4	2	0.00272	3216840	7.00	0.0000	0.010	3078	0.0272
Water		0.996377265	0.999999793	0.99989539	551.1	2	0.00363	2413680	0.50	0.1260	0.128	12221	0.0916
Item: 199	Tank, Water.	0.996377265	0.999999793	0.99989539	551.1	2	0.00363	2413680	0.50	0.0000	0.128	12221	0.0916
Thermostat		0.998319168	0.999999398	0.999997565	6538.9	11	0.00168	5207323.	3.14	0.7895	0.969	397782	0.0213
Radiator		0.998319168	0.999999398	0.999997565	6538.9	11	0.00168	5207323.	3.14	0.7895	0.969	397782	0.0213
Item: 201	Thermostat, Radiator.	0.998319168	0.999999398	0.999997565	6538.9	11	0.00168	5207323.	3.14	1.0000	0.969	397782	0.0213
Transducer		0.999978470	0.999999933	0.999998552	23687.4	42	0.00002	40686583	xxx	0.0183	0.019	13235	0.0127
Flow		0.996713345	1.000000000	0.999986736	154.9	0	0.00329	2660941.	xxx	0.3600	0.360	27142	0.1162
Item: 114	Transducer, Flow.	0.996713345 *	1.000000000	0.999986736	154.9	0	0.00329 *	2660941. *	0.00	0.0000	0.360	27142	0.1162
Pressure		0.997477750	0.999999423	0.999987243	791.9	2	0.00253	3468708	2.00	0.6983	0.720	56402	0.1118
Item: 162	Transducer, Pressure.	0.997477750	0.999999423	0.999987243	791.9	2	0.00253	3468708	2.00	1.0000	0.720	56402	0.1118
Temperature		0.998242572	0.999999950	0.999999026	22740.5	40	0.00176	4980177	0.25	0.0119	0.013	12848	0.0085
Item: 200	Transducer, Temperature.	0.998242572	0.999999950	0.999999026	22740.5	40	0.00176	4980177	0.25	0.0000	0.013	12848	0.0085
Transformer, Dry		0.999953743	0.999995817	0.999971899	11025.1	19	0.00005	18937280	xxx	3.2263	3.693	131402	0.2462
Air Cooled		0.999882198	1.000000000	0.999944571	4329.0	0	0.00012	74357512	xxx	4.2724	4.272	77078	0.4856
Item: 202	Transformer, Dry, Air Cooled, $F_{R0.99}$	0.999775100 *	1.000000000	0.999995570	2267.4	0	0.00022 *	38946258 *	0.00	4.0000	3.626	863591	0.0388
CATEGORY	CLASS	Reliability	Inherent Availability	Operational Availability	Unit Years	Failures	Failure Rate (Failures/Year)	MTBF	MTTR	MTTM	MDT	MTBM	Hrtd/Year
Item: 204	Transformer, Dry, Air Cooled, >1500kVA ≤3000kVA.	0.999393210 *	1.000000000	0.999745124	840.2	0	0.00061 *	14432242 *	0.00	4.0000	4.206	16503	2.2327
Item: 203	Transformer, Dry, Air Cooled, >500kVA ≤1500kVA.	0.999582527 *	1.000000000	0.999987102	1221.4	0	0.00042 *	20979011 *	0.00	6.0000	6.000	465187	0.1130
Isolation		0.997166548	0.999993113	0.999989567	6696.1	19	0.00284	3087252.	21.26	0.9286	2.519	241390	0.0914
Item: 132	Transformer, Dry, Isolation, Delta Wye, $F_{R0.99}$	0.997166548	0.999993113	0.999989567	6696.1	19	0.00284	3087252.	21.26	1.0000	2.519	241390	0.0914
Transformer, Liquid		0.994797669	0.999950735	0.998990580	8819.2	46	0.00522	1679476.	82.74	16.9047	17.588	17424	8.8425
Forced Air		0.989259891	0.999836759	0.996801877	2593.0	28	0.01080	811246.2	132.43	21.1758	22.066	6494	29.767
Item: 206	Transformer, Liquid, Forced Air, ≤10,000kVA.	0.992879584	0.999797696	0.990915913	419.8	3	0.00715	1225880	248.00	23.0000	23.677	2606	79.576
Item: 205	Transformer, Liquid, Forced Air, ≤5,000kVA.	0.987452327	0.999994736	0.999987215	1821.5	23	0.01263	693748.2	3.65	1.0000	0.976	76345	0.1120
Item: 207	Transformer, Liquid, Forced Air, >10,000kVA ≤50,000kVA.	0.994329760	0.999065253	0.985856760	351.7	2	0.00569	1540524	1440.00	22.0000	23.203	1641	123.89
Non-Forced Air		0.997113141	0.999998203	0.999985412	6226.1	18	0.00289	3030057.	5.44	0.7600	0.850	58270	0.1278
Item: 208	Transformer, Liquid, Non-Forced Air, ≤3000kVA.	0.998891114	0.999999367	0.999996102	5407.8	6	0.00111	7895436	5.00	10.0000	8.394	2153301	0.0341
Item: 241	Transformer, Liquid, Non-Forced Air, >10000kVA ≤50000kVA.	0.982624792	0.999987813	0.999893406	627.6	11	0.01753	499773.8	6.09	1.0000	0.648	6081	0.9338
Item: 209	Transformer, Liquid, Non-Forced Air, >3000kVA ≤10000kVA.	0.994771048	0.999999402	0.999985038	190.7	1	0.00524	1670904	1.00	3.0000	2.500	167090	0.1311