



**ESPECIFICACIÓN TECNICA  
MALLAS DE PUESTA A TIERRA**

ESPECIFICACIÓN N° 112-0322

# ÍNDICE

<b>1. OBJETIVO</b>	<b>2</b>
<b>2. ALCANCE</b>	<b>2</b>
<b>3. MEDICIONES EN TERRENO</b>	<b>2</b>
<b>3.1. Medición de Resistividad</b>	<b>2</b>
3.1.1. Configuración de cuatro electrodos.	3
3.1.1.1. Configuración de Wenner:	4
3.1.1.2. Configuración de Schlumberger.	4
3.1.2. Comparación entre las configuraciones de Wenner y Schlumberger	5
<b>3.2. Medición de Resistencia</b>	<b>5</b>
3.2.1. Medida de electrodos de pequeño y mediano tamaño	6
3.2.2. Medida con ejes de circuitos de potencial y de corriente en ángulo	7
<b>4. CORRIENTE RESIDUAL DE CORTOCIRCUITO DISPERSADA (<math>I_G</math>)</b>	<b>8</b>
4.1. Tipos de cortocircuitos de interés.	8
4.2. Influencia del la topología del sistema y del conexionado de transformadores de poder.	9
4.3. Cálculo de $I_G$ y el factor de asimetría.	10
<b>5. RECOMENDACIONES GENERALES</b>	<b>12</b>
5.1. Plan de revisiones de capacidad de las MPT en servicio	12
5.2. Uso de cámara de inspección de la MPT.	12
5.3. Uso de parrillas de operación	12
<b>6. ANEXOS</b>	<b>14</b>

## 1. OBJETIVO

La presente ET tiene por objeto dar directrices para abordar los proyectos de mallas de puesta a tierra, en adelante MPT.

## 2. ALCANCE

Se recomiendan métodos de medición de resistividad del terreno y resistencia de MPT existentes, se especifica la metodología de cálculo de cortocircuito máximo a ser despejado por la MPT (Ig), y se hace una recomendación sobre el uso de parrillas de operación, cámaras de inspección y se propone un plan de revisiones de capacidad de las MPT en servicio.

Queda propuesta para una nueva revisión incluir recomendaciones sobre el uso de aditivos y reactancia de puesta a tierra.

## 3. MEDICIONES EN TERRENO

### 3.1. Medición de Resistividad

La resistividad del terreno es de importancia decisiva en el proyecto de una puesta a tierra y la única forma de conocerla con exactitud es mediante medidas directas de campo. En líneas generales, la medida se efectúa según una cierta disposición de electrodos de corriente y de potencial.

Teniendo presente el modelo de terreno estratificado de la Figura 2.1 el objetivo de las mediciones es conocer la resistividad y espesor de cada una de las capas constituyentes, hasta una profundidad que depende de la zona de influencia de la puesta a tierra; esta zona puede definirse como aquella limitada por la profundidad a la cual el potencial tiene un valor igual al 5% del potencial de la puesta a tierra. Sin embargo, las diversas configuraciones básicas de electrodos posibles suponen para cada medida la existencia de un medio homogéneo, lo cual conduce a la determinación de una "resistividad aparente", que depende de las distancias particulares a las que se ubican los electrodos. La resistividad aparente  $\rho_a$  puede definirse como aquella correspondiente a un terreno homogéneo en el cual, para la disposición dada de electrodos e igual magnitud de corriente inyectada al medio, se produce una misma elevación de potencial medida en el terreno no homogéneo.

La resistividad aparente, o resistividad del terreno homogéneo equivalente, no corresponde necesariamente a ninguno de los valores de resistividad presentes en el terreno no homogéneo, pero sí depende de las características de éste. El comportamiento de  $\rho_a$  con la separación de los electrodos proporcionará una guía para la determinación de las características de resistividad del terreno.

Las configuraciones básicas de electrodos usualmente empleadas pueden clasificarse en configuraciones de tres y cuatro electrodos, respectivamente. La configuración de tres electrodos o

barra piloto se usa preferentemente para medir resistencias efectivas de puesta a tierra y escasamente para deducir valores de resistividad del terreno.

Nota: Para los métodos de medición de resistividades de terreno, tener en consideración la normativa internacional "IEEE 81 2012 Guide for measuring earth resistivity ground impedance and Earth Surface Potentials of a Grounding System".

### 3.1.1. Configuración de cuatro electrodos.

Tal como lo muestra el esquema de medición de la Figura 1, los cuatro electrodos se ubican sobre un mismo eje; se inyecta corriente al terreno a través de los electrodos de corriente externos y se mide la diferencia de potencial entre los electrodos de potencial internos.

La corriente inyectada puede ser corriente continua conmutada o corriente alterna de baja frecuencia. Se evita el uso de corriente continua plena pues produce el fenómeno de "polarización" (acumulación de gas en el electrodo negativo) lo cual se traduce en un aumento artificial de la resistividad aparente.

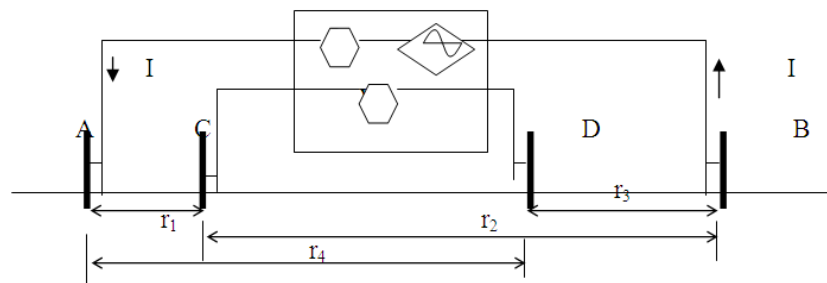


Figura 1: Configuración general de cuatro electrodos

Los electrodos se ubican a distancias relativamente grandes comparadas con la profundidad de enterramiento, de modo de suponerse a éstos como fuentes puntuales de corriente. Se sabe que si no existen campos de potencial perturbador, el potencial en un punto de un terreno homogéneo de resistividad  $\rho$ , a distancia  $x$  de una fuente puntual de corriente  $I$ , está dado por:

$$\phi = \frac{\rho \cdot I}{2\pi x} \quad \text{Ec. 1}$$

Combinando la Ec. 1 para los cuatro electrodos, puede demostrarse que la resistividad del terreno supuesto homogéneo, conocidos  $V$ ,  $I$  y la posición de los electrodos, está determinada por:

$$\rho_{ap} = \frac{2\pi\left(\frac{V}{I}\right)}{\left(\frac{1}{r_1} - \frac{1}{r_2}\right) - \left(\frac{1}{r_3} - \frac{1}{r_4}\right)} \quad \text{Ec. 2}$$

Si el terreno en realidad no es homogéneo,  $\rho_{ap}$  corresponde a la resistividad aparente.

Según la ubicación relativa de los electrodos, se distinguen las siguientes alternativas más empleadas:

### 3.1.1.1. Configuración de Wenner:

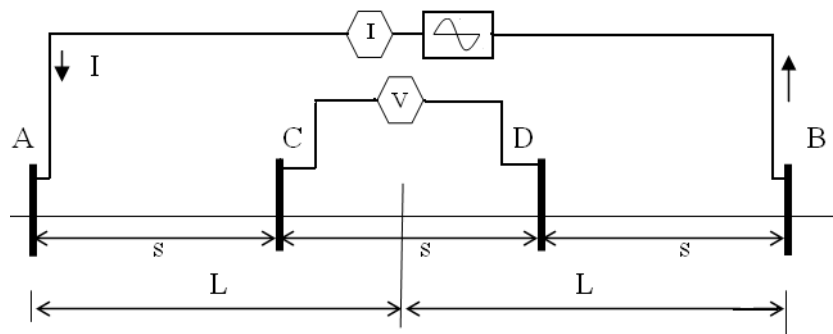


Figura 2: Configuración de Wenner

Los cuatro electrodos se ubican en línea recta, separados entre sí una misma distancia "s". Al iniciar las mediciones, se deberá elegir un centro de medida 0, el cual permanecerá fijo, aún cuando se modifique la separación s. En esta configuración la Ec. 2 se reduce a:

$$\rho_{ap} = 2\pi\left(\frac{V}{I}\right)s \quad \text{Ec. 3}$$

### 3.1.1.2. Configuración de Schlumberger.

Los cuatro electrodos se ubican en línea recta, cada par (potencial y corriente) simétricamente ubicados con respecto al centro de medición elegido.

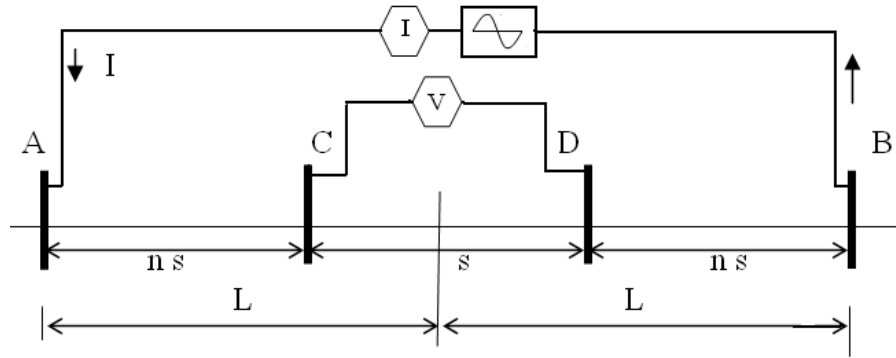


Figura 3: Configuración de Schlumberger

Siendo "s" la separación entre electrodos de potencial, la distancia "L" del centro de medición a cada electrodo de corriente queda definida por:

$$L = (n + 0.5)s \quad \text{Ec. 4}$$

con la cual la Ec. 2 puede colocarse de la forma:

$$\rho = \pi (V/I) n (n + 1) s \quad \text{Ec. 5}$$

o bien:

$$\rho = \pi (V/I) [(L/s)^2 - 0.25] s \quad \text{Ec. 6}$$

### 3.1.2. Comparación entre las configuraciones de Wenner y Schlumberger

**La configuración de Wenner presenta las siguientes ventajas:**

- La interpretación de los valores de R medidos en terreno, es más directa en términos de resistividad aparente. Esto permite visualizar con facilidad la tendencia del gráfico de campo.
- Los instrumentos pueden ser de menor sensibilidad que los empleados con la configuración de Schlumberger, ya que a medida que se separan los electrodos de corriente, también lo hacen los de potencial.

**La configuración de Schlumberger presenta las siguientes ventajas:**

- Esta configuración es menos sensible a las variaciones laterales del terreno o buzamiento de los estratos, debido a que los electrodos de potencial permanecen inmóviles.
- La realización práctica de la medición es más expedita, ya que sólo se desplazan los electrodos de corriente.

### 3.2. Medición de Resistencia

### 3.2.1. Medida de electrodos de pequeño y mediano tamaño

El método usado normalmente es el método de “caída de potencial”, con el electrodo de corriente ubicado en la tierra remota del electrodo a medir y el electrodo de voltaje desplazándose entre ambos. La causa más común de error en el método tradicional, se debe a colocar el electrodo de corriente demasiado cerca del electrodo bajo prueba. En este caso las zonas de influencia del electrodo a medir y del electrodo de corriente se traslaparán y la resistencia medida normalmente será un valor menor que el real. Una segunda equivocación frecuente es colocar la estaca de voltaje demasiado cerca del electrodo de prueba, lo que provoca una lectura mucho menor que el valor real. Otras fuentes de error incluyen no considerar metales enterrados que se ubican paralelos a la dirección de prueba, mantener demasiado próximos los cables de las estacas de voltaje y corriente y usar cable con aislación dañada. Si existen cables o tuberías metálicas enterradas en la misma dirección que las rutas de los cables de prueba, producirán siempre una lectura incorrecta del valor de resistencia a tierra.

En el caso de bajos valores de resistencia, un error común es no considerar para el cálculo de esta resistencia a tierra, la impedancia de los circuitos metálicos que interconectan los dos sistemas empleados (interconexión de bajo voltaje, circuitos de comunicación, etc.).

La causa más común de error se debe a colocar la estaca de corriente demasiado cerca del electrodo bajo prueba. La influencia del electrodo de tierra y de la estaca de corriente se trasladará y la resistencia medida normalmente será un valor menor que el real. Una segunda equivocación frecuente es colocar la estaca de voltaje demasiado cerca del electrodo de prueba, lo que provoca una lectura mucho menor que el valor real. Otras fuentes de error incluyen no considerar metales enterrados que se ubican paralelos a la dirección de prueba, mantener demasiado próximos los cables de las estacas de voltaje y corriente y usar cable con aislación dañada.

La teoría ( y por lo tanto la regla del 61,8%) no se mantiene si el terreno no es uniforme, el electrodo en prueba es grande o el electrodo de corriente está demasiado cerca.

Si existen cables o tuberías metálicas enterradas en la misma dirección que las rutas de los cables de prueba, producirán siempre una lectura incorrecta del valor de impedancia a tierra.

Un Método Simplificado de Caída de Potencial consiste en tomar sólo tres medidas: en 40 %, en 50 %, y en 60 % de la distancia total al electrodo de corriente, medido desde el punto de unión. Se saca un promedio de estos valores, una desviación máxima tomada respecto del promedio, y luego esta desviación se expresa como un porcentaje del promedio:

$$R_{\text{promedio}} = \frac{(R1 + R2 + R3)}{3}$$

Ec. 7

$$R_{\text{desviación máxima}} = R_{\text{promedio}} - R(\text{valor mas lejano del } R \text{ promedio}) \quad \text{Ec. 8}$$

$$\%_{\text{desviación}} = \frac{R_{\text{desviación máxima}} \cdot 100}{R_{\text{promedio}}} \quad \text{Ec. 9}$$

El valor resultante de desviación se multiplica luego por 1.2, y si la respuesta no cae dentro del rango de exactitud especificada del electrodo en prueba (10 % es el valor estándar), entonces la prueba no es válida, y debe repetirse otra vez con mayor distancia del electrodo de corriente.

### 3.2.2. Medida con ejes de circuitos de potencial y de corriente en ángulo

El método de la caída de potencial normalmente no es práctico en sistemas de electrodos más grandes, puesto que el electrodo de corriente debe ubicarse a una distancia entre 6 y 8 veces la distancia diagonal de la malla. De igual modo, cuando la malla de tierra tiene conexiones radiales largas, por ejemplo, hacia pantallas de cables o cable de guardia de líneas de transmisión áreas, el tamaño efectivo resultante de la malla de tierra hace que la medida tradicional por caída de potencial es impracticable.

Para resolver estos problemas, se ha desarrollado varias alternativas al método de caída de potencial. Una variación de la prueba consiste en desplazar la estaca de voltaje en la misma dirección, pero más lejos que el electrodo de corriente; otra alternativa es desplazar la estaca de voltaje en 180° (o en ángulo recto) con respecto a la dirección malla - estaca de corriente. Este procedimiento puede aplicarse aún con el electrodo de corriente a distancias bastante cercanas a la malla, lo cual permite aplicarlo especialmente en terrenos de alta resistividad.

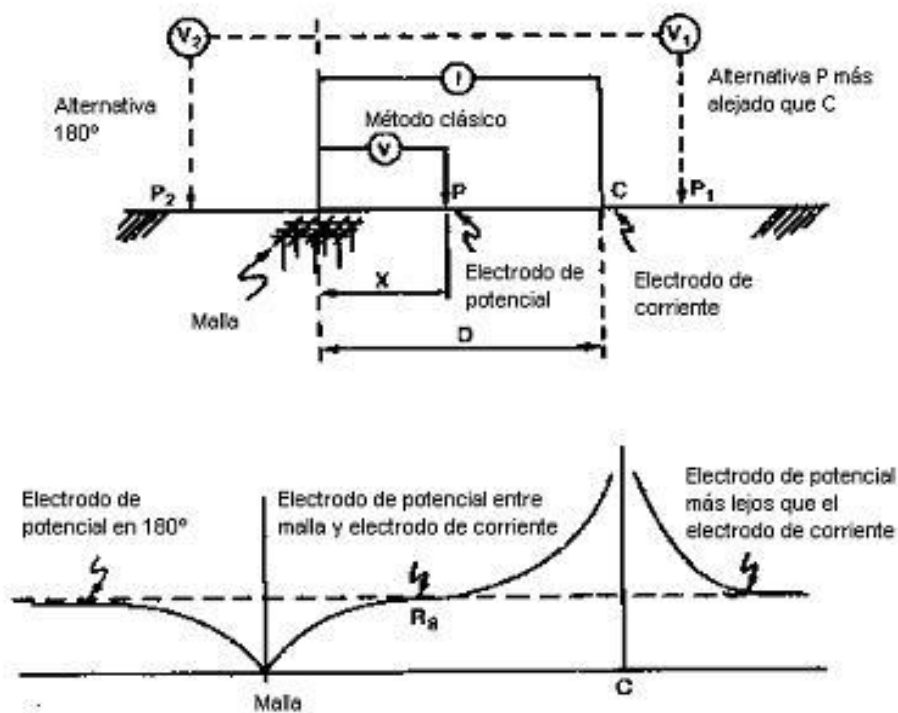


Figura 4: Método de medida con ejes en ángulo

Se justifica porque la zona de influencia de la malla a medir puede ser alterada en la dirección de ubicación del electrodo de corriente, pero prácticamente no se altera en un ángulo comprendido entre  $90^\circ$  y  $270^\circ$  respecto a esta dirección. Si el electrodo de voltaje se ubica en este sector, alejándolo suficientemente siempre será posible alcanzar la tierra remota y por tanto, la lectura directa de la resistencia de puesta a tierra. En cualquier caso, la distancia de la estaca de voltaje a la malla se aumenta progresivamente hasta que el valor medido apenas cambie. Este valor debe ser el valor de impedancia real de la malla.

Nota: Para el método de medición de resistencia de MPT, tener en consideración la normativa internacional "IEEE 81 2012 Guide for measuring earth resistivity ground impedance and Earth Surface Potentials of a Grounding System".

## 4. CORRIENTE RESIDUAL DE CORTOCIRCUITO DISPERSADA ( $I_G$ )

### 4.1. Tipos de cortocircuitos de interés.

Los tipos de cortocircuitos que se deben considerar para el dimensionamiento o revisión de una MPT son aquellos que provocan una corriente circulante por tierra, estos son los cortocircuitos monofásicos y los bifásicos a tierra. La corriente que fluirá desde el punto de falla hacia la MPT

corresponde a tres veces la corriente de secuencia cero ( $3I_0$ ), sin embargo, la magnitud de corriente que se debe considerar para un proyecto de MPT es la componente del  $3I_0$  que será dispersada por el terreno hasta encontrar la fuente que la generó. Por lo tanto es de interés calcular esta variable en las barras de la subestación que produzcan una circulación de corriente fuera de la MPT, ya que esta corriente será la que producirá elevaciones de potencial en el terreno, debido a que la resistencia de la MPT de una SE es despreciable frente a la resistencia que enfrentaría la corriente al tener que circular por el terreno. Para poder discriminar el punto de la SE en el cuál se tendría la mayor corriente  $I_G$  se deberán tener en cuenta la topología del sistema tal como se muestra en la sección 4.2.

#### 4.2. Influencia del la topología del sistema y del conexionado de transformadores de poder.

Como se mencionó anteriormente, para encontrar la corriente  $I_G$  se debe descomponer la corriente  $3I_0$  calculada en una barra, visualizando los aportes ( $3I_{0i}$ ) de cada una de las líneas de transmisión, condensadores y transformadores de poder conectados a dicha barra. Se debe analizar el tipo de elemento conectado a la barra y su tipo de conexión, teniendo en cuenta si el otro extremo del elemento conectado está dentro de la SE o siendo más riguroso, dentro de la misma MPT en donde se está calculando el cortocircuito.

En general los tipos de instalaciones conectadas se ilustran a continuación y se muestra como deben considerarse dentro del análisis:

- **Líneas de Transmisión:** Para efectos del análisis se entiende que una línea de transmisión (en adelante LT) tiene cada extremo en una SE distinta, con MPT separadas, de no ser el caso, se puede entender al conjunto como una gran SE y la LT como una extensión de barra. En el primer caso, el aporte  $3I_0$  por la LT será transmitido completamente por el terreno hasta encontrar la fuente, la que puede estar en el otro extremo de la LT, o incluso en un nodo más lejano, por lo tanto se debe considerar este  $3I_{0i}$  como una componente de la suma  $I_G$ . Un caso particular lo constituyen las líneas de transmisión con cable de guarda, en donde una fracción de la corriente que aporta la LT a la falla retorna por el mismo y la fracción restante retorna a su fuente por el terreno, en este caso la corriente que debe considerarse como aporte al  $I_G$  es la que efectivamente vuelve por el terreno. Como criterio se recomienda considerar el aporte completo para verificar en una primera iteración la MPT, y si se considera necesario acotar el diseño, podrá calcularse el divisor de corriente entre el cable de guarda y el terreno, para lo cual se puede recurrir a la metodología de cálculo mostrada en el Anexo 6.1.
- **Bancos de condensadores:** Como los bancos de condensadores se encuentran dentro de la misma MPT de la SE del análisis y son su propia fuente de corriente reactiva, estos no aportan al  $I_G$ . Si el banco de condensadores está conectado en estrella, la corriente que aporta a la falla vuelve por la MPT y si están conectados en delta no aportan con corriente de secuencia cero.
- **Transformadores de Poder:** Para la obtención de la corriente  $I_G$  es de vital importancia conocer el conexionado de los transformadores de poder de la subestación. Como se sabe de la teoría de redes de secuencia, un transformador con un lado conectado en delta o en estrella levantada de tierra no permite el paso de corrientes de secuencia cero de un lado al otro del transformador, manteniendo la falla en el nivel de tensión que se originó.

En nuestro sistema eléctrico existen básicamente tres tipos de transformadores o autotransformadores dependiendo de su función y tipo de conexión, así tenemos los transformadores AT/MT de las SSEE de distribución primaria los cuales tienen conexasión Dyn, en estos en general interesa sólo el cortocircuito en el lado AT ya que las fallas en el lado MT se cierran en el neutro aterrizado del transformador, sólo se calculará el cortocircuito en el lado MT en caso de existir aportes a la falla por media tensión, es decir, cuando existe generación en las redes MT.

Los transformadores AT/AT en general tienen conexión Ydyn, es decir, estrella en el lado AT de mayor tensión, estrella aterrizada en el lado AT de menor tensión, y delta en el terciario, en estos casos debe calcularse el cortocircuito a ambos lados del transformador porque se tendrán LLTT en los dos niveles de tensión las cuales pueden aportar a la falla, pero se debe tener en cuenta que el transformador bloqueará los aportes de corriente de secuencia cero de un lado a otro. Si se trata de un autotransformador o de un transformador con estrellas aterrizadas a ambos lados AT, entonces si habrá continuidad de la malla de secuencia cero y habrá aportes a la falla circulando por el transformador, es decir, habrá aportes de corriente de secuencia cero de un nivel de tensión al otro.

- **Generadores:** Si el generador está dentro de la misma MPT este aportará a la falla pero su aporte retornará íntegramente por la MPT al generador, por lo tanto no se considera. Si el generador está en otra SE, el problema se reduce a considerar el aporte por la LT que lo conecta.

#### 4.3. Cálculo de $I_G$ y el factor de asimetría.

Como ya se ha adelantado la topología del sistema es fundamental para encontrar  $I_G$ , a continuación se ilustra en la Figura 5 una subestación ficticia para mostrar distintos tipos de transformadores y las corrientes que deben considerarse para el cálculo de  $I_G$  según las Ec. 10, Ec. 11, Ec. 12 y Ec. 13.

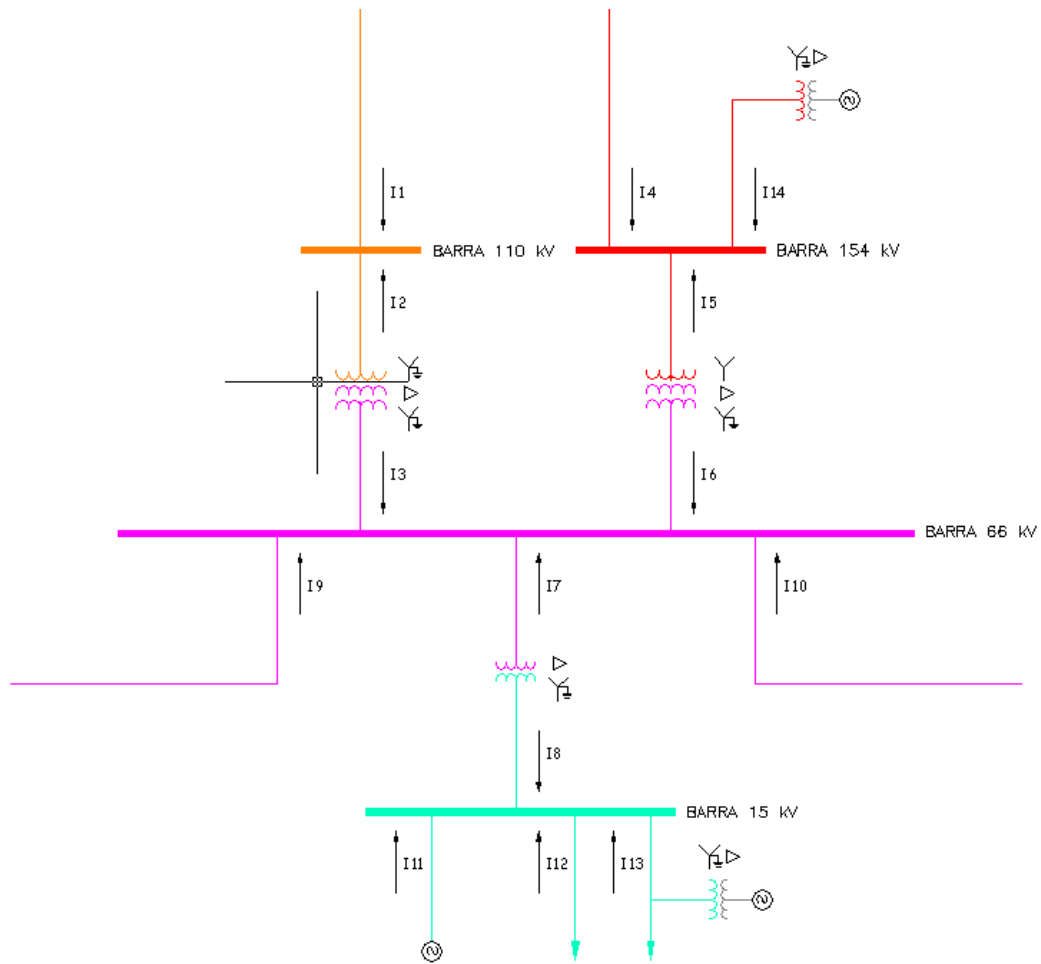


Figura 5: Subestación ficticia

$$I_{G154} = I_4 + I_{14} \quad \text{Ec. 10}$$

$$I_{G110} = I_1 + I_2 \quad \text{Ec. 11}$$

$$I_{G66} = I_2 + I_9 + I_{10} \quad \text{Ec. 12}$$

$$I_{G15} = I_{11} + I_{13} \quad \text{Ec. 13}$$

Se debe evaluar el máximo  $I_G$  de la SE entre todas las barras y entre fallas monofásicas y bifásicas a tierra, ambas fallas francas a tierra. Además se debe considerar el máximo enmallamiento del sistema y todas las centrales en servicio según norma IEC 60909, con el despeje de la falla a los 0.5 segundos, en este tiempo se supone ya un valor de corriente estabilizado. Si los tiempos de despeje de la falla son menores es necesario considerar la influencia de la asimetría que refleja el período transitorio de la corriente de falla, para lo anterior se considera un factor de amplificación  $K_a$  de la

corriente  $I_G$  el cual depende de la razón  $X/R$  equivalente en el punto de falla y del tiempo de despeje de la misma según la Figura 6.

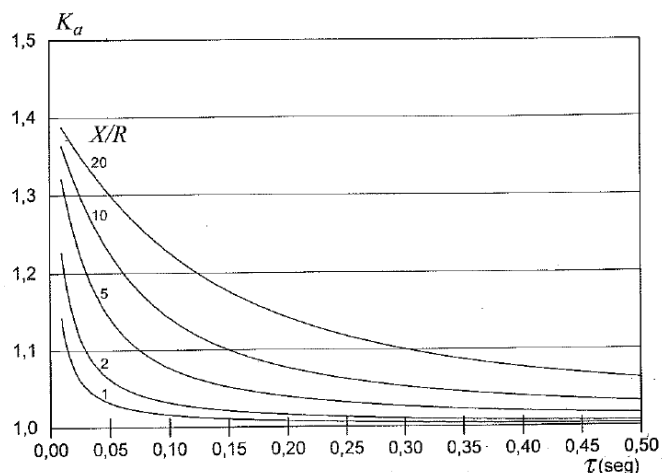


Figura 6: Factor de asimetría en función del tiempo de duración de la falla

Finalmente, tener en consideración el ANEXO TÉCNICO: Cálculo de Nivel Máximo de Cortocircuito, adjunto a la NTSyCS 2020.

## 5. RECOMENDACIONES GENERALES

### 5.1. Plan de revisiones de capacidad de las MPT en servicio

Debido al incremento permanente en las corrientes de cortocircuito del sistema se propone un plan de revisión quinquenal en donde se calcule el  $I_G$  de cada subestación pero con el sistema en condiciones de operación real, luego comparar este  $I_G$  con el obtenido en el último proyecto de MPT en dicha subestación que deberá estar indicado en el plano de MPT de la SE, y chequear que no se sobrepase este valor, en caso de sobrepasarse deberá gestionarse un nuevo proyecto de MPT.

Para el diseño y verificación de la MPT, tener en consideración la normativa internacional "IEEE 80 2013 Guide for safety in AC Substation Grounding" y el Pliego Técnico Normativo RPTD N°6 "Puesta a tierra".

### 5.2. Uso de cámara de inspección de la MPT.

El uso de cámaras de inspección de MPT no se justifica en subestaciones de poder debido a que hay arranques visibles, estas cámaras están pensadas en instalaciones donde la MPT no está accesible.

### 5.3. Uso de parrillas de operación

El objetivo de este elemento es garantizar al operador de un elemento de maniobra en patio (interruptor y seccionadores cuchillo) que en caso de ocurrir una falla como consecuencia de su

acción tenga entre mano y pies una diferencia de potencial mínima. En principio podría considerarse innecesario el uso de la parrilla ya que si la malla de tierra se ha dimensionado para que no existan, en ningún punto de ella, valores de solicitación que sobrepasen lo tolerable, no debería adoptarse ninguna medida adicional en tal sentido. Sin embargo, aceptando que el operador considera que la maniobra del elemento significa un riesgo mayor que el habitual, se podrá utilizar una parrilla para otorgarle mayor seguridad. En este sentido se recomienda el uso de un equivalente a las parrillas tradicionalmente utilizadas, consistente en una pequeña malla metálica portátil, conectada con una prensa al cable de bajada de conexión a tierra. El operador debería ubicarse sobre ella al realizar la operación del equipo de maniobras en forma local. Por lo tanto se recomienda disponer una malla de operación portátil en cada subestación, en lugar de tener permanentemente parrillas de operación a pie de cada equipo de maniobra.

## 6. ANEXOS

### 6.1. Metodología para el cálculo de divisor de corriente en una LT con cable de guarda.

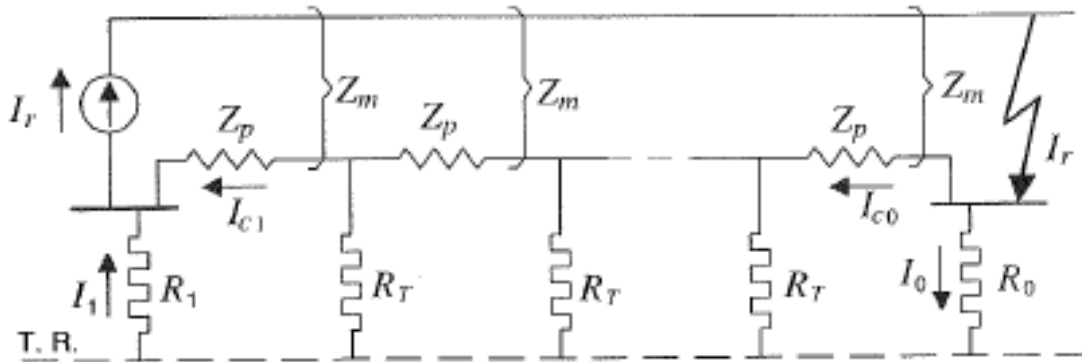


Figura 3A2-3\* Representación del caso básico analizado, utilizando valores medios.

En la Figura 3A2-3:

- $Z_p$  es la impedancia propia con retorno por tierra del cable de tierra, para la luz media. Si existe más de un cable de tierra, es la impedancia propia equivalente del conjunto.
- $Z_m$  es la impedancia mutua con retorno por tierra entre el cable de tierra equivalente y el conductor de fase equivalente, para la luz media de la línea.
- $R_T$  es la resistencia media de puesta a tierra de las estructuras de la línea.
- $R_0$  y  $R_1$  son respectivamente las resistencias de puesta a tierra de la subestación donde ocurre la falla y de la subestación fuente de la corriente de falla. (Nota: no confundir con resistencias a secuencia).

#### Circuito equivalente de una SE terminal:

A partir del circuito de la Fig. 3A2-3 se puede plantear un sistema equivalente con parámetros distribuidos (similar a la sol. de LLTT). Expresando lo anterior con un circuito equivalente de parámetros concentrados queda:

$$Z'_p = \sqrt{[(n+1)/n] Z_p R_T} \operatorname{tgh}(K/2) \quad (3A2.1)$$

$$Z'_m = Z_m \sqrt{[(n+1)/n] R_T / Z_p} \operatorname{tgh}(K/2) \quad (3A2.2)$$

$$Z'_T = \sqrt{[(n+1)/n] Z_p R_T} \operatorname{cosech}(K) \quad (3A2.3)$$

donde  $n$  es el número de estructuras de la línea, y:

$$K = \sqrt{[n(n+1)] Z_p / R_T} \quad (3A2.4)$$

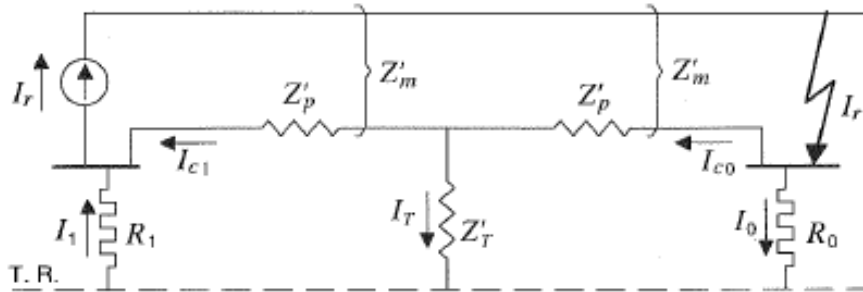


Figura 3A2-4 ♦ Circuito equivalente de parámetros concentrados del caso básico.

En el caso particular de una línea larga (teóricamente  $n \rightarrow \infty$ ; en la práctica  $n > 20$ ), las expresiones (3A2.1) a (3A2.3) toman la forma:

$$Z'_p = \sqrt{Z_p R_T} \quad (3A2.5), \quad Z'_m = Z_m \sqrt{R_T / Z_p} \quad (3A2.6), \quad Z'_T = 0 \quad (3A2.7)$$

Si en el circuito de la Figura 3A2-4, se definen las siguientes impedancias auxiliares:

$$Z_{00} = Z'_p + Z'_T + R_0 \quad (3A2.8) \quad Z_{11} = Z'_p + Z'_T + R_1 \quad (3A2.9)$$

$$Z_{m0} = Z'_m + R_0 \quad (3A2.10) \quad Z_{m1} = Z'_m + R_1 \quad (3A2.11)$$

las corrientes dispersadas por las puestas a tierra 0 y 1, las corrientes en los extremos del cable de tierra y la corriente equivalente (suma algebraica) en las estructuras de la línea, valen:

$$I_0 = \frac{Z_{11}(Z_{00} - Z_{m0}) - Z'_T(Z'_T + Z_{m1})}{Z_{00}Z_{11} - Z_T'^2} \cdot I_r \quad (3A2.12)$$

$$I_1 = \frac{Z_{00}(Z_{11} - Z_{m1}) - Z'_T(Z'_T + Z_{m0})}{Z_{00}Z_{11} - Z_T'^2} \cdot I_r \quad (3A2.13)$$

$$I_{c0} = \frac{Z_{11}Z_{m0} + Z_{m1}Z'_T}{Z_{00}Z_{11} - Z_T'^2} \cdot I_r \quad (3A2.14), \quad I_{c1} = \frac{Z_{00}Z_{m1} + Z_{m0}Z'_T}{Z_{00}Z_{11} - Z_T'^2} \cdot I_r \quad (3A2.15)$$

$$I_T = I_{c0} - I_{c1} \quad (3A2.16)$$

Este modelo se puede generalizar a una subestación con  $N$  líneas donde pueden existir algunas con cables de guardia y otras que no lo tengan.

