

Auditoria de sistemas de protección contra rayos en subestaciones de media y alta tensión.

Ernesto Noriega Stefanova, Favio Casas Ospina, Manuel Briceño, Stefano Mangione

Abstract—El siguiente trabajo propone una metodología para auditar y certificar los sistemas de protección contra rayos en cualquier subestación de media y alta tensión, la metodología recoge aspectos, como levantamiento, inspección diagnóstica y verificación de los sistemas de protección instalados, mediciones de parámetros eléctricos, análisis geológico y propuesta de soluciones.

Palabras claves— Equipotencialidad, protección contra sobretensiones, sistema de protección contra rayos (SIPRA), sistemas de puesta a tierra.

I. INTRODUCCION

LOS impactos directos de rayos, pueden dañar transformadores, equipos de medición, control y comunicación de las subestaciones. Para garantizar la protección del equipamiento, se instala un SIPRA que debe ser diagnosticado, inspeccionado y certificado cada cierto tiempo, para controlar su estado. Existen subestaciones donde por muchos años, inclusive décadas, no son revisadas. Algunas fueron diseñadas basadas en viejas normativas, las cuales no concuerdan con los criterios técnicos actuales.

Este trabajo tiene como objetivo proponer una metodología para auditar y certificar los sistemas de protección contra rayos en subestaciones de media y alta tensión que se encuentran en operación.

II. DESARROLLO

Los autores proponen una metodología basada en los siguientes puntos.

- 1) Levantamiento y análisis del SIPRA.
- 2) Validación del método de protección aplicado en la subestación.
- 3) Toma de datos en campo.
- 4) Revisión física de todos los elementos que intervienen en el sistema.

- 5) Levantamiento del sistema de protección contra sobretensiones (DPS).
 - ✓ Inspección de la instalación de los DPS.
 - ✓ Diagnóstico del estado de los DPS mediante pruebas.
- 6) Medición de parámetros eléctricos.
 - ✓ Procedimientos de seguridad.
 - ✓ Medición de corriente por conductores de tierra.
 - ✓ Medición de equipotencialidad.
 - ✓ Medición de resistencia de puesta a tierra.
 - ✓ Medición de resistividad
 - ✓ Medición de tensiones de paso y contacto
- 7) Análisis de las mediciones obtenidas
- 8) Análisis geológico de la zona donde esta ubicada la subestación.
- 9) Propuesta de soluciones para mejorar el sistema instalado.

2.1 Levantamiento y análisis del SIPRA.

Los dispositivos de interceptación más comunes en subestaciones son mástiles metálicos o puntas en la cima de estructuras metálicas y el uso de conductores de guarda soportados sobre apoyos metálicos.

Para determinar la naturaleza del Sistema de Puesta a Tierra (SPT), es muy importante la verificación de planos y el diseño original.

2.2 Validación del método de protección aplicado.

Para poder evaluar el SIPRA, es necesario recopilar una serie de datos que dependen del diseño inicial. La importancia que tiene la subestación, la densidad de rayos a tierra del lugar y la exposición a impactos directos de rayos.

Los métodos más ampliamente usados son:

✓ Métodos clásicos empíricos. Dentro de esta categoría se encuentran el método del ángulo y el de las curvas empíricas. El primero utiliza ángulos verticales para determinar el número, posición y altura de los conductores de guarda o mástiles. Los ángulos están determinados por el grado de exposición contra el impacto de rayos, la importancia de la subestación y el área que ocupa. Las curvas determinan el número, posición, y la altura de los conductores de guarda y mástiles.

✓ Modelo electrogeométrico. La versión más utilizada es el método de la esfera rodante. Para la aplicación de este método se rueda una esfera imaginaria de radio S sobre los

E. Noriega Stefanova. Especialista de la firma ET Euro Engineering radicada en Sofía, Bulgaria (e-mail: ens_cu@yahoo.com).

F. Casas Ospina. Gerente de la firma Seguridad Eléctrica LTDA, radicada en Bogotá, Colombia.

(e-mail: gerencia@seguridadelectricaltda.com).

M. Briceño. Profesor del Departamento de Potencia de la Universidad de Zulia, Venezuela (e-mail: mabriceno@luz.edu.ve).

S. Mangione. Profesor del Departamento de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones de la Universidad de Palermo, Italia. (e-mail: mangione@diepa.unipa.it)

elementos protectores como terminales y puntas, conductores de guarda y estructuras de apoyo. Para poder aplicar este método es necesario calcular el radio S , para lo cual se requiere la impedancia transitoria Z_s y la corriente de impacto probable. La norma [1] describe como calcular la impedancia de impulso bajo corona para cada barra con diferente altura y con distinto tipo de conductor. Si la esfera toca algún equipo que se desee proteger, el sistema debe ser rediseñado.

Existen empresas que utilizan el método de la esfera rodante en tensiones iguales o superiores de 138 kV y utilizan el método del ángulo para tensiones menores de 138 kV [1].

2.3 Recolección de datos

Para verificar la efectividad del SIPRA son requeridos los siguientes datos: Tensión nominal de la subestación, nivel básico de aislamiento de las barras, diámetro y tipo del conductor utilizado en las barras, radio de los conductores o el radio equivalente en el caso de un grupo de conductores, altura promedio que tienen los conductores, nivel básico de aislamiento del equipamiento, altura de las barras y del equipamiento existente en la subestación, alturas de los mástiles o de la torre, altura de los conductores de guarda, distancias entre los dispositivos de interceptación y los equipos y barras a proteger, separación que existe entre elementos del sistema de protección, diferencias de altura que existe entre mástiles o puntas y los equipos y barras a proteger, etc.

2.4 Revisión física de todos los elementos

Para llevar una adecuada revisión física de los elementos que conforman el SIPRA y el SPT se deberán seguir las siguientes recomendaciones:

- Verificar la existencia de bajantes de tierra en las estructuras que contienen terminales de captación o los cables de guarda; de no existir se medirá el espesor de la estructura metálica para contrastar su dimensión con la norma.
- Comprobar que las interconexiones entre los elementos metálicos que conforman la torre son adecuadas, creando un camino de baja impedancia para que las corrientes de falla sean drenadas a tierra de manera efectiva.
- Comprobar que los conductores bajantes estén conectados directa y verticalmente, de tal manera que tengan la menor longitud y el camino más directo a tierra. Si hay lazos o bucles, los ángulos no deberán ser menores de 90 grados en su trayectoria y su radio de curvatura no menor de 200 mm.
- Revisar la integridad física de la malla en forma visual y en puntos donde se detecte una circulación de corriente. Además, deberán registrarse la calidad de las conexiones, la corrosión, el tipo de material y sus dimensiones,

también el estado de los electrodos verticales, su material y dimensiones.

- Las conexiones deberán ser fijas, sin falsos contactos. Los conectores no deberán estar corroídos y ser los adecuados. Los tipos de conectores que establecen las normativas [2, 3] a utilizar son: soldadura exotérmica, conectores de presión y otros conectores certificados.
- Verificar que todos los elementos metálicos estén conectados adecuadamente a la malla. De existir diferentes puestas a tierra en el predio, se deberán comprobar y verificar que se encuentran interconectadas a la malla de tierra de la subestación, garantizando la equipotencialidad de todo el sistema para evitar que puedan aparecer diferencias de potencial.
- Verificar que la malla esté recubierta por una capa de gravilla de elevada resistividad. Esta capa de gravilla retarda la evaporación de la humedad, lo cual mantiene la humedad por largo tiempo en época de sequía.
- Comprobar que existe conexión física entre la malla de la subestación y la cerca perimetral que la rodea.

En [2] se demuestra que el sitio más adecuado para instalar la cerca, es cuando la misma se encuentra ubicada en el exterior del área que ocupa la subestación. La interconexión garantiza que una persona que se encuentre parada a 0,91 m y que esté tocando la cerca, estará sometida a una tensión de contacto menor que la tensión de contacto tolerable.

2.5 Levantamiento del sistema de protección contra sobretensiones (DPS)

El empleo de DPS es para lograr la protección contra las sobretensiones originadas por rayos y maniobras (switching). El nivel de protección de los DPS deberá estar coordinado con el nivel de aislamiento del elemento que se desea proteger.

Los DPS son universalmente usados, aunque algunas empresas usan entrehierros en los interruptores y en puntos finales de la instalación donde pueda aparecer el efecto de duplicación de la tensión.

Los DPS de óxidos metálicos (ZnO) son los más empleados en la actualidad por las ventajas que presentan respecto a los de carburo de silicio (SiC), como son: los DPS de óxido metálico poseen un mayor margen de protección, su construcción es más simple, la posibilidad de coordinarlos con los equipos a proteger es superior, permiten el método de diagnóstico on-line y pueden ser lavados en servicio. Como desventaja se podría señalar que los mismos requieren de un mayor control cuando se encuentran en operación, por lo que es necesario contar con instrumentos para diagnosticar a tiempo una posible falla. No obstante, existen aún muchos DPS de carburo de silicio instalados en nuestros países.

2.5.1 Inspección y diagnóstico de los DPS

La inspección y diagnóstico de los DPS deberán seguir las siguientes recomendaciones:

- Revisar la integridad de los DPS, si existe contaminación superficial, el estado de hermeticidad, el grado de oxidación en los diferentes elementos, la porcelana u otro tipo de envolvente que los recubre y se inspeccionarán si la instalación cumple con las indicaciones del fabricante.
- Constatar el calibre y el estado de los conductores que conectan los DPS, verificando la existencia de falso contacto y la calidad de las conexiones y los conectores instalados.
- Revisar el cuenta operaciones de los DPS.
- Comprobar que los DPS que se encuentran a las entradas de las líneas de energía, se encuentran conectados en derivación y no sirviendo como apoyo.
- Realizar con los DPS fuera de servicio. Para el caso de los DPS de óxido metálico algunas se pueden realizar estando los mismos energizados.
- Verificar que las especificaciones técnicas de los DPS instalados son las adecuadas, para el tipo y lugar de ubicación en el sistema eléctrico o electrónico que se esta protegiendo.

Las pruebas a efectuar para los DPS de SiC son [4, 5,6]:

- Medición de la resistencia de aislamiento.
- Aplicación de alta tensión de corriente directa para medir la corriente de fuga de las resistencias de control o trabajo.
- Medición de la $Tg\delta$ de cada elemento para evaluar la integridad del DPS. Esta prueba revela condiciones que podrían afectar la función protectora del DPS como son: la presencia de humedad, los depósitos de sal, la corrosión, rajaduras o grietas en la porcelana, resistencias shunt abiertas, elementos pre-ionizantes defectuosos y gaps o entrehierros defectuosos.

Las pruebas para los DPS de ZnO son [6,7,8]:

- Medición de la resistencia de aislamiento.
- Medición de la corriente resistiva.
- Medición de la tensión de referencia de corriente directa.
- Medición de la corriente de fuga a corriente directa (prueba de tensión de referencia a corriente directa).
- Medición de la tensión de referencia a frecuencia industrial.
- En la etapa de operación de los DPS los métodos de monitoreo son los más efectivos, principalmente la medición de la corriente de fuga a tensión nominal.

- De forma general los métodos de diagnósticos disponibles para los DPS de oxido metálico son:

- ✓ Medición de la corriente total de fuga.
- ✓ Medición directa de la corriente resistiva de fuga.
- ✓ Análisis de los armónicos de la corriente de fuga.

2.6. Medición de parámetros eléctricos

2.6.1 Procedimientos de seguridad para realizar las mediciones

Para realizar cualquier tipo de medición dentro de la subestación, se deberán tomar en consideración los siguientes aspectos de seguridad:

- Demarcar el área de prueba y advertirles a los presentes que no deben tocar los cables mientras se ejecutan las pruebas.
- Sólo personal técnico certificado puede realizar las mediciones.
- Utilizar guantes aislantes, gafas protectoras, botas con aislamiento, alfombras con elevado nivel de aislamiento, vestuario destinado para realizar trabajos eléctricos, casco protector y cualquier otro equipo de protección personal apropiado.
- Utilizar una pinza amperimétrica para comprobar la existencia de corriente en los conductores de tierra, bajantes de pararrayos, enlaces equipotenciales, etc. antes de realizar cualquier medida. De existir valores elevados de corrientes, deberá encontrarse el origen de esta corriente antes de continuar.
- Durante tormentas eléctricas se prohíbe realizar cualquier medición.
- De ocurrir alguna tormenta eléctrica repentina sobre el área donde se esta realizando la medición, se deberá detener esta, desconectar toda conexión que haya entre los equipos de medición y el sistema bajo prueba y aislar temporalmente los conectores y colocarlos en la parte superior de la malla de tierra bajo prueba.

En [9] son mencionadas varias medidas de seguridad que deben tenerse en cuenta al realizar las mediciones de la puesta a tierra.

2.6.2 Medición de corriente en conductores de tierra

En las subestaciones por diversas causas puede haber corrientes circulantes por conductores de tierra: Fugas superficiales en el aislamiento de las barras. En el caso de DPS de óxidos metálicos, siempre existe una fuga del orden los micros o miliamperes, esta fuga aumenta con la contaminación superficial de los DPS. Además, en sistemas conectados en estrella la corriente de desbalance circulará hacia la malla de tierra. La inducción electromagnética también puede generar la circulación de corrientes en conductores de tierra en condiciones normales de operación. Es importante señalar que por

muchas medidas que puedan ser tomadas para evitar estas corrientes parásitas, es muy difícil eliminarlas en un 100 %.

Estas corrientes pueden ser peligrosas al realizar mediciones en la puesta a tierra de la subestación. En función de su magnitud pueden provocar la aparición de tensiones de contacto elevadas. Además, la circulación de estas corrientes puede generar interferencias o daños en equipos de elevada sensibilidad.

Es importante tener en cuenta que la corriente estimada como mínima mortal es de 25 miliamperios, si al pasar por el corazón produce fibrilación ventricular. Además, con solo 300 miliamperios puede ser provocado un incendio.

La corriente máxima admisible en los conductores del sistema de puesta a tierra, en condiciones normales de operación normal, no debe sobrepasar los siguientes valores, según criterios adoptados de las normas [2, 10]:

- 0,1 A si el circuito ramal es exclusivo para cargas electrónicas y es atendido solo por personas calificadas.
- 25 mA si el circuito es ramal o derivado de uso general, sin cargas electrónicas.
- 10 A para subestaciones de alta y extra alta tensión.

2.6.3 Medición de equipotencialidad

Es muy importante verificar las conexiones entre todos los elementos existentes en la subestación, lo cual garantiza la conducción adecuada de corriente hacia la malla en caso de que ocurra alguna avería o falla dentro de la subestación.

Uno de los métodos mas recomendados para realizar esta verificación es el "Stakeless", también llamado Clamp On, el cual mide la resistencia y continuidad del bucle, no la resistencia de puesta a tierra.

Existe otro método [11] que consiste en la inyección de corriente directa con una fuente regulada y con la medición de la tensión y de la corriente inyectada.

2.6.4 Medición de la resistencia de puesta a tierra

Con el paso del tiempo, se puede degradar la puesta a tierra, por lo que se recomienda verificar periódicamente todas las conexiones de conductores de tierra a la malla y la malla de la subestación, como parte de su plan normal de mantenimiento predictivo.

En [13,14] se indican los métodos y procedimientos para medir la resistencia de puesta a tierra en subestaciones eléctricas.

La medición de resistencia aplicando el método de caída de potencial no es recomendado en subestaciones de gran extensión, debido a que se requieren conductores de gran longitud. El método de la pendiente es, empleado para sistemas de puesta a tierra que cubren una gran área; también es aplicado, cuando no se conoce la configuración

de la puesta a tierra o si se encuentra interconectada con otras puestas a tierra. El método de intersección de curvas también es recomendado para sistemas de puesta a tierra que cubra grandes extensiones.

Las normas [1,2,13,14,15,16] establecen que la resistencia de la malla para subestaciones menores e industriales deberán ser $\leq 5 \Omega$ y 1Ω para grandes subestaciones. Además, plantean que para evitar posibles errores en el proceso de medición la componente reactiva deberá tomarse en cuenta cuando el valor de resistencia es menor que $0,5 \Omega$ y el área de la malla es relativamente grande. Esta componente reactiva tendrá un pequeño efecto en mallas de tierra con valores de impedancia mayores que $0,5 \Omega$. Un bajo valor de resistencia, contribuye a controlar la elevación del máximo potencial de tierra (Ground Potential Rise).

Hoy día es de conocimiento a nivel mundial que el comportamiento de la impedancia de los sistemas de puesta a tierra ante transitorios es totalmente diferente a las condiciones cuasi-estable, en tal sentido, con la finalidad su conocer su variación y efectuar los correctivos necesarios en caso de obtener altos valores; es recomendable medir la impedancia de puesta a tierra frente a descargas atmosféricas, en [13] se indican los equipos, y procedimientos para medirla.

2.6.4.1 Criterios prácticos para realizar la medición de la resistencia de puesta a tierra

- Al colocar los electrodos de medición, se deberá asegurar que estén en línea recta.
- Los cables de potencial y de corriente deberán estar separados para evitar un acoplamiento de la señal. Aunque, si hay problemas de ruido que afectan la medición, una solución es entorchar los cables de los electrodos auxiliares.
- En puestas a tierra de reciente construcción, la resistencia puede verse afectada debido a la compactación del suelo.
- El tendido de los cables de potencial y corriente al realizar la medición formarán un ángulo de 90 grados con líneas de distribución y transmisión, para evitar cualquier acoplamiento.
- La medición se efectuará en la época en la que el terreno este más seco.
- Si se obtiene una impedancia muy elevada o fuera de rango, es recomendado verter una pequeña cantidad de agua alrededor de las picas de prueba.
- Para localizar la parte horizontal de la curva es recomendado realizar al menos cinco o más medidas.

2.6.5 Medición de resistividad

La medición de la resistividad en esta metodología cumple dos objetivos. Uno de los objetivos es que la resistividad es un valor determinante para evaluar la agresividad de los suelos. El otro objetivo, es que conociendo su valor y en caso de que sea obtenido un elevado valor de resistencia

después de medir la resistencia del sistema de puesta a tierra de la subestación, el auditor o diseñador podrá definir que mejoras deberá realizar para poder llevar la resistencia de la puesta a tierra a los valores de resistencia establecidos por las normativas.

Algunos criterios prácticos para realizar la medición de resistividad son los siguientes:

- La profundidad de los electrodos no debe sobrepasar 30 cm.
- Es conveniente que se realicen mediciones en diferentes direcciones para un mismo sondeo, por ejemplo de Norte a Sur y de Este a Oeste, debido a las características de anisotropía de los suelos.
- Al elegir la profundidad de exploración no se recomiendan separaciones mayores a 8 m para profundidades de exploración de 6 m.
- La presencia en la zona de sondeo de cuerpos metálicos (por ejemplo, canalizaciones desnudas) o de filones del terreno muy resistentes o muy conductores, que acaben aflorando a la superficie, pueden perturbar las medidas de resistividad, ya que para franquear tales obstáculos, se originan modificaciones de las trayectorias de las corrientes inyectadas en el suelo y en consecuencia, del campo eléctrico sobre el punto de medida.
- La forma de evidenciar las siempre posibles causas perturbadoras y, también, de verificar que no existen variaciones sensibles en la homogeneidad del subsuelo que se analiza, es efectuar mediciones en diversas zonas del emplazamiento de la instalación de tierra y con distintas separaciones entre los electrodos de medida.
- Si se quiere conocer la resistividad existente la puesta en una puesta a tierra, es obligatorio realizar la medición en una zona cercana a la misma, con características similares y con la misma conformación geológica, a una separación igual o mayor a tres veces la separación de los electrodos (3 x a)
- Al realizar las mediciones en las diferentes direcciones (Norte-Sur)(Este-Oeste), los valores de resistencia obtenidos para cada separación entre electrodos (a) pueden ser promediados, pero no pueden ser promediados valores obtenidos con diferentes separaciones (a).
- Las lecturas de resistividad deben incluir anotaciones sobre las condiciones reinantes durante las medidas (temperatura y condiciones de humedad del suelo), y si es posible, contrastarlas con las que se repitan en épocas diferentes del año.
- Es recomendable realizar la medición de la resistividad del terreno en tiempo seco, tratando de reproducir las condiciones más desfavorables y si ello no fuera posible, se deberá aplicar un cierto coeficiente de seguridad que incremente los resultados obtenidos.
- Después de obtener los resultados de resistividad en las mediciones realizadas, se realizará la

interpretación de los mismos, para definir la estructura de terreno más adecuada (homogéneo, dos capas y multicapas) que responda a los resultados obtenidos en las mediciones de campo.

El método más comúnmente usado por los electricistas para realizar la medición de la resistividad es el método de Wenner [2, 9, 11, 12, 13, 15, 16, 17, 18].

2.6.6 Medición de tensiones de paso y contacto

Toda subestación deberá poseer un sistema de puesta a tierra diseñado en forma tal, que para cualquier punto normalmente accesible a personas, estas queden sometidas a las tensiones de paso y contacto máximas en caso de falla [2].

La tensión máxima de contacto aplicada al ser humano, que se acepta en cualquier punto de una instalación, está dada en función del tiempo de despeje de la falla a tierra, de la resistividad del suelo y de la corriente de falla. Para efectos del presente metodología la tensión máxima de contacto o de toque no debe superar los valores dados en la tabla 1, tomados de la Figura 44A de la IEC 60364-4-44.

Al realizar la auditoria del SIPRA, se deberán verificar y comprobar las tensiones que puedan aparecer en caso de falla, pues el mal estado de los conductores que conforman la malla, como por ejemplo si estuvieran corroídos, puede traer consigo elevadas tensiones, poniendo en peligro la vida de las personas que puedan circular o permanecer cerca o dentro de la subestación.

TABLA I
VALORES MAXIMOS DE TENSION DE CONTACTO

Tiempo de despeje de la falla	Máxima tensión de contacto admisible (valores en rms c.a.)
Mayor a dos segundos	50 voltios
500 milisegundos (0.5s)	80 voltios
400 milisegundos (0.4s)	100 voltios
300 milisegundos (0.3s)	125 voltios
200 milisegundos (0.2s)	200 voltios
150 milisegundos (0.15s)	240 voltios
100 milisegundos (0.1s)	320 voltios
40 milisegundos (0.04s)	500 voltios

Las mediciones de tensiones de paso y contacto se realizarán en todos los puntos donde pueda preverse algún peligro para el personal que se encuentre dentro de la subestación o próxima a la misma y donde exista una mayor probabilidad de falla, como por ejemplo junto a los transformadores, puntos de entrada de las líneas, sitios cercanos a la malla perimetral, puertas de acceso, rejillas de ventilación, vértices de la malla, carriles para el desplazamiento de transformadores y en general cualquier otro tipo de elemento, que en determinado momento pueda quedar energizado al ocurrir alguna falla. En [11, 15, 17,

18] se indican los equipos y procedimientos para medir las tensiones de paso y contacto.

Es recomendable efectuar simulaciones utilizando EMTP/ATP y/o otras aplicaciones específicas para determinar las tensiones de paso y contacto cuando la subestación es impactada por un rayo, con la finalidad de determinar posibles zonas de alto riesgo bajo estas circunstancias.

En [13] se indican los métodos y procedimientos aceptados a nivel mundial para medir los potenciales en los sistemas de puesta a tierra en subestaciones eléctricas.

2.6.7 Análisis de las mediciones obtenidas

En función de los registros obtenidos, se conocerá el estado real de la subestación y todos los elementos interconectados con ella.

Después de realizar las mediciones de las tensiones de paso y contacto, se sabrá si las tensiones que pueden aparecer en la subestación en caso de falla, están por debajo de los límites soportables (ver tabla 1) y se dictarán las medidas para dar solución a los problemas.

2.7 Análisis geológico de la zona donde está ubicada la subestación

La metodología propone realizar el estudio geológico de la zona donde está ubicada la subestación.

Es importante tener en cuenta que el reparto del potencial en el terreno cuando el sistema de puesta a tierra esta siendo recorrido por una corriente de falla, tiene fundamentalmente como factor proporcional determinante la resistividad del terreno y las características geológicas del terreno en que la misma esta enterrada. Es por esta razón que la concepción de una red de puesta a tierra requiere, inicialmente, el análisis de la naturaleza del terreno.

Con el análisis geológico es posible conocer el contenido de sales solubles y su concentración lo cual es determinante en la conductividad del suelo. Es posible conocer el contenido de agua del terreno, lo cual influye de forma apreciable en la resistividad del terreno. Permite conocer el nivel de granulometría del suelo, el cual influye sobre la porosidad y el poder retenedor de humedad y también sobre la calidad del contacto con el sistema de puesta a tierra. La estigrafía del terreno, permite conocer el nivel de estratificación del terreno.

Este análisis en combinación con los resultados obtenidos en la medición de la resistividad del terreno, la medición de equipotencialidad del SPT y la medición de la resistencia, permitirá definir si los elementos que conforman la malla, pudieran estar corroídos o dañados. Además, de ser requerido realizar una mejora del sistema de puesta a tierra existente, el proyectante definirá las

medidas de mejoramiento más efectivas teniendo en cuenta las características del terreno existente.

Algunos de los aspectos más importantes del terreno a tener en cuenta son: PH, clase de suelo, composición química, modelo de suelo, validación de la resistividad del terreno, nivel de humedad del suelo y otros [11].

2.8 Propuestas de soluciones para mejorar el sistema de protección instalado

En función de los resultados alcanzados, de ser necesario se rediseñará el SIPRA existente, garantizando que sea protegida toda la subestación.

De la evaluación y diagnóstico de los DPS, se decidirá si los mismos se encuentran ponchados, agrietados, bien seleccionados y si están coordinados con el aislamiento de los equipos que protegen. De ser necesario se ubicarán nuevos DPS teniendo en cuenta los parámetros establecidos por las normas. En función del estado de bajantes, enlaces equipotenciales, conectores, grapas, etc. se decidirá el cambio y la normalización de los mismos. De encontrarse valores elevados de resistencia de puesta a tierra, se dictarán medidas para disminuir su valor, como puede ser cambio de conductores en la malla que pudieran estar corroídos, aumento del área de la malla, construcción de electrodos profundos, uso de suelos artificiales, etc.

Si aparecen tensiones elevadas, existen diferentes soluciones que pueden ser estudiados y aplicados donde sea apropiado: disminuir el área de las retículas de la malla, aumentar el área de la malla, recubrir la subestación con una capa de gravilla, incrementar el número de varillas en el perímetro de la malla, limitar el acceso a ciertas áreas de peligro, entre otras.

2.9 SPT y DPS en cuarto de réles.

Los cuartos de réles requieren de una especial atención, sobretodo aquellas subestaciones cuyos sistemas de control y protecciones estén migrando a sistemas digitales. Los autores, ante lo extenso del tópico y su relación con la compatibilidad electromagnética lo proponen para futuros trabajos.

III CONCLUSIONES

- El presente trabajo propone una metodología a seguir para realizar la auditoria de un SIPRA en subestaciones de media y alta tensión que se encuentran en operación.
- Este trabajo puede ser utilizado como guía para auditar y certificar el sistema de protección contra rayos de cualquier subestación de media y alta tensión.
- La metodología propuesta recoge los aspectos relevantes para auditar y certificar subestaciones de MT y AT.

- La metodología propuesta en este trabajo ha sido aplicada y validada prácticamente en las auditorías realizadas a más de 10 subestaciones de 110 kV ubicadas en Bulgaria.

IV REFERENCIAS

- [1] IEEE Std 998-1996. IEEE Guide for Direct Lightning Stroke Shielding of Substations.
- [2] IEEE Std 80-2000. IEEE Guide for Safety in AC Substation Grounding.
- [3] IEC 60364-5-54. Part 5-54: Selection and erection of electrical equipment-Earthing arrangement, protective conductors and protective bonding conductors.
- [4] ANSI/IEEE C62.2-1987. IEEE Guide for the application of gapped Silicon-Carbide Surge Arresters for Alternating Current Systems.
- [5] ANSI/IEEE C62.1-1989. IEEE Standard for Gapped Silicon-Carbide Surge Arresters for AC Power Circuits.
- [6] Jorge Sariol Gomez. Guía de aplicación para la comprobación de la Tgδ (factor de potencia) en pararrayos. ECIE Ciego de Ávila, 2006. CUBA.
- [7] IEC 60099-4 Ed.2. -Surge Arresters -Part 4. Metal-oxide surge arresters without gaps for a.c. systems.
- [8] Jose Luis Silva Menéndez. Pararrayos de Óxido Metálico, ECIE Matanzas, CUBA.
- [9] Favio Casas Ospina. Metodología de mediciones
- [10] IEEE Std. 1100-2005. Recommended Practice for Powering and Grounding Electronic Equipment.
- [11] Favio Casas Ospina. Tierras, Soporte de la Seguridad Eléctrica. Tercera Edición.
- [12] Fluke. Principios, métodos de comprobación y aplicaciones.
- [13] IEEE Std 81-1983. IEEE Guide for Measuring Earth Resistivity, Ground Impedance, and Earth Resistivity, Ground Impedance, and Earth Surface Potentials of a Ground System.
- [14] IEEE Std 81.2-1991. IEEE Guide for Measurement of Impedance and Safety Characteristics of Large, Extended or Interconnected Grounding Systems.
- [15] Andrés Granero. Medidas y vigilancia de las instalaciones de puestas a tierra. Mayo 2001.
- [16] Ignacio Usunariz. Medida de la resistencia de la toma de tierra en edificios comerciales, residenciales y en plantas industriales.
- [17] Ernesto Noriega Stefanova, Metodología para el diseño de sistemas de puesta a tierra en líneas y subestaciones para tensiones intermedias. Tesis presentada en opción al grado científico de Master en Ingeniería Eléctrica. Cuba. 2004.
- [18] Rogelio García Márquez. La puesta a tierra de instalaciones eléctricas y el R.A.T. España. 1991.

V BIOGRAFÍAS

Ernesto Noriega Stefanova, nació en la Habana, Cuba, el día 7 de julio de 1973. Recibió el grado de Ingeniero Electricista en el año 1998 y el de Master en Ingeniería Eléctrica en el año 2004 en la Universidad Central de las Villas, Cuba. Desde el año 1998 hasta el 2005, trabajó como investigador y especialista en Sistemas de Distribución de Energía en la Empresa Eléctrica Matanzas, Cuba. A partir del año 2006 trabaja en la Firma ET EURO ENGINEERING radicada en Bulgaria. En la misma se desempeña como especialista en Sistemas de Protección contra Rayos. Sus temas de investigación están relacionados con las siguientes materias: sistemas de puesta a tierra, coordinación de aislamiento, protección contra rayos y calidad de energía.

Favio Casas Ospina, Ingeniero Electricista de la Universidad Nacional de Colombia, gerente de la Firma SEGURIDAD ELÉCTRICA LTDA, Especialista en Derecho Minero Energético, Certificado en Protección Radiológica, con estudios de maestría en Sistemas de Distribución, licenciado en Salud Ocupacional del Ministerio de Salud, experto en control de calidad de Icontec, miembro del Grupo Nacional de Investigación de Descargas Eléctricas Atmosféricas, investigador del proyecto de Adquisición y Análisis de Señales financiado por Colciencias, presidente del Comité de Puestas a Tierra de ICONTEC y miembro de la AISS y de la IEEE, miembro grupo consultivo de la IEC para Colombia, asesor del Ministerio de Minas y Energía para la elaboración del Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas para Colombia.

Manuel Briceño, nació en Maracaibo, Venezuela, el día 6 de Enero de 1969. Recibió el grado de Ingeniero Electricista en el año 1992 en la Universidad del Zulia, Venezuela. Experiencia profesional en diseño, prueba y puesta en servicio de subestaciones eléctricas en baja, media y alta tensión para la industria eléctrica, petrolera y petroquímica. Diseño, instalación y pruebas de sistemas de puesta a tierra. Es asesor para varias compañías de ingeniería de proyectos. Desde 2001 es Profesor a tiempo completo de la Escuela de Ingeniería Eléctrica de la Universidad del Zulia, a cargo de las cátedras de Teoría Electromagnética y Diseño de Subestaciones Eléctrica. En la actualidad cursa estudios de Msc. En Física Aplicada. Sus temas de investigación están relacionados con: Pulso electromagnético de gran intensidad (HEMP), compatibilidad electromagnética y energías alternativas.

Stefano Mangione, nació en Raffadali (AG), Italia, el día 23 de Enero de 1955. Recibió el grado de Ingeniero Eléctrico en la Facultad de Ingeniería de la Universidad de Palermo, en Italia. Desde el año 1981 trabajó como investigador en la Universidad de Palermo y desde el año 1992 hasta 1994 en la Universidad de Cagliari, Italia como profesor asociado. Es actualmente profesor titular en Sistemas Eléctricos de Potencia en la Universidad de Palermo. Sus temas de investigación están relacionados con varios temas: sistemas de puesta a tierra y seguridad eléctrica en subestaciones de alta tensión, estabilidad de tensión y automatización de los sistemas eléctricos de distribución.