



CAPÍTULO 3

CONFIABILIDAD

3.1 DEFINICIÓN

La idea intuitiva sobre la confiabilidad de un equipo o sistema, de cualquier naturaleza, se relaciona con su habilidad o capacidad de realizar una tarea específica. Por esta razón, normalmente es considerada una propiedad cualitativa más que cuantitativa. Sin embargo se debe convenir en que, para la práctica de ingeniería, resulta mucho más atractivo disponer de un índice cuantitativo, especialmente cuando se desea tomar una decisión sobre alternativas de diseño que cumplen finalmente las mismas funciones. Esta cuantificación de la habilidad de un sistema, se denomina confiabilidad, o bien fiabilidad y puede expresarse por una gran variedad de índices, dependiendo de los objetos que se persigan con la evaluación.

Por diversos motivos, los componentes de un sistema eléctrico se van sometidos a fallas, o salidas de servicio, lo que en algunos casos puede significar la desconexión de uno o más consumidores del sistema eléctrico. El objetivo de la evaluación de confiabilidad de una red eléctrica, es decir, sistemas de distribución o transmisión es determinar índices que reflejan la calidad de servicio que presenta un sistema para el consumidor o usuario final.

Se describen a continuación algunas técnicas de modelación y evaluación de confiabilidad, orientadas a predecir índices de comportamiento futuro. Existen dos clases de métodos para evaluar la confiabilidad: los métodos de simulación estocástica, el más conocido es el de Monte Carlo y, entre los métodos de



análisis, se tienen los procesos continuos de Markov, los de redes y sus aproximaciones.

3.1.1 Método Monte Carlo

Consiste en la simulación de una gran cantidad de situaciones, generadas en forma aleatoria, donde los valores de los índices de confiabilidad corresponden a los momentos de las distribuciones de probabilidad. Sin embargo, hay preferencia por los métodos de análisis, dado que es mucho más fácil su manejo.

3.1.2 Método de Markov

La mayoría de los métodos analíticos están basados en los procesos continuos de Markov, por lo tanto se presenta a continuación un breve resumen de los conceptos más importantes con esta técnica.

Una red eléctrica, es decir un sistema de distribución o de transmisión, se considera como un sistema reparable, esto significa que al fallar un elemento, éste 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, con estados discretos finitos, ajustándose muy bien a una reparación por medio de procesos continuos de Markov.



3.2 ÍNDICES DE CONFIABILIDAD

Los índices o parámetros de confiabilidad utilizados para redes eléctricas pretenden cuantificar la calidad del servicio que presenta la red en cualquier punto de consumo. En algunos casos también se definen índices globales para el sistema como un todo. Entre los cuantificadores más populares se cuentan:

- Tasa de falla (λ): Representa la cantidad de veces que un consumidor se ve privado del suministro de electricidad, por unidad de tiempo. Generalmente se considera como unidad de tiempo el periodo de un año, ya que la disponibilidad de electricidad normalmente es alta. El inverso de la tasa de falla se conoce como tiempo promedio entre fallas.
- Tiempo de reparación (r): En este trabajo se utiliza como un nombre genérico, que representa la acción de cambio o reparación del elemento causante del problema. Es el tiempo promedio que dura una falla de suministro, expresado en horas. El inverso del tiempo de reparación se conoce como tasas de reparación.
- Energía no suministrada (ENS): Representa la cantidad de energía que la empresa de distribución deja de vender. Este índice tiene gran relevancia para estas empresas, dado que puede utilizarse como parámetro de decisión al evaluar alternativas de mejoramiento de la calidad de servicio.
- Carga promedio desconectada (L): Es una cuantificación de la cantidad de consumidores afectados por los cortes de suministro.
- Tiempo anual de desconexión esperado (U): Es la indisponibilidad total de servicio durante un año, medido en horas. Se obtiene como la multiplicación de la tasa de falla por su duración promedio.



3.3. CLASIFICACIÓN DE ESTADOS

En función de la protección asociada, así como de sus alternativas de alimentación, cada tramo del sistema tendrá un comportamiento que puede definirse de la siguiente manera, ante la existencia de una falla en otro tramo de alimentador.

- **Normal:** El estado del tramo de alimentador (i) se define como normal, cuando su operación no se ve afectada por falla en el elemento (j).
- **Restablecible:** El estado del tramo de alimentador (i) se define como restablecible, cuando su servicio puede volver a la normalidad, antes de reparar el elemento (j) fallado, aislado (j) mediante algún elemento de maniobra.
- **Transferible:** El tramo de alimentador (i) será transferible, cuando exista alguna maniobra para re-energizado, antes de reparar el bloque (j) en falla.
- **Irrestablecible:** Son tramos irrestablecibles aquellos que sufren la falla y todos los que no pueden ser transferidos de otra fuente de alimentación mediante maniobras.
- **Irrestablecible con espera:** El tramo (j), en falla, se define como Irrestablecible con espera, cuando previo a su reparación debe realizarse alguna maniobra.

3.4 DISPONIBILIDAD DE ENERGÍA ELÉCTRICA O DE UN EQUIPO ELÉCTRICO

La disponibilidad de un sistema se define mediante la ecuación:

$$disp = \frac{t_{serv}}{t_{total}}$$



t_{serv} : Tiempo con servicio con calidad adecuada

t_{total} : Tiempo total de observación

$disp$: Disponibilidad del equipo

Ejemplo:

Un usuario de un sistema eléctrico no dispuso de energía durante 1hra, del total 8760 hrs. Que tiene un. Así, la disponibilidad del sistema eléctrico es:

$$disp = \frac{8759}{8760} = 0.999886$$

Es decir, la disponibilidad del sistema fue de 99.986%. El periodo de no disponibilidad de energía pudo haber sido un solo evento (sin energía), en este caso de una hora de duración, o por ejemplo, 360 eventos sin energía de 10 segundos de duración cada uno. Desde el punto de vista del usuario ambas situaciones no son idénticas ya que un corte de energía lleva asociado un tiempo de reposición es 1 hora, la disponibilidad del sistema eléctrico, desde el punto de vista del usuario, en el caso que existan 360 eventos sin energía es:

$$disp = \frac{t_{total} - (t_{sin\ serv} - t_{rep})}{t_{total}}$$

donde:

$t_{sin\ serv}$: Tiempo sin servicio

t_{rep} : Tiempo de reparación



luego:

$$disp = \frac{(8760)(60)(60) - [360(3600) + 360(10)]}{(8760)(60)(60)} = 0.959$$

Es decir, para el usuario, la disponibilidad sería de un 95.9% y no un 99.986%

3.5 CONFIABILIDAD DE UN EQUIPO ELÉCTRICO

El concepto básico de confiabilidad se relaciona con la cantidad de componentes de un equipo que falla en un periodo de tiempo (t). Si bien la definición precisa de confiabilidad debe realizarse en función de la probabilidad de ocurrencia de fallas, tal como se explicara más adelante es también útil emplear el siguiente cociente $kconf(t)$ como representativo de la confiabilidad de un componente:

$$kconf(t) = \frac{compviv(t)}{comptot(t)}$$

$compviv(t)$: Componentes que sobreviven en buen estado, en un periodo t .

$compfall(t)$: Componentes que fallan, en un periodo t .

$comptot(t)$ ¹: Componentes probados, en un periodo t .

$kconf(t)$: Confiabilidad, en un periodo t .

Ejemplo:

Al probar 1000 focos de filamento se comprueba que:

- A las 100 horas de operación se han quemado sólo 5 focos.



b) A las 500 horas de operación de han quemado 500 focos.

Empleando la ecuación para el cálculo del coeficiente $k_{conf}(t)$, se obtiene:

$$k_{conf}(100hrs) = \frac{100 - 5}{1000} = 0.995(99.5\%)$$

$$k_{conf}(500hrs) = \frac{500}{1000} = 0.5(50\%)$$

3.6 CONFIABILIDAD EN SISTEMAS SERIE Y PARALELO

3.6.1 Sistema serie

Dos componentes de un sistema se consideran conectados en serie, en términos de confiabilidad, cuando la falla de uno ocasiona la falla del sistema completo. La probabilidad de que el sistema falle antes de (t) años es la probabilidad conjunta de que sólo el elemento (1) falle antes de (t) , que sólo el elemento dos falle antes de (t) y que ambos elementos fallen antes de (t) :

$$P(T \leq t) = P1(T \leq t)P2(T > t) + P1(T > t)P2(T \leq t) + P1(T \leq t)P2(T \leq t)$$

Si la confiabilidad de cada elemento puede ser descrita mediante una distribución exponencial:

$$Pk(t) = 1 - e^{-\lambda t}$$

Entonces:

$$P(T \leq t) = 1 - e^{-(\lambda_1 + \lambda_2)t}$$



La confiabilidad se define como la probabilidad de que el sistema trabaje sin fallas durante un tiempo t :

$$Rk(t) = P(T > t) = 1 - P(T \leq t) = e^{-(\lambda_1 + \lambda_2)t}$$

El valor esperado que operara el sistema sin falla se puede demostrar que es:

$$E(T) = \frac{1}{\lambda_1 + \lambda_2}$$

Ejemplo:

Un aviso luminoso está compuesto por 40 lámparas todas conectadas eléctricamente en serie. Si una ampolla se quema el aviso queda totalmente a oscuras. La esperanza de vida media de cada ampolla es de 300 horas. Esto significa que, si la distribución estadística se supone exponencial, se tendrá que:

$$\lambda_k = \frac{1}{300}$$

La disponibilidad del sistema es:

$$R(t) = e^{-40/3000t}$$

Y el valor esperado que operara el sistema sin que falle, a veces llamado tiempo medio entre fallas del sistema (TMEF) es:



$$E(T) = TMEF = \frac{1}{\sum_{k=1}^{40} \lambda_k} = \frac{1}{\frac{1}{300} + \frac{1}{300} + \dots + \frac{1}{300}} = \frac{3000}{40} = 75 \text{ horas}$$

3.6.2 Confiabilidad de elementos en paralelo

Dos componentes de un sistema se consideran conectados en paralelo, en términos de confiabilidad, cuando la falla de uno no ocasiona la falla del sistema, el que, por el contrario continúa funcionando normalmente. Este esquema puede ser descrito como redundante por construcción. La probabilidad de que el sistema falle antes de (t) años es la probabilidad conjunta de que el elemento uno falle antes de (t) y el elemento dos también falle antes de (t):

$$P(T \leq t) = P1(T \leq t)P2(T > t)$$

Si la confiabilidad de cada elemento puede ser descrita mediante una distribución exponencial:

$$Pk(t) = 1 - e^{-\lambda_k t}$$

Entonces:

$$P(T \leq t) = (1 - e^{-\lambda_1 t}) * (1 - e^{-\lambda_2 t})$$

La confiabilidad se define como probabilidad de que el sistema trabaje sin fallas durante un tiempo (t):

$$Rk(t) = P(T > t) = 1 - P(T \leq t) = e^{-\lambda_1 t} + e^{-\lambda_2 t} - e^{-(\lambda_1 + \lambda_2)t}$$



El valor esperado que operara el sistema sin que falle se puede demostrar que es:

$$E(T) = \frac{1}{\lambda_1} + \frac{1}{\lambda_2} - \frac{1}{\lambda_1 + \lambda_2}$$

Ejemplo:

Un equipo es alimentado, alternativamente, por la red eléctrica o por una unidad en base a baterías. La probabilidad de falla de la red eléctrica y del dispositivo de respaldo puede ser descrita mediante una distribución exponencial. El valor de λ de la red eléctrica es $3,4 \cdot 10^{-4}$ (supone un valor esperado de 3 fallas en un año) y el del sistema de respaldo con baterías de $1,14 \cdot 10^{-4}$ (supone un valor esperado de 1 falla en un año) La disponibilidad del sistema será:

La confiabilidad o probabilidad de que el sistema trabaje sin fallas durante un tiempo (t):

$$Rk(t) = e^{-3,4 \cdot 10^{-4} t} + e^{-1,14 \cdot 10^{-4} t} - e^{-(3,4+1,14) \cdot 10^{-4} t}$$

Al cabo de un año (t=8760 horas) la confiabilidad es R=38.03 %. Sin el sistema de respaldo la confiabilidad resulta igual a 5.09%

El valor esperado que operara el sistema sin que falle resulta:

$$E(T) = \left(\frac{1}{3,4} + \frac{1}{1,14} - \frac{1}{3,4 + 1,14} \right) * 10^4 = 9510 \text{ horas}$$

Sin el sistema de respaldo E(T) resulta 2941 horas.



3.7 TIERRAS FÍSICAS

Cualquier instrumento conectado a una alimentación eléctrica está expuesto a descargas electrostáticas, interferencias electromagnéticas, descargas atmosféricas y errores humanos. Dichos sucesos ponen en riesgo principalmente la integridad humana y el patrimonio.

Tierra física es una conexión real a la tierra. La puesta a tierra física es la unión eléctrica directa de parte del circuito eléctrico y/o partes no conductoras no pertenecientes al mismo, a una toma de tierra, mediante conductores eléctricos.

Muchos de los errores de instrumentación, distorsión de armónicas y problemas de factor de potencia. Son debidos a un ineficaz sistema de conexión a tierra.

La resistividad del terreno, el estado de las varillas de conexión a tierra y las conexiones, con el tiempo y el cambio de climas sufren cambios que modifican la resistividad de la conexión a tierra física. Para verificar el estado de dicha resistividad se cuenta con varios métodos para diferentes tipos de sistemas de conexión a tierra física.

3.7.1 Conexión a tierra física

Según el artículo 100 del NEC, tierra física es una conexión conductora, ya sea intencional o accidental, entre un circuito eléctrico o equipo y la tierra.

La razón del uso de una conexión a una tierra física, es la protección contra una descarga eléctrica. El sistema de puesta a tierra evita diferencias de potencial manteniendo una tensión de cero volts en las masas metálicas de la instalación, permite el paso de corriente de fuga de los receptores eléctricos y se tiene una referencia nula en los instrumentos de la instalación y en señales de datos.



Al hablar con respecto a la conexión a tierra física, en realidad se está hablando de dos temas diferentes: conexión a tierra física y conexión a tierra física del equipo. La conexión a tierra física es una conexión intencional desde un conductor del circuito, por lo general, el neutro, a un electrodo de tierra física colocado en la tierra. La conexión a tierra física del equipo asegura que el equipo operativo dentro de una estructura este correctamente conectado a tierra física.

3.7.2 Valor de la resistencia de conexión a tierra física

Idealmente una conexión a tierra física debe tener una resistencia de cero ohms. No existe un valor normalizado de resistencia de conexión a tierra física que sea reconocido por todas las agencias. Sin embargo, la *National Fire Protection Association* (NFPA) y el IEEE han recomendado un valor de Resistencia de conexión a tierra física de 5.0 ohms o menos. La práctica recomendada para la conexión a tierra de sistemas eléctricos industriales y comerciales sugiere una resistencia de la toma de tierra entre uno y cinco ohms.

3.7.3 Afectaciones de la resistencia de conexión a tierra física

El electrodo de tierra física debe tener un contacto con el terreno una mínima longitud de 2.5 metros. Sin embargo, existen cuatro variables que afectan la resistencia de la conexión a tierra física de un sistema de conexión a tierra física:

- Longitud y profundidad del electrodo de tierra física.
- Diámetro del electrodo de tierra física.
- Número de electrodos de tierra física.
- Diseño del sistema de conexión a tierra física.



3.7.3.1 Longitud y profundidad del electrodo de tierra física

Una manera muy eficaz de disminuir la resistencia de la conexión a tierra física es logrando que los electrodos a conexiona tierra tengan una mayor profundidad. El terreno no tiene una resistividad constante, y puede ser muy impredecible. Resulta crítico al instalar el electrodo de tierra física que este se encuentre debajo de la línea de congelamiento. Esto se hace para que la resistencia a la tierra física no se vea demasiado influenciada por el congelamiento del terreno circundante. Por lo general, al duplicar la longitud del electrodo de tierra física es posible reducir el nivel de resistencia en un 40% adicional. Hay ocasiones en las que es físicamente imposible colocar las varillas de conexiona tierra física a una profundidad mayor; se trata de áreas compuestas de roca, granito, etcétera. En estos casos, son viables métodos alternativos, que incluyen el uso de cemento de conexión a tierra física.

3.7.3.2 Diámetro del electrodo de tierra física

El aumento del diámetro del electrodo de tierra física tiene muy poco efecto en disminuir la resistencia. Por ejemplo, es posible duplicar el diámetro de un electrodo de tierra física, y la resistencia solo disminuiría en un 10%

3.7.3.3 Número de electrodos de tierra física

Otra manera de disminuir la resistencia de conexión a tierra física es utilizar varios electrodos de tierra física. Se coloca más de un electrodo en la tierra, y se le conecta en paralelo, a fin de reducir la resistencia. Para que los electrodos adicionales resulten eficaces, el espacio de las varillas adicionales debe ser al menos igual a la profundidad de la varilla colocada. Sin un espacio correcto de los



electrodos de tierra física, sus esferas de influencia se interceptaran y no se disminuirá la resistencia.

3.7.3.4 Diseño del sistema de conexión a tierra física

Los sistemas simples de conexión a tierra física constan de un único electrodo de tierra física colocado en el terreno. El uso de un único electrodo de tierra es la forma más común de realizar dicha conexión a tierra física, y puede encontrarse fuera de su casa o lugar de trabajo. Los sistemas complejos de conexión a tierra física constante de varias varillas de conexión a tierra física conectadas entre si, de redes en malla o retícula, de placas de conexión a tierra física, y de bucles de conexión a tierra física. Estos sistemas típicamente se instalan en las subestaciones de generación de energía eléctrica, oficinas centrales y sitios de torres celulares. Las redes complejas aumentan drásticamente la cantidad de contacto con la tierra circundante y disminuyen las resistencias de conexión a tierra física.

3.8 MÉTODOS DE MEDICIÓN A TIERRA FÍSICA

3.8.1 Comprobación del conductor de tierra física

Antes de medir la resistencia de la toma de tierra, es recomendable verificar la buena conexión eléctrica del conductor de tierra desde el propio electrodo hasta el borne principal de tierra. La mayoría de los telurómetros (medidores que emplean el método de caída de potencial) incorporan la medida de resistencia eléctrica a dos hilos y disponen de una buena resolución para esta prueba, por lo que resultan perfectos para la tarea. El valor de resistencia eléctrica desde el borne principal de tierra hasta el electrodo debería ser inferior a un ohm.



3.8.2 Medición de la resistividad del terreno

Para determinar el diseño del sistema de conexión a tierra física es necesario conocer la resistividad del terreno. El terreno raras veces es homogéneo y la resistividad del terreno varía geográficamente y a diferentes profundidades y a diferentes ambientes.

El funcionamiento básico de los instrumentos para comprobar la resistividad del terreno, utiliza en línea recta sobre el terreno cuatro estacas de conexión a tierra física, equidistantes entre sí. La distancia entre las estacas de conexión a tierra física debe ser de al menos tres veces mayor que la profundidad de la estaca. De modo que si la profundidad de cada estaca de conexión a tierra física es de 0.30 metros (un pie), la distancia entre estacas sea mayor 0.91 metros (tres pies). El instrumento genera una corriente conocida a través de las dos estacas externas de conexión a tierra física y la caída del potencial de voltaje se mide entre las dos estacas internas de conexión a tierra física. Usando la ley de Ohm ($V=IR$), el comprobador calcula automáticamente la resistencia del terreno.

Se recomienda tomar mediciones adicionales en donde los ejes de las estacas se giren 90°. Al cambiar la profundidad y la distancia varias veces, se produce un perfil que puede determinar un sistema apropiado de resistencia del terreno. La mayoría de los comprobadores utilizan un sistema de control automático de frecuencia con el objeto de lograr una menor cantidad de ruido, permitiendo obtener una lectura clara.



3.8.3 Método de caída de potencial

El método de comprobación de caída de potencial es el método tradicional que se utiliza para medir la capacidad de un sistema de conexión a tierra física o un electrodo individual para disipar la energía de un sitio, y es el método que utilizan los equipos conocidos como telurómetros.

El telurómetro requiere de tres conexiones para realizar la medida de la resistencia de la toma de tierra, si bien los medidores más precisos pueden requerir de una cuarta conexión para eliminar del resultado de la medida la resistencia de los propios cables de prueba.

En primer lugar, el electrodo de interés de conexión a tierra física debe desconectarse de su conexión al sitio. En segundo lugar, se conecta el comprobador al electrodo de tierra. Luego, para realizar la comprobación de caída de potencial de tres polos, se colocan dos estacas de conexión a tierra en el terreno, en línea recta alejadas del electrodo de tierra. Normalmente, alcanzan con un espaciamiento de 20 metros (65 pies).

El telurómetro genera una corriente conocida entre la estaca externa (estaca auxiliar de conexión a tierra) y el electrodo de tierra, mientras que se mide el potencial de caída de tensión de tensión entre la estaca interna de tierra y el electrodo de tierra. Utilizando la ley de Ohm ($V=IR$), el comprobador calcula automáticamente la resistencia del electrodo de tierra. Si este electrodo de tierra física esta en paralelo o en serie con otras varillas de conexión a tierra física, el valor de resistencia desplegado en el medidor resulta ser el valor total de todas las resistencias.

La estaca interna debe de estar fuera de la esfera de influencia del electrodo de tierra física bajo comprobación y la conexión auxiliar a tierra, de lo contrario las



áreas eficaces de resistencia se superpondrán e invalidarán cualquier medición que estuviera obtenido. Para comprobar la exactitud de los resultados y asegurar que las estacas de conexión a tierra física estén fuera de las esferas de influencia, modifique la posición de la estaca interna 0.91 metro (tres pies), necesitaran aumentar la distancia entre la varilla de conexión a tierra física bajo comprobación, la estaca interna y la estaca externa (conexión auxiliar a tierra física) hasta que los valores medidos permanezcan bastante constantes al modificar la posición de la estaca interna.

3.8.4 Método selectivo

El método selectivo es una variante del método de caída del potencial y puede encontrarse en medidores de resistencia de tierra de gama alta. Los medidores que incluyen esta función pueden medir la resistencia de tierra en cualquier sistema sin desconectarlo de la instalación. Esto significa que no es necesario esperar a poder interrumpir el suministro de energía para realizar la prueba, ni someterse a los riesgos para la seguridad que supone desconectar el electrodo de un sistema de baja tensión.

Tanto el método de caída de potencial como el método selectivo utilizan estacas para inyectar corriente y medir la caída de tensión. Aplican las mismas reglas para la colocación de estas estacas que en el método de la caída de potencial. La comprobación selectiva utiliza un transformador de corriente (pinza amperimétrica) de gran sensibilidad y precisión para medir la corriente de prueba en el electrodo que se desea comprobar, sin necesidad de desconectarlo de la instalación. El medidor selectivo emplea un filtro digital en la medida de corriente para reducir los efectos de las posibles corrientes fantasmas.



3.8.5 Medición sin estacas (picas)

Esta técnica de comprobación elimina la actividad peligrosa y engorrosa de desconectar conexiones paralelas a tierra física, así como el proceso de encontrar ubicaciones idóneas para estacas auxiliares de conexión a tierra física. También puede realizar pruebas de conexión a tierra física en lugares como en el interior de edificios, en torres de alimentación eléctrica o en cualquier lugar en donde no tenga acceso al terreno mismo.

Con este método de prueba, se colocan dos pinzas alrededor de la varilla de conexión a tierra física o del cable de conexión, conectado cada una de ellas al comprobador. No se utiliza ninguna estaca de conexión a tierra física. Se induce una tensión conocida en una pinza y se mide la corriente utilizando la segunda pinza. El comprobador automáticamente determina la resistencia del bucle de tierra física en esta varilla de conexión a tierra física. Si solo hay una ruta a la tierra, como en muchas situaciones residenciales, el método sin estacas no proporcionara un valor aceptable, y debe usarse el método de prueba por caída de potencial.

El método funciona en base al principio de que en los sistemas conectados en paralelo o con varias conexiones de tierra física, la resistencia neta de todas las rutas de conexión a tierra física será extremadamente baja, en comparación con cualquier ruta individual (aquella bajo comprobación). Por lo tanto, la resistencia neta de todas las resistencias paralelas de la ruta de retorno es efectivamente cero. La medición sin estacas solo mide las resistencias individuales de las varillas de conexión a tierra física en paralelo con los sistemas de conexión a tierra física. Si el sistema de conexión a tierra física no es paralelo a la tierra, entonces tendrá un circuito abierto, o bien, estará midiendo la resistencia del bucle de conexión a tierra física.



3.8.6 Método bipolar

El método bipolar utiliza un electrodo auxiliar cuya resistencia de toma de tierra se haya determinado con anterioridad y se establezca como buena (de bajo valor resistivo). Un ejemplo de electrodo auxiliar puede ser una tubería de agua en los alrededores de una instalación, pero lo suficientemente alejada de la misma. El medidor en este método simplemente mide la resistencia del circuito eléctrico formado por la toma de tierra del electrodo que se está comprobando, el electrodo auxiliar y los cables de medida. Si la resistencia de tierra del electrodo auxiliar es muy baja, lo que es probablemente cierto en tuberías de metal sin segmentos de plástico ni juntas aislantes, y el efecto de los cables de medida es también pequeño, el valor de resistencia del circuito eléctrico correspondería fundamentalmente al de la resistencia de la toma de tierra del electrodo bajo prueba. La resistencia de los cables de prueba se puede incluso eliminar del resultado final. Para ello basta con medir su resistencia previamente cortocircuitándolos en sus extremos. Aunque el método bipolar resulta cómodo de realizar, se deben extremar las precauciones, porque:

- Una tubería de agua puede tener componentes de PVC, que aumentarían enormemente la resistencia de la tierra. En este caso, la lectura del método bipolar sería excesivamente elevada.
- Es posible que el electrodo auxiliar no se encuentre fuera del área de influencia del electrodo que se está comprobando. En este caso, la lectura puede ser inferior a la real.



Resumen de los métodos de medición de la resistencia de tierra		
	Ventajas	Desventajas
Caída de potencial	<ul style="list-style-type: none">- Ampliamente aceptado.- La medición es correcta cuando puede realizarse la curva característica.	<ul style="list-style-type: none">- Es necesario desconectar la tierra.- Puede ser difícil clavar las estacas.- Puede que no exista espacio alrededor del electrodo de la puesta a tierra para clavar las estacas.
Método selectivo	<ul style="list-style-type: none">- No es necesario desconectar el electrodo.- Ampliamente aceptado.- La medición es correcta cuando puede realizarse la curva característica.	<ul style="list-style-type: none">- Puede ser difícil clavar las estacas.- Puede que no exista espacio alrededor del electrodo de la puesta a tierra para clavar las estacas.
Método sin estacas	<ul style="list-style-type: none">- Comodidad.	<ul style="list-style-type: none">- Asume una ruta paralela de baja impedancia.- Posibilidad de obtener lecturas muy bajas al medir por error un lazo cableado.
Método bipolar	<ul style="list-style-type: none">- Comodidad.	<ul style="list-style-type: none">- Imposible juzgar la integridad del electrodo auxiliar.- No se puede estar seguro de encontrarse fuera del área de influencia.

3.9 PARARRAYOS

Fenómenos naturales que pueden matar personas, causan incendios y dañan aparatos electrónicos, las descargas atmosféricas siempre fueron un trastorno para la población. Villanos en varias tragedias, los rayos pueden traer muchos dolores de cabeza si no observamos algunas medidas de seguridad.



Apagones, incendios, muertes, perjuicios. Basta una lluvia y las malas noticias aparecen. Los grandes centros urbanos son las principales áreas afectadas, ya que estudios indican que la contaminación atmosférica y las islas de calor contribuyen a la ocurrencia de rayos.

Una descripción simple puede clasificar un rayo como un corto circuito entre una nube y la tierra, un fenómeno de la naturaleza imprevisible y aleatorio que ocurre cuando la energía acumulada en una nube alcanza un valor crítico y rompe la rigidez dieléctrica del aire.

Felizmente, estos eventos son estudiados desde hace mucho tiempo y las medidas de prevención están en un estado bien avanzado. La instalación de un pararrayos, técnicamente llamado Sistema de Protección contra Descargas Atmosféricas (SPDA), es el medio más adecuado de proteger una edificación y las personas que estén en su interior.

3.9.1 Claves para un buen proyecto de SPDA

- Los conductores de bajada son distribuidos a lo largo del perímetro de la edificación, de acuerdo con el nivel de protección, con preferencia para las quinas principales.
- En edificaciones encima de 20 metros de altura, los conductores de bajadas entre dos anillos intermediarios horizontales deben tener el mismo tamaño que los conductores de captación, debido a la presencia de descargas laterales.
- Para minimizar los daños estéticos en las fachadas y en los niveles de las terrazas, se pueden utilizar conductores chatos de cobre.



- Una malla de aterramiento debe ser hecha con cabos de cobre desnudos de N° 50mm a 0.5m de profundidad en el suelo, interconectando todas las bajadas.
- Los electrodos de aterramiento tipo copperweld deben tener una altura capa (254 micras). Los electrodos de baja capa no son permitidos.
- Las conexiones enterradas deben ser de preferencia con soldadura exotérmica. Si fueran usados conectores de ahogo, debe instalarse una caja de inspección solo para protección y manutención del conductor.
- Las ecualizaciones de potencias deben ser ejecutadas en el nivel del suelo y a cada 20 metros de altura, donde son interconectadas todas las mallas de aterramiento, bien como todas las prumadas metálicas, además de la propia estructura de la edificación.
- Las cañerías de gas con protección catódica no pueden ser vínculos directamente. En este caso se debe instalar un DPS tipo centelhador.
- Hay que recordar que el cobre es el mejor conductor de energía y tiene un papel fundamental en la instalación de los pararrayos que protegen el patrimonio de su vida.

3.9.2 Mitos y verdades

- Creer que un rayo no cae dos veces en un mismo lugar. Un rayo puede caer más de una vez en un mismo lugar.
- Muchos creen que los pararrayos pueden atraer los rayos a sus edificios y, por miedo, se rehúsan a instalarlos. En realidad, el pararrayos es un camino seguro para conducir la energía generada por el rayo a la tierra.
- Otra duda común es si los pararrayos protegen o no los equipos electrónicos. Para eso deben ser usados un aterramiento eléctrico (cable a tierra) y supresores de brotes. Todo el sistema de aterramiento debe ser equipotencial izado



3.9.3 Cobre y pararrayos

Los SPDA popularmente conocidos como pararrayos, son equipos fundamentales para la seguridad estructural de las edificaciones, actuando también indirectamente en la protección de las personas.

Este tipo de protección está reglamentada por normas técnicas que, entre otros puntos, se preocupa de la calidad de los materiales empleados en una instalación. Asimismo, las normas prohíben metales ferrosos galvanizados electrolíticamente.

En casos de ambientes agresivos, las normas exigen la utilización de metales nobles, descartando el uso de aluminio y elementos ferrosos. El cobre, por ser más durable y susceptible a la humedad, conquistó a los profesionales del área y se tornó en el material más usado en estas aplicaciones.

El cobre es el metal más indicado en los SPDA, pues es fácil de instalar y eficiente en la protección contra una descarga atmosférica, sin sufrir la acción del tiempo. Eso garantiza una continuidad en la conducción del rayo.

3.10 TIEMPO DE INTERRUPCIÓN POR USUARIO (TIU)

En México, a pesar de los grandes esfuerzos por enfrentar las consecuencias de los factores climáticos o los robos de energía que ocasionan fluctuaciones de voltaje, entre otras anomalías, tan sólo en la república mexicana se registró un TIU, tanto del sector empresarial como del hogar, de 71.51 minutos anuales, de acuerdo con la CFE, lo cual ocasiona grandes pérdidas económicas.



Este índice es definido como el tiempo que el usuario(s) no cuente con el servicio de energía eléctrica debido a distintos tipos de fallas. Y ese índice tiene un periodo de medición anual:

$$TIU = \frac{\sum_{i=1}^T \sum_{l=1}^{M_i} D_{lil} U_{Ail}}{\sum_{i=1}^T NU_i}$$

donde:

D_{lil} : Duración de la interrupción (l) en minutos acaecida durante el mes (i) en un circuito de distribución de la zona de que se trata.

U_{Ail} : Usuarios afectados por la interrupción (l) acaecida durante el mes de (i) en un circuito de distribución de la zona de que se trata.

NU_i : Número total de consumidores del sistema o alimentador.

i : Mes de que se trata, seriando desde uno hasta (T), en donde (l) corresponde al mes del inicio del periodo y (T) al término.

l: Número ordinal en que aconteció la interrupción (l) durante el mes (i), variando desde uno hasta M_i .

M_i : Es la última interrupción acaecida durante el mes (i).