

Puestas a Tierra para Instalaciones Eléctricas

Prof. Claudio González Cruz
Serie de Apuntes Técnicos
SAT-ELEC05-2025
Edición 2025

La puesta a tierra constituye uno de los elementos fundamentales en el diseño y operación segura de las instalaciones eléctricas, tanto con empalmes en baja como en media tensión. Su correcta implementación no solo permite proteger a las personas frente a contactos eléctricos y descargas atmosféricas, sino que también asegura la estabilidad operativa de los sistemas, la compatibilidad electromagnética y el cumplimiento normativo.

En el contexto chileno, la evolución de los pliegos técnicos (particularmente los RIC N°05 y 06), ha redefinido los criterios de diseño, instalación y mantenimiento de los sistemas de puesta a tierra, incorporando exigencias más rigurosas en cuanto a interconexión equipotencial, métodos de verificación y documentación técnica. A su vez, las recomendaciones internacionales como IEC 60364, IEC 62305 e IEEE Std 80 contempladas en el marco regulatorio, ofrecen criterios de referencia para el diseño, criterios de resistencia admisibles y condiciones de seguridad.

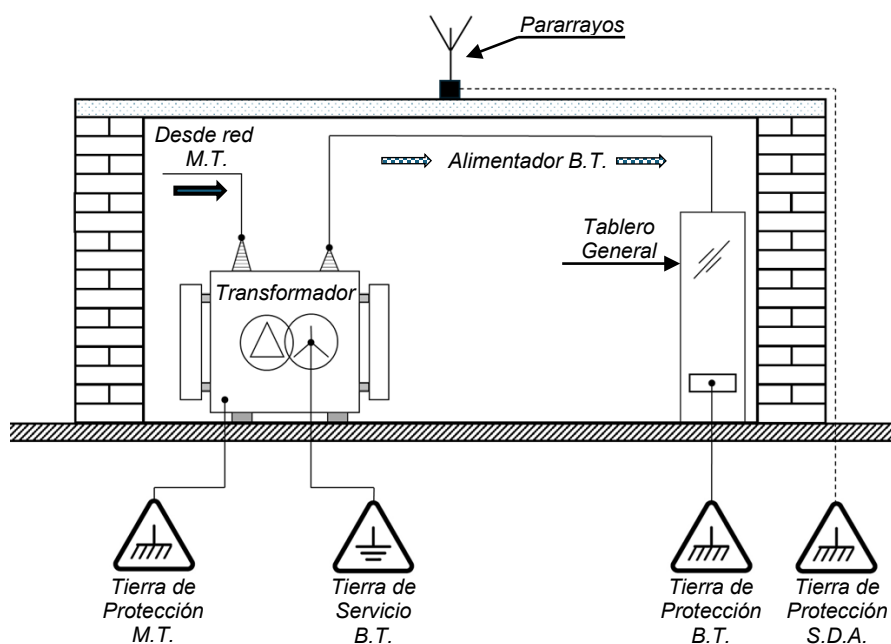


Figura 1 – Puestas a tierra de una instalación de consumo de energía eléctrica

Toda instalación eléctrica debe incorporar diversas conexiones a tierra, determinadas por la naturaleza de sus funciones y las condiciones específicas de operación. En términos generales, se distinguen dos tipos principales: la puesta a tierra de protección orientada a salvaguardar a las personas e instalaciones (puede existir tanto en media como en baja tensión además de la dedicada al sistema de descargas atmosféricas de la que hablaremos en el apunte dedicado a la protección contra sobretensiones), y la puesta a tierra de servicio, destinada a establecer una referencia de potencial para el funcionamiento del sistema eléctrico.

En la Figura 1 se representaron esquemáticamente las diferentes puestas a tierra mencionadas anteriormente, las que son habituales en las instalaciones eléctricas actuales. De ellas, comenzaremos por analizar las señaladas como puesta a tierra de servicio y puesta a tierra de protección de baja tensión, cuyas interconexiones según el RIC N°05 generan los denominados “Esquemas de Conexión a Tierra” (ECT).

Los esquemas de conexión a tierra se analizan para la determinación de las características de las medidas de protección contra contactos eléctricos (directo y/o indirecto), así como de las especificaciones de los equipos encargados de tales funciones. Para efecto del presente documento, representan un factor determinante en el establecimiento de la resistencia máxima que deberá poseer el dispositivo de puesta a tierra que estemos diseñando.

Los ECT, se establecen en función de la conexión a tierra del neutro de la alimentación, por un lado, y las masas de la instalación receptora por el otro, mediante la utilización de un código de letras con el siguiente significado:

- a) Primera letra: Se refiere a la situación del neutro de la alimentación con respecto a tierra.
 - T : Neutro conectado directamente a tierra.
 - I : Neutro conectado mediante una impedancia a tierra.

- b) Segunda letra: Se refiere a la situación de las masas de la instalación con respecto a tierra.
 - T : Masas conectadas directamente a tierra.
 - N : Masas conectadas directamente al neutro.

- c) Tercera letra: usada sólo si la segunda letra es N.
 - C : Las funciones de neutro y de protección, combinadas en un solo conductor.
 - S : Las funciones de neutro y de protección, aseguradas por conductores separados.

Según lo anterior, podemos entonces concentrar dos grandes grupos de esquemas, los denominados Sistemas Puestos a Tierra y los Sistemas Puestos al Neutro.

En los **Sistemas Puestos a Tierra**, existen dos dispositivos de conexión al suelo independientes, uno dedicado a la tierra de servicio y otro a la tierra de protección. Si el neutro de la alimentación se conecta sólidamente a tierra por medio de un dispositivo (malla, electrodo, conjunto, etc), y las masas de los equipos de la instalación, interconectados mediante un conductor de protección, el que se conecta directamente a su propia puesta a tierra, estamos en presencia del denominado esquema TT. Adicionalmente si la conexión a tierra del neutro del secundario del transformador de alimentación no existe o se conecta a tierra por medio de una impedancia de valor elevado, estaremos utilizando el esquema IT.

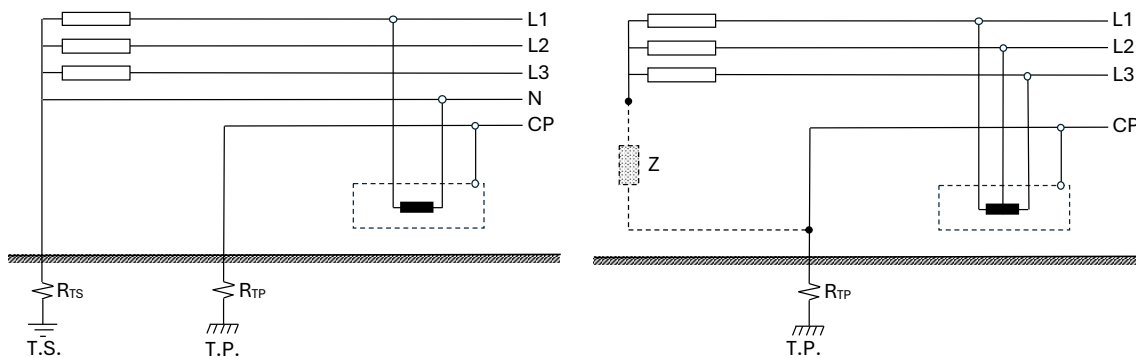


Figura 2 – Sistemas puestos a tierra (TT – IT)

Esquema TT: En este caso, las corrientes de falla fase-masa o fase-tierra tienen valores bajos dado que se comporta como un cortocircuito monofásico a tierra de alta impedancia, pero pueden ser suficientes para provocar la aparición de tensiones peligrosas en las masas de los equipos por sobre los límites de seguridad normativos. Al presentarse un defecto a masa, se produce una corriente de defecto a tierra " I_d " que está limitada por varias resistencias en serie del circuito que se origina.

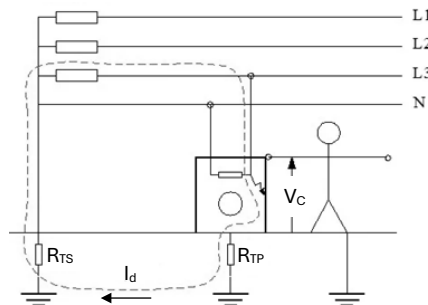


Figura 3 – Circuito equivalente de falla en un esquema TT

Considerando la imagen anterior (Figura 3), la corriente de defecto “ I_d ”, estaría dada por la expresión siguiente, que, para efectos de simplificación sólo considera el aporte de las resistencias de las puestas a tierra involucradas.

$$I_d = \frac{V_F}{R_{TS} + R_{TP}}$$

V_F : Voltaje de fase (V)

R_{TS} : Resistencia de la puesta a tierra de servicio (Ω)

R_{TP} : Resistencia de la puesta a tierra de protección (Ω)

La tensión de contacto o transferida “ V_c ”, la cual representa la diferencia entre el aumento de potencial de tierra y el potencial de superficie en el punto en que una persona está de pie, mientras que al mismo tiempo tiene una mano o parte de su cuerpo en contacto con una estructura conectada a tierra (RIC N°05), se calcula con la expresión siguiente:

$$V_c = I_d \times R_{TP}$$

I_d : Corriente de defecto a masa (A)

R_{TP} : Resistencia de la puesta a tierra de protección (Ω)

Supongamos que en la Figura N°3, la tensión es de 220 (V) y que la resistencia de la tierra de servicio y la de protección son ambas de 25 (Ω). La tensión de contacto que aparecería en una persona que toca la carcasa del equipo en falla sería:

$$I_d = \frac{V_F}{R_{TS} + R_{TP}} = \frac{220}{25 + 25} = 4,4(A) \therefore V_c = I_d \times R_{TP} = 4,4 \times 25 = 110(V)$$

El valor de voltaje obtenido es muy alto considerando los límites dados por nuestra norma, la que señala que: *“al presentarse un defecto de aislación, la tensión máxima a aparecer no debe sobrepasar el voltaje de seguridad, que representa el nivel de tensión lo suficientemente bajo como para ser aplicado al cuerpo humano sin peligro alguno de electrocución”*. El RIC N°05 señala 50 (V_{AC}) en lugares secos y 24 (V_{AC}) en lugares húmedos o mojados en general y en salas de operaciones quirúrgicas en particular. También este último valor se aplica a instalaciones de alumbrado público contempladas en la sección 19 del Pliego Técnico Normativo RIC N°11.

En lo que respecta a la resistencia máxima de la puesta a tierra de servicio en una red TT, estas deben ser diseñadas de forma que aseguren el funcionamiento correcto de los equipos y de la propia instalación. El diseño deberá garantizar que la tensión de cualquier conductor activo con respecto a tierra no sobrepase los 250 (V) y el valor resultante de su resistencia no supere los 20 (Ω).

Según el RIC N°05 y RICN°06 cuando utilizamos el esquema TT, se debe cumplir la siguiente ecuación para el caso de la resistencia máxima que debe tener la puesta a tierra de protección:

$$R_{TP} \leq \frac{V_S}{I_o}$$

R_{TP} : Resistencia de la puesta a tierra de protección (Ω)

V_S : Voltaje de seguridad (V)

I_o : Corriente de disparo del dispositivo de protección de circuitos (A)

Para la corriente de disparo del dispositivo de protección de circuitos " I_o ", vamos a considerar la utilización del denominado "*Interruptor Diferencial*", de una sensibilidad igual a los 30 (mA). Con los antecedentes anteriores considerando un lugar húmedo (condición más desfavorable), tendremos que:

$$R_{TP} \leq \frac{V_S}{I_o} \leq \frac{24}{0,03} \leq 800(\Omega)$$

Como puede verificarse en el resultado de la ecuación anterior, al tener en los circuitos finales interruptores diferenciales de 30 (mA), la resistencia máxima de la puesta a tierra de protección resulta ser un número significativamente alto, pero, no debemos olvidar que la corriente de defecto no tan solo es limitada por la resistencia del dispositivo de puesta a tierra, sino que por todos los elementos asociados al circuito de defecto, como los cables, elementos de conexión, chasis del equipo en falla, etc. Es por lo anterior que, si diseñamos la puesta a tierra para el valor directo de la fórmula, no estaremos garantizando una desconexión rápida ni segura ante una falla a tierra. Las normas internacionales (IEC 60364), y las recomendaciones técnicas establecen que la resistencia de puesta a tierra debe ser lo suficientemente baja como para asegurar:

- La activación inmediata del dispositivo de protección,
- La limitación de la tensión de contacto a valores seguros,
- La confiabilidad del sistema ante variaciones en la impedancia del circuito de falla.

Una expresión que nos permite determinar el valor máximo recomendable que debe tener nuestra tierra de protección en el caso de utilizar el esquema TT, se presenta a continuación:

$$R_{TP} \leq R_{TS} \frac{V_F - V_S}{V_S}$$

R_{TS} : Resistencia de la puesta a tierra de servicio (Ω)

V_F : Voltaje de fase (V)

V_S : Voltaje de seguridad (V)

Si consideramos que nuestro límite de resistencia de puesta a tierra de servicio es de 20 (Ω), y que tomamos como condición más desfavorable un ambiente húmedo, la resistencia máxima que debería tener nuestra tierra de protección sería:

$$R_{TP} \leq R_{TS} \frac{V_F - V_S}{V_S} \leq 20 \times \frac{220 - 24}{24} \leq 163,3(\Omega)$$

Ante un defecto de aislamiento en un circuito protegido por un protector diferencial de 30 (mA), la máxima tensión de contacto que podría aparecer para la resistencia anterior sería:

$$V_C = I_d \times R_{TP}$$

$$V_C = 0,03 \times 163,3 = 4,9 (V)$$

El valor anterior claramente muestra que la tensión de contacto es baja y por tanto nuestro esquema puede pensarse seguro, pero debemos calcular todavía la tensión presente en la tierra de servicio en una operación normal y evaluar el sistema en su conjunto. Supongamos entonces que las corrientes de línea en el secundario de nuestro transformador de alimentación son: $I_{L1}=800$ (A), $I_{L2}=915$ (A), $I_{L3}=865$ (A), lo que representa un desbalance de 6,4% y que tenemos un aporte del 5% de terceros armónicos totales en la red.

Primero calcularemos la corriente en el neutro sólo con el aporte de la parte fundamental de la corriente usando los ángulos de desfase convencionales:

$$\begin{aligned} -I_{Nf} &= (I_{L1} \angle 0^\circ) + (I_{L2} \angle -120^\circ) + (I_{L3} \angle +120^\circ) \\ I_{L1} &= 800 + j0 (A) ; I_{L2} = -457,5 - j792,41 (A) ; I_{L3} = -432,5 + j749,11 (A) \\ I_{Nf} &= -(I_{L1} + I_{L2} + I_{L3}) \\ I_{Nf} &= 90 + j43,3 (A) \rightarrow 99,87 \angle 26^\circ (A) \end{aligned}$$

Los terceros armónicos se denominan “triplen” y son componentes de secuencia cero, es decir, al multiplicar el ángulo de fase por 3, las tres fases quedan con el mismo ángulo:

$$\begin{aligned} (I_{L1} \angle 3 \times 0^\circ) + (I_{L2} \angle 3 \times -120^\circ) + (I_{L3} \angle 3 \times +120^\circ) \\ (I_{L1} \angle 0^\circ) + (I_{L2} \angle 0^\circ) + (I_{L3} \angle 0^\circ) \end{aligned}$$

Eso significa que los corrientes triplen en I_{F1} , I_{F2} e I_{F3} están todas en fase entre sí y, por tanto, se suman algebraicamente en el conductor neutro (no se cancelan).

$$\begin{aligned} I_{L1(3A)} &= 40 + j0 (A) ; I_{L2(3A)} = 45,75 + j0 (A) ; I_{L3(3A)} = 43,25 + j0 (A) \\ I_{N(3A)} &= -(I_{L1(3A)} + I_{L2(3A)} + I_{L3(3A)}) \\ I_{N(3A)} &= -129 + j0 (A) \rightarrow 129 \angle 180^\circ (A) \end{aligned}$$

Sumando la componente fundamental y el aporte del tercer armónico, tendremos la corriente que estaría circulando a la tierra de servicio:

$$I_{TS} = I_{Nf} + I_{N(3A)}$$

$$I_{TS} = (90 + j43,3) + (-129 + j0) = -39 + j43,3 \text{ (A)} \rightarrow 58,28 \angle 132^\circ \text{ (A)}$$

El valor de corriente obtenido anteriormente " I_{TS} " provoca la aparición de un campo eléctrico en el lugar en donde se encuentra la puesta a tierra de servicio, el que podría llegar a hacer aparecer un potencial en la puesta a tierra de protección si ésta se encuentra muy próxima.

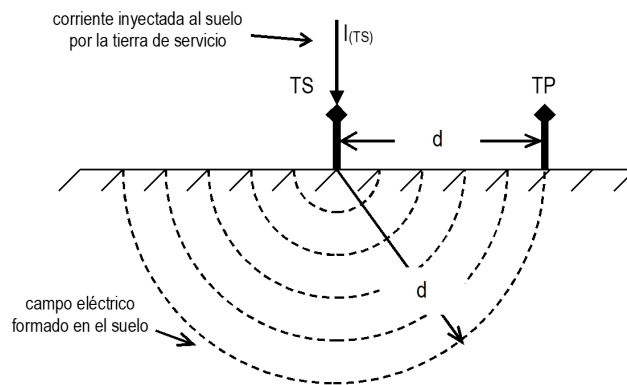


Figura 4 – Campo eléctrico semiesférico producido en el suelo

El potencial máximo que aparecería en la puesta a tierra de servicio según nuestro ejemplo sería el siguiente:

$$V_{TS} = I_{TS} \times R_{TS} = (-39 + j43,3) \times 20 = -780 + j866 \rightarrow 1.165,49 \angle 132^\circ \text{ (V)}$$

La idea es separar la puesta a tierra de protección respecto a la de servicio, a una distancia segura que permita que el potencial transferido no supere los valores de seguridad, que para nuestro caso de ejemplo es 24 (V). Como vimos en el apunte SAT-ELEC02-2025, el potencial del campo eléctrico en un punto "x" del terreno se obtiene con:

$$\frac{I_{(A)}}{2\pi x^2} = \frac{V_{(x)}}{\rho} \Rightarrow V_{(x)} = \frac{\rho I_{(A)}}{2\pi x^2}$$

Considerando la expresión anterior, podemos decir que el potencial a aparecer en un punto es la integral del campo desde tierra remota hasta la posición "d":

$$U_{(d)} = \int_d^{\infty} V_{(x)} dx = \int_d^{\infty} \frac{\rho I_{(A)}}{2\pi x^2} dx = \frac{\rho I_{(A)}}{2\pi d}$$

Con la ecuación anterior deberemos calcular la distancia mínima, que deberá existir para que la inducción de potencial no sobrepase los límites de seguridad (consideremos una resistividad equivalente de 150 Ωm y sustituyamos las variables por las utilizadas en el presente documento):

$$U_d = \frac{\rho I_{(A)}}{2\pi d} \rightarrow d \leq \frac{\rho I_{(A)}}{2\pi U_d} \rightarrow \frac{\rho I_{(TS)}}{2\pi V_S} \leq \frac{150 \times 58,28}{2\pi \times 24} \leq 57,97 \approx 60 \text{ (m)}$$

Otro factor que considerar en este caso es la asimetría que se produce dado el desbalance de las corrientes de fase y la resistencia de la tierra de servicio. Las tensiones fase-tierra desplazadas se calculan como:

$$V_{(F1,TS)} = V_{F1} - V_{TS}; V_{(F2,TS)} = V_{F2} - V_{TS}; V_{(F3,TS)} = V_{F3} - V_{TS}$$

$$(V_{F1} \angle 0^\circ); (V_{F2} \angle -120^\circ); (V_{F3} \angle 120^\circ)$$

$$V_F = \frac{V_L}{\sqrt{3}} \approx 220 \text{ (V)}$$

Reemplazando los valores tendremos que para nuestro ejemplo los valores de tensión serían los siguientes:

$$V_{(F1,TS)} = 1.322,84 \angle -41^\circ \text{ (V)}; V_{(F2,TS)} = 1.251,09 \angle -58^\circ \text{ (V)}; V_{(F3,TS)} = 951,4 \angle -45^\circ \text{ (V)}$$

Como podemos observar en los resultados anteriores y tal como lo muestra la Figura 5 a continuación, tenemos un serio problema de asimetría con elevadas sobretensiones respecto a tierra, que debemos reducir para evitar los daños lógicos que pueden provocar en la instalación y sus usuarios, como también cumplir con la exigencia normativa respecto al valor de la tierra de servicio mencionada anteriormente: “.... la tensión de cualquier conductor activo con respecto a tierra no sobrepase los 250 (V)”.

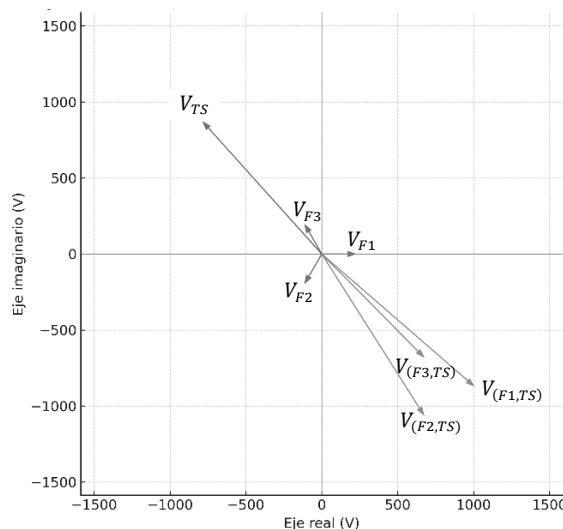


Figura 5 – Asimetría de tensiones fase-tierra (caso $I_{L1}=800 \text{ (A)}$, $I_{L2}=915 \text{ (A)}$, $I_{L3}=865 \text{ (A)}$, $R_{TS}=20\Omega$, $THD_3=5\%$)

Los principales riesgos para los equipos trifásicos de la instalación teórica anterior, como los motores, se presentan en el aislamiento a tierra de su bobinado, el que queda sometido a tensiones de hasta 1,32 (kV) respecto al suelo, muy por encima de su diseño que generalmente es 0,6–1,1 (kV) lo que acelera su envejecimiento provocando en corto tiempo problemas de aislamiento. En el caso de los variadores (usados para el control de los motores), y equipos con referencias a tierra (filtros EMI, fuentes auxiliares monofásicas internas), se generan sobretensiones y corrientes de fuga y por tanto daños en los componentes electrónicos.

En el caso de los equipos monofásicos si bien siguen estando alimentados a su tensión nominal (fase-neutro), en el caso del desplazamiento (fase- tierra servicio), se provocaría en el caso de que la tierra de protección no se encuentre a la distancia necesaria de separación (60 metros para nuestro ejemplo), que las carcassas de los equipos queden sometidos a tensiones muy grandes destruyendo su aislación y provocando descargas internas que dejarían fuera de servicio a estos y simultáneamente la aparición de riesgos de incendio por sobrecalentamiento de las masas. No debemos descuidar el peligro para los usuarios. También debemos considerar que en la superficie de la puesta a tierra de servicio aparecen gradientes de potencial, que si no tomamos las precauciones suficientes (como por ejemplo recubrir la capa superficial del lugar en donde se encuentra emplazada con gravilla o concreto), es posible aparezcan tensiones de paso elevadas en una persona que camine por sobre el lugar (recibiría descargas peligrosas entre sus pies).

Las acciones por implementar en nuestro ejemplo pasan por reducir lo mayormente posible la circulación de corrientes por el neutro principal, lo cual se logra controlando el desbalance entre fases y disminuyendo o eliminando los armónicos triplens. Lo anterior sumado con la disminución de la resistencia de la tierra de servicio, logrará cumplir con las exigencias normativas y de seguridad.

1) Mejorar el desbalance de corrientes:

Si movemos carga (45 A), desde la fase 2 a la fase 1, lograremos un desbalance de 1,16%, quedando entonces:

$$I_{L1} = 845 (A) , I_{L2} = 870 (A) , I_{L3} = 865 (A)$$

2) Reduciendo los armónicos triplens:

Al agregar filtros activos logramos mantener el desbalance controlado y conseguimos limitar los armónicos, por lo que la corriente del neutro y por tanto la derivada a la tierra de servicio, asumiendo un contenido armónico máximo del 1,5%, sería:

$$I_{TS} = I_{Nf} + I_{N(3A)}$$
$$I_{TS} = (22,5 + j4,33) + (-38,71 + j0) = -16,21 + j4,33 (A) \rightarrow 16,78 \angle 165^\circ (A)$$

3) Disminuyendo el valor de resistencia de la tierra de servicio:

Al disminuir la resistencia de la puesta a tierra de servicio, por ejemplo, a 1,5 (Ω), simultáneamente con la reducción de la corriente del punto anterior, logramos bajar el desplazamiento del neutro a un valor aceptable:

$$V_{TS} = I_{TS} \times R_{TS} = (-16,21 + j4,3) \times 1,5 = -24,32 + j6,45 \rightarrow 25,16 \angle 165^\circ (V)$$

$$V_{(F1,TS)} = 220 \angle 0^\circ - 25,16 \angle 165^\circ = 244,39 \angle -2^\circ (V)$$

$$V_{(F2,TS)} = 220 \angle -120^\circ - 25,16 \angle 165^\circ = 214,87 \angle -114^\circ (V)$$

$$V_{(F3,TS)} = 220 \angle 120^\circ - 25,16 \angle 165^\circ = 202,99 \angle 115^\circ (V)$$

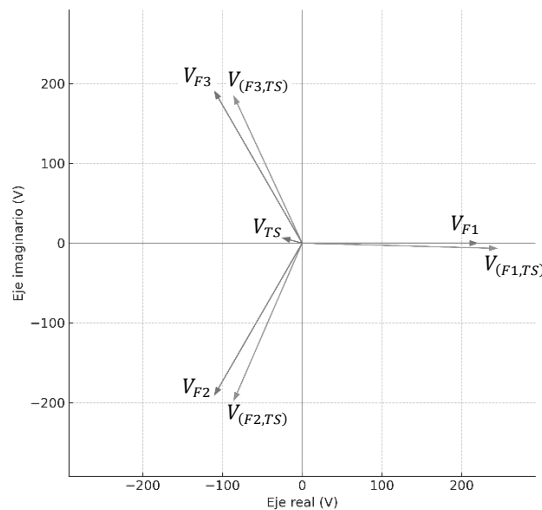


Figura 6 – Asimetría de tensiones fase-tierra (caso $I_{L1}=845$ (A), $I_{L2}=870$ (A), $I_{L3}=865$ (A), $R_{TS}=1,5 \Omega$, $THD_3=1,5\%$)

Con las mejoras propuestas, tal como se observa en la figura anterior, la simetría del sistema se ajusta a valores aceptables, además que la distancia entre ambas puestas a tierra ahora puede ser menor, en nuestro caso:

$$d \leq \frac{\rho I_{(TS)}}{2\pi V_S} \leq \frac{150 \times 16,78}{2\pi \times 24} \leq 16,69 \approx 17 (m)$$

Otro punto que considerar es que el límite recomendable de la resistencia máxima de la puesta a tierra de protección cambia, en este caso a:

$$R_{TP} \leq R_{TS} \frac{V_F - V_S}{V_S} \leq 1,5 \times \frac{220 - 24}{24} \leq 12,25 (\Omega)$$

Como hemos revisado hasta el momento, el esquema TT se caracteriza por el uso de puestas a tierra de servicio y de protección independientes, lo que genera una mayor complejidad en la gestión de corrientes de defecto.

El análisis desarrollado correspondiente a una instalación tipo, demuestra que, si bien la resistencia de puesta a tierra de protección podría ser elevada al emplear dispositivos diferenciales de 30 mA, en la práctica deben adoptarse valores mucho menores para garantizar una desconexión rápida y segura. Asimismo, se evidencia que el desbalance de las corrientes de fase y la presencia de armónicos influyen de manera significativa en el desplazamiento del neutro, provocando sobretensiones; para mitigar estos riesgos es indispensable:

- Controlar el desbalance de cargas,
- Reducir o filtrar armónicos triplens,
- Minimizar la resistencia de la puesta a tierra de servicio,
- Mantener distancias de seguridad entre tierras de servicio y de protección.

De esta manera, se logra cumplir las normas, mejorar la confiabilidad operativa y reducir riesgos para personas y equipos, pero desafortunadamente el costo implícito en estas acciones hace que este sistema tenga un costo elevado de implementar versus sus eventuales beneficios.

Esquema IT: En este caso, lo que se busca es la continuidad del servicio incluso al existir un primer defecto sin comprometer la integridad de las instalaciones y la seguridad de los usuarios. Para lograrlo, se evita conectar a tierra el punto estrella del transformador de alimentación o se realiza mediante una impedancia de un valor elevado, además, de limitar la extensión de la instalación para disminuir el efecto capacitivo de los cables con respecto a tierra y también no se distribuye el neutro.

Para poder detectar la existencia de un primer defecto en una red IT, se deben utilizar controladores permanentes de aislamiento (CPA), los cuales son dispositivos que supervisan la red e indican la aparición del defecto mediante la activación de una señal acústica o visual. La instalación puede seguir funcionando, pero hay que buscar la falla de aislamiento para evitar que se produzca un segundo defecto.

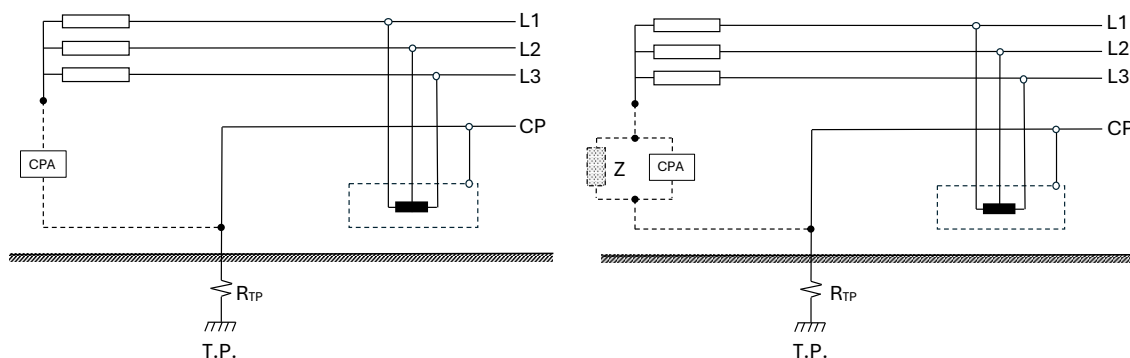


Figura 7 – Controlador permanente de aislamiento en una red IT

Como puede observarse en la figura anterior, si la red es con el neutro aislado, el CPA se instala entre el punto estrella del secundario de nuestro transformador y la tierra de la instalación, mientras que, si el sistema IT usado es del tipo “impedante”, se instala en paralelo a la impedancia, pero siempre entre el punto estrella y la tierra de la instalación. Este dispositivo inyecta una señal de medida entre el sistema eléctrico y tierra, y analiza la respuesta, proceso que dependerá de la tecnología que utilice para el procesamiento, el que puede ser de tensión continua (DC), o pulsante de muy baja energía, de señal AC de baja frecuencia, señal combinada AC/DC, como también, en redes con presencia de variadores de frecuencia o filtros que distorsionan la señal, algunos CPA usan algoritmos digitales (método de superposición de onda de medida), que separan la señal de prueba de las componentes armónicas de la red.

Para calcular la corriente de falla “ I_d ”, al presentarse un primer defecto en un esquema IT se deberá analizar el circuito que se forma, el que dependerá si la red es con neutro aislado o impedante.

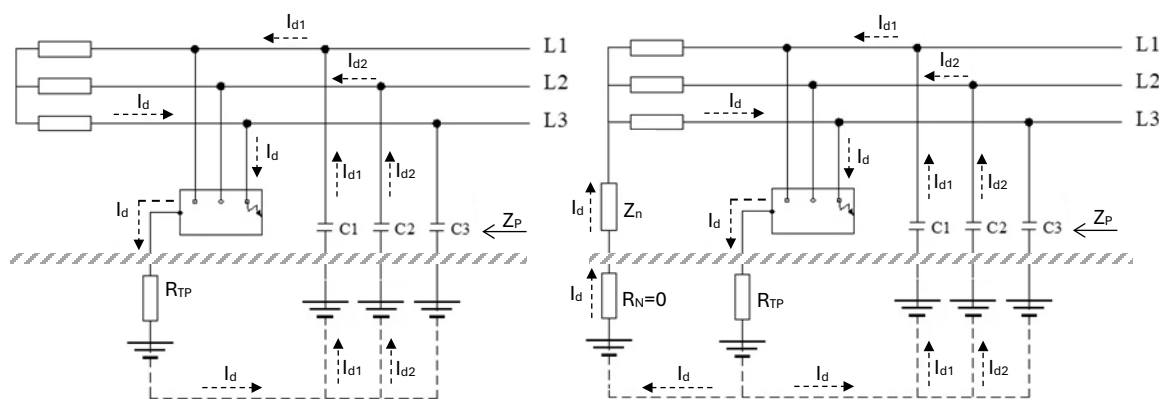


Figura 8 – Circuito ante la primera falla en una red IT con neutro aislado y neutro impedante

En ambas alternativas de red IT, el RIC N°05 establece que las masas se conectan a tierra de protección individualmente o por grupos, pero en todo caso se debe satisfacer la siguiente expresión:

$$R_A \times I_d \leq V_s$$

R_A : Representa la suma de las resistencias de toma de tierra y de los conductores de protección de las masas (Ω)

I_d : Es la corriente de defecto en caso de una primera falla franca de baja impedancia entre un conductor de fase y una masa. Este valor tiene en cuenta las corrientes de fuga y la impedancia global de puesta a tierra de la instalación eléctrica (A)

V_s : Voltaje de seguridad (V)

En la Figura 8 pueden observarse para los dos casos de esquema IT, la representación de capacitancias conectadas a tierra señaladas como “ Z_P ”. Esta impedancia es debida a la capacidad “ C ” de los cables que surge por el aislamiento entre los conductores activos y tierra (cada cable actúa como un pequeño capacitor respecto al suelo), y la resistencia “ R ” de aislamiento de los cables la que representa las pérdidas por fuga a través del aislamiento del conductor, el que suele ser muy alto, pero no es infinito.

Para calcular la impedancia “ Z_P ”, debemos conocer la capacitancia y resistencia de aislamiento del cable con el que estamos trabajando, valores que podemos obtener de los catálogos de los fabricantes o bien, utilizar los siguientes valores referenciales: 1,0 $\mu\text{F/Km}$ y 1,0 $\text{M}\Omega/\text{Km}$.

Es importante aclarar que “ R ” y “ C ” en un modelo de línea con respecto a tierra, (Figura 8), ambos fenómenos ocurren en paralelo entre sí, dado que una parte de la corriente de fuga se va por los caminos resistivos del aislamiento (corriente continua y alterna muy pequeña pero real), y otra parte (la mayor en AC), se va por el acoplamiento capacitivo hacia tierra desplazada en 90° . Considerando esto, la impedancia “ Z_P ”, sería el valor equivalente en paralelo de las impedancias resistivas y capacitivas del aislamiento del cable con respecto a tierra:

$$Z_P = \frac{Z_R \times Z_C}{Z_R + Z_C}$$

Z_R : Impedancia resistiva de aislamiento respecto a tierra del cable (Ω)

Z_C : Impedancia capacitiva de aislamiento respecto a tierra del cable (Ω)

En un esquema IT, la capacitancia y resistencia de los cables se introducen como variables debido a que definen el camino de retorno de la corriente de falla en ausencia de una conexión directa a tierra y son la base de los esquemas nodales que nos permiten determinar las ecuaciones a utilizar para el cálculo de la corriente de defecto “ I_d ”.

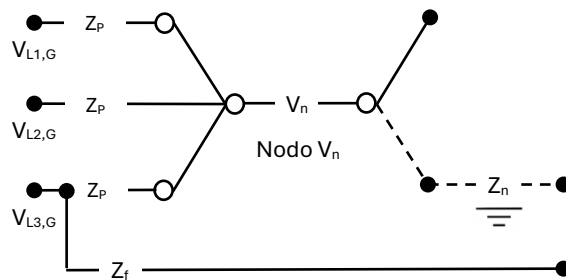


Figura 9 – Circuito nodo-equivalente (esquemático) régimen IT con neutro aislado e impedante y falla en L3

Analizando la figura anterior, y aplicando LCK, vamos a determinar la expresión que nos permitirá calcular la corriente de defecto “ I_d ” tanto para sistemas con neutro aislado como para sistemas con neutro impedante cuando la falla ocurre en la fase L3:

$$\frac{V_{L1,G} - V_n}{Z_p} + \frac{V_{L2,G} - V_n}{Z_p} + \frac{V_{L3,G} - V_n}{Z_f \parallel Z_p} + \frac{0 - V_n}{Z_n} = 0$$

$$Z_f \parallel Z_p = Z_e = \frac{Z_f \times Z_p}{Z_f + Z_p}$$

$$\frac{V_{L1,G} - V_n}{Z_p} + \frac{V_{L2,G} - V_n}{Z_p} + \frac{V_{L3,G} - V_n}{Z_e} - \frac{V_n}{Z_n} = 0$$

$$\frac{V_{L1,G}}{Z_p} + \frac{V_{L2,G}}{Z_p} - \frac{2V_n}{Z_p} + \frac{V_{L3,G}}{Z_e} - \frac{V_n}{Z_e} - \frac{V_n}{Z_n} = 0$$

$$\frac{V_{L1,G}}{Z_p} + \frac{V_{L2,G}}{Z_p} + \frac{V_{L3,G}}{Z_e} = V_n \left(\frac{2}{Z_p} + \frac{1}{Z_e} + \frac{1}{Z_n} \right)$$

$$V_n = \frac{\frac{V_{L1,G}}{Z_p} + \frac{V_{L2,G}}{Z_p} + \frac{V_{L3,G}}{Z_e}}{\frac{2}{Z_p} + \frac{1}{Z_e} + \frac{1}{Z_n}}$$

En un esquema IT, cuando se produce una primera falla fase–tierra (en nuestro caso en la fase L3), un punto de esta fase queda conectada a tierra a través de la impedancia de falla “ Z_f ” la que en general es simplemente la resistencia de la puesta a tierra de protección “ R_{TP} ”, y por lo tanto, queda conectado en un extremo, al potencial de esta fase respecto a tierra “ $V_{L3,G}$ ” y el otro, al potencial del neutro desplazado respecto a tierra. Al producirse una falla de aislamiento o una asimetría en las impedancias fase–tierra, las fases sanas, a través de sus impedancias de aislamiento, arrastran al neutro hacia un potencial distinto de cero respecto de tierra remota siendo este potencial el denominado “ V_n ” mostrado en la ecuación anterior.

Aplicando la Ley de Ohm, la corriente de defecto estaría finalmente dada por la expresión siguiente en el caso de un sistema IT:

$$I_d = \frac{V_{L,G} - V_n}{Z_f}$$

I_d : Corriente de defecto a masa (A)

$V_{L,G}$: Potencial de fase con respecto a tierra (V)

V_n : Potencial del neutro desplazado respecto a tierra (V)

Z_f : Impedancia de falla (Ω)

Supongamos que el alimentador que surte potencia al tablero en donde está conectado nuestro equipo representado en la Figura 8, tiene 500 (m) de largo. Calculemos su resistencia y reactancia capacitiva para poder conocer el valor de “ Z_P ” para ambas configuraciones de red IT, luego determinemos también la impedancia $Z_f \parallel Z_P$ considerando que nuestra “ R_{TP} ” es de 25 (Ω).

$$Z_R = L \times R_{referencial} = 0,5 \times 1,0 = 5 \times 10^5 (\Omega)$$

$$C = L \times C_{referencial} = 0,5 \times 1,0 = 5 \times 10^{-7} (F)$$

$$Z_C = -j \frac{1}{2\pi f C_L} = -j \frac{1}{2\pi \times 50 \times 5 \times 10^{-7}} = -j6.366,20 (\Omega)$$

$$Z_P = \frac{Z_R \times Z_C}{Z_R + Z_C} = \frac{(5 \times 10^5) \times (-j6.366,20)}{5 \times 10^5 - j6.366,20} = 81,04 - j6.365,17 = 6.365,69 \angle -89,27^\circ (\Omega)$$

$$Z_f \parallel Z_P = Z_e = \frac{Z_f \times Z_P}{Z_f + Z_P} = \frac{25 \angle 0^\circ \times 6.365,69 \angle -89,27^\circ}{25 \angle 0^\circ + 6.365,69 \angle -89,27^\circ} = 25 \angle -0,23^\circ$$

Vamos a calcular ahora “ V_n ” considerando que los fasores de las tensiones tienen los siguientes ángulos: $L_{1,G} \angle 0^\circ$; $L_{2,G} \angle -120^\circ$; $L_{3,G} \angle +120^\circ$ y que tenemos un sistema aislado de tierra y otro impedante con $Z_n = 2.000 (\Omega)$, para finalmente determinar la corriente de defecto “ I_d ” y la tensión de contacto posible de aparecer “ V_c ” la que debería ser para nuestro ejemplo menor a 24 (V).

(a) Para el caso del neutro aislado de tierra:

$$V_n = \frac{\frac{V_{L1,G}}{Z_P} + \frac{V_{L2,G}}{Z_P} + \frac{V_{L3,G}}{Z_e}}{\frac{2}{Z_P} + \frac{1}{Z_e} + \frac{1}{Z_n}} = \frac{\frac{220 \angle 0^\circ}{6.365,69 \angle -89,27^\circ} + \frac{220 \angle -120^\circ}{6.365,69 \angle -89,27^\circ} + \frac{220 \angle 120^\circ}{25 \angle -0,23^\circ}}{\frac{2}{6.365,69 \angle -89,27^\circ} + \frac{1}{25 \angle -0,23^\circ} + \frac{1}{\infty}}$$

$$V_n = \frac{0,0346 \angle 89,27^\circ + 0,0346 \angle -30,73^\circ + 8,8 \angle 120,23^\circ}{0,0003142 \angle 89,27^\circ + 0,04 \angle 0,23^\circ + 0}$$

$$V_n = \frac{8,799488 \angle 120^\circ}{0,040 \angle 0,68^\circ} = 219,99 \angle 119,32^\circ (V)$$

$$I_d = \frac{V_{L,G} - V_n}{Z_f} = \frac{V_{L,3G} - V_n}{Z_f} = \frac{220 \angle 120^\circ - 219,99 \angle 119,32^\circ}{25 \angle 0^\circ} = 104,49 \angle -151^\circ (mA)$$

$$R_A \times I_d \leq V_s \rightarrow |R_{TP}| \times |I_d| \leq V_s \rightarrow 25 \times 0,10449 \leq V_s \rightarrow 2,61 \leq 24 (V)$$

Considerando el resultado anterior, la condición Normativa se cumple dado que nuestro voltaje de contacto es mucho menor que la tensión de seguridad impuesta para el ejercicio.

(b) Para el caso del neutro impedante:

$$V_n = \frac{\frac{V_{L1,G}}{Z_P} + \frac{V_{L2,G}}{Z_P} + \frac{V_{L3,G}}{Z_e}}{\frac{2}{Z_P} + \frac{1}{Z_e} + \frac{1}{Z_n}} = \frac{\frac{220\angle 0^\circ}{6.365,69\angle -89,27^\circ} + \frac{220\angle -120^\circ}{6.365,69\angle -89,27^\circ} + \frac{220\angle 120^\circ}{25\angle -0,23^\circ}}{\frac{2}{6.365,69\angle -89,27^\circ} + \frac{1}{25\angle -0,23^\circ} + \frac{1}{2.000\angle 0^\circ}}$$

$$V_n = \frac{0,0346\angle 89,27^\circ + 0,0346\angle -30,73^\circ + 8,8\angle 120,23^\circ}{0,0003142\angle 89,27^\circ + 0,04\angle 0,23^\circ + 0,0005\angle 0^\circ}$$

$$V_n = \frac{8,799488\angle 120^\circ}{0,040501\angle 0,67^\circ} = 217,27\angle 119,33^\circ (V)$$

$$I_d = \frac{V_{L,G} - V_n}{Z_f} = \frac{V_{L,3G} - V_n}{Z_f} = \frac{220\angle 120^\circ - 217,27\angle 119,33^\circ}{25\angle 0^\circ} = 149,6\angle 163^\circ (mA)$$

$$R_A \times I_d \leq V_s \rightarrow |R_{TP}| \times |I_d| \leq V_s \rightarrow 25 \times 0,1496 \leq V_s \rightarrow 3,74 \leq 24 (V)$$

En este caso también se cumple la condición Normativa dado que nuestro voltaje de contacto es mucho menos a la tensión de seguridad impuesta para el ejercicio.

Importante decir es que no debemos despreciar el efecto de la asimetría que se produce en ambos sistemas ($V_{kG}=V_{kL,G}-V_n$), lo que podemos ver en las gráficas siguientes:

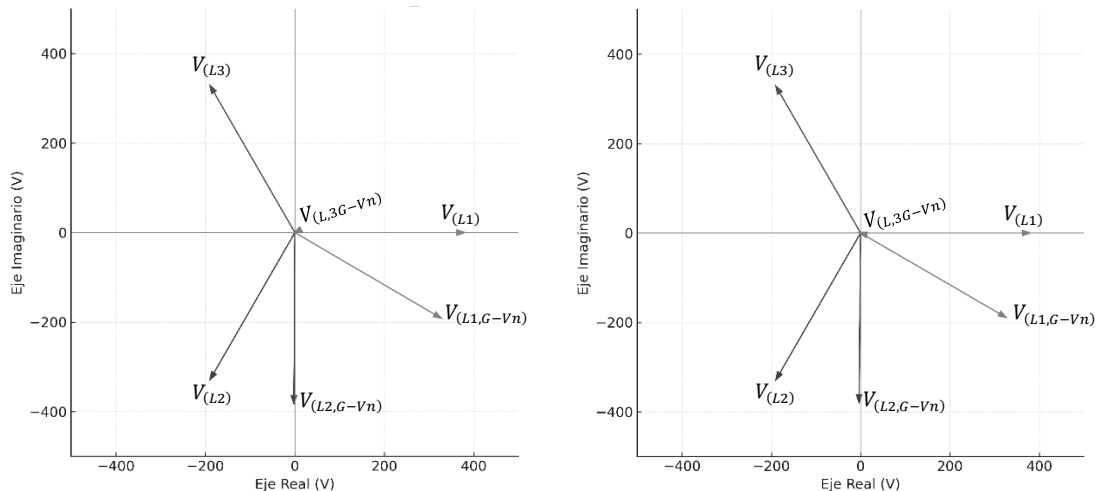


Figura 10 – Diagramas fasoriales de las redes IT con neutro aislado e impedante de ejemplo

En ambas configuraciones de red IT, las tensiones fase-tierra quedan desequilibradas (dos fases aproximadamente a 380 V y la que está con falla un poco por encima de 0 V). En este caso las tensiones fase-fase se mantienen aproximadamente nominales por lo que equipos trifásicos conectados sufren menos en la primera falla.

Si bien en las redes IT se puede conseguir mantener la continuidad del servicio ante la aparición de un primer defecto, existen varios efectos negativos que hacen, por ejemplo, no sea recomendable la distribución del neutro.

Tabla 1
Análisis comparativo general del efecto de distribuir o no el neutro en una red IT

Aspecto	IT sin neutro distribuido	IT con neutro distribuido
Disponibilidad de neutro (N)	No se distribuye el punto estrella del trafo como un neutro de red.	Si se distribuye el punto estrella del trafo como un neutro de red.
Cargas trifásicas	Se alimentan normalmente a 380 V entre fases.	Se alimentan normalmente a 380 V entre fases.
Cargas monofásicas 220 V	No disponibles (no hay 220 V fase-neutro). Solo posible conectar cargas especiales entre fases (380 V).	Disponibles: se conectan fase-neutro a 220 V.
Respuesta ante 1^{ra} falla a tierra	Corriente muy baja. No dispara protección de sobrecorriente por lo que el sistema sigue funcionando (neutro flotante).	Igual que en el caso de IT sin neutro distribuido.
Problema principal	Limitación de uso: no se pueden alimentar cargas comunes de 220 V fase-neutro o fase-fase.	Desplazamiento del neutro. Tensiones fase-tierra pueden subir a cientos o miles de volts.
Riesgos para equipos	Ninguno extra, siempre que todas las cargas sean trifásicas de la tensión nominal del sistema.	Sobretensión en aislamiento de cargas monofásicas y filtros EMC; riesgo de daño en equipos sensibles.
Riesgos para personas	Menores, porque no hay neutro que sea accesible. Existen tensiones de paso/corriente de fuga si hay falla.	Mayores: el neutro distribuido puede estar elevado respecto a tierra; masas metálicas a través de filtros pueden quedar a potencial peligroso.
Protecciones requeridas	Monitor de aislamiento (CPI) + mantenimiento para localizar la primera falla.	CPI obligatorio + diferenciales adecuados + diseño de equipotencialidad robusta + a veces sobredimensionamiento del neutro (por armónicos).
Uso típico	Redes industriales críticas con solo motores/trifásicos (minería, refinerías, hospitales en bloques técnicos).	Sistemas con cargas mixtas, pero muy poco usado en la práctica porque los riesgos de neutro flotante son altos; se prefiere pasar a TN-S o TT.

Al presentarse un segundo defecto a tierra, la corriente " I_d " que aparece, no depende de la conexión del neutro (aislado o impedante), por lo que no se va a cerrar por el transformador a través de la resistencia de tierra de la instalación o capacitancias equivalentes, sino que por los propios cables de la alimentación.

Si la segunda falla fase-tierra en una fase distinta a la del primer defecto (sin haberlo eliminado), se producirá una corriente que es igual a la de cortocircuito entre fases, y por tanto imperativo el corte en un mínimo tiempo, en donde debe cumplirse la siguiente condición según el RIC N°05:

$$2 \times Z_S \times I_a \leq U$$

Z_S : Impedancia del bucle de defecto (Ω).

I_a : Corriente que garantiza el funcionamiento del dispositivo de protección en un tiempo “t” (A)

U : Tensión entre fases, valor eficaz en corriente alterna (V)

Tabla 2
Tiempos máximos de interrupción al segundo defecto en redes IT según tabla 5.2 RIC°05

Tensión Nominal (V _L)	Tiempo máximo de interrupción (seg)
400	0,4
690	0,2
1000	0,1

El trayecto de la corriente de defecto “ I_d ” al presentarse una segunda falla sin haber levantado la primera, se presenta a continuación:

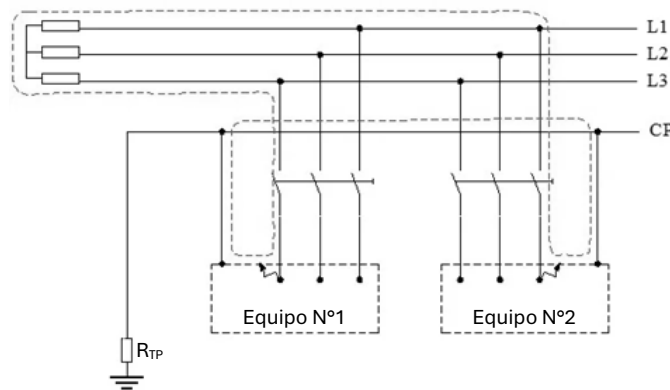


Figura 11 – Circulación de la corriente del segundo defecto en un esquema IT

Como puede verse en la figura anterior, la puesta a tierra no participa en el segundo defecto, dado que este es un cortocircuito entre fases, el que deberá ser despejado por las protecciones en el tiempo máximo dado en la Tabla 2, cuya magnitud aprenderemos a calcular en el apunte siguiente de la serie, el SAT-ELEC06-2025 (Cálculo de Cortocircuitos en BT).

Finalmente podemos decir que, en este esquema, la resistencia de la puesta a tierra de protección puede ser alta según las evaluaciones respectivas, pero el sistema presenta serios problemas de asimetría que lo vuelven complejo de usar, además, de las limitaciones del tipo de carga posible y su alto costo de implementación y mantenimiento.

En los **Sistemas Puestos al Neutro**, el neutro de la alimentación está conectado directamente a tierra, y las masas de la instalación de consumo están conectadas a dicho punto, por lo que, cualquier corriente de falla franca fase-masa se convierte en una corriente de cortocircuito monofásica, quedando constituido el bucle de defecto, exclusivamente por elementos conductores metálicos. Se distinguen dos tipos de estos esquemas TN, según la disposición relativa del conductor neutro y del conductor de protección.

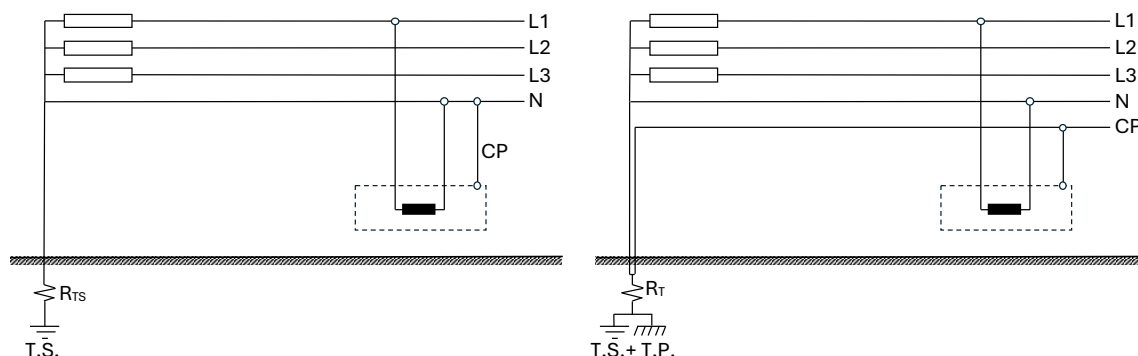


Figura 12 – Sistemas puestos al neutro (TNC – TNS)

Esquema TN-C: Las funciones de neutro y protección están combinadas en un solo conductor en todo el esquema. Solo se podrá utilizar en casos justificados técnicamente donde sea imposible aplicar el sistema TN-S, además, es importante mencionar que no se puede utilizar en instalaciones que requieran de la obligatoriedad de la utilización de protecciones diferenciales, por lo que su aplicabilidad en las actuales instalaciones es prácticamente nula.

Esquema TN-S: El conductor neutro y el de protección son distintos en todo el esquema. En el ámbito de aplicación de este esquema, la bajada del conductor que une la instalación con el electrodo de puesta a tierra deberá realizarse con conductores independientes para la tierra de protección y la tierra de servicio (neutro), la unión de ellos deberá realizarse en el electrodo y en el tablero principal de la instalación, y en el caso de usar protección diferencial, este siempre deberá ir ubicado aguas abajo de esta unión.

Existe también la posibilidad de combinar los esquemas TN-C y TN-S, en donde las funciones de neutro y protección están combinadas en un solo conductor en una parte del esquema y el resto usa un conductor de protección común o compartido. Este esquema solo se podrá utilizar en casos justificados técnicamente donde sea imposible aplicar el sistema TN-S según lo señalado en el RIC N°05. La experiencia práctica demuestra que, y dada la inseguridad que presenta el esquema TN-C especialmente frente al corte del neutro de distribución, de que no es un sistema recomendable de usar.

Las características de los dispositivos de protección y las secciones de los conductores se eligen de manera que, si se produce en un lugar cualquiera una falla de impedancia despreciable, entre un conductor de fase y el conductor de protección o una masa, el corte automático se efectúe en un tiempo igual, como máximo, al valor especificado, y se cumpla la condición siguiente:

$$Z_S \times I_a \leq V_S$$

Z_S : Impedancia del bucle de defecto (Ω).

I_a : Corriente que garantiza el funcionamiento del dispositivo de protección en un tiempo “t” (A)

V_S : Voltaje de seguridad (V)

Tabla 3
Tiempos máximos de interrupción al segundo defecto en redes TN-S según tabla 5.1 RIC°05

Tensión Nominal (V_L)	Tiempo máximo de interrupción (seg)
400	0,4
690	0,2
1000	0,1

Tal y como se mencionó anteriormente, en el esquema TN-S, una falla a masa se convierte en un cortocircuito monofásico, por lo que esquemáticamente la corriente de defecto tendría el camino de circulación mostrado en la figura siguiente:

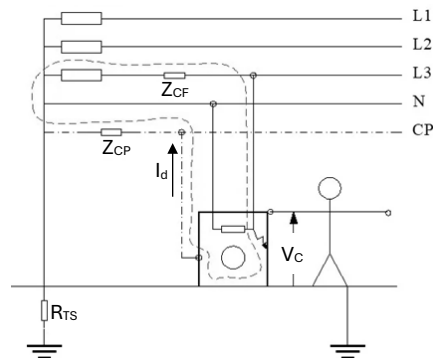


Figura 13 – Circuito equivalente de falla en un esquema TN-S

Como puede verificarse en la figura anterior, al presentarse un defecto de aislamiento, la puesta a tierra de servicio no participa en el camino de la falla, pero eso no significa que su valor de resistencia no sea importante. Si bien las normas establecen límites de resistencia máxima, debemos analizar el panorama completo de nuestra instalación para determinar el valor adecuado que debería tener para evitar inconvenientes, tales como, sobretensiones por asimetría al igual como lo hicimos para el caso del sistema TT al inicio de este apunte.

Supongamos que nuestra red tiene los siguientes parámetros:

- Red trifásica 12/0,38/0,22kV con trafo delta/estrella y neutro sólidamente aterrizado.
- Las corrientes de cada fase en su componente fundamental son:
 $I_{L1} = 160\angle 0^\circ (A)$; $I_{L2} = 183\angle -120^\circ (A)$; $I_{L3} = 173\angle 120^\circ (A)$
- Los armónicos triplens de cada fase son:
 $I_{L1(3A)} = 8\angle 0^\circ (A)$; $I_{L2(3A)} = 9,15\angle 0^\circ (A)$; $I_{L3(3A)} = 8,65\angle 0^\circ (A)$

Aplicando el mismo razonamiento visto en el esquema TT, tendremos que la corriente del neutro sería:

$$I_{Nf} = -(I_{L1} + I_{L2} + I_{L3}) ; I_{N(3A)} = -(I_{L1(3A)} + I_{L2(3A)} + I_{L3(3A)}) ; I_{TS} = I_{Nf} + I_{N(3A)}$$
$$I_{TS} = -7,80 + j8,66 = 11,66\angle 132^\circ (A)$$

Conocida la corriente a la tierra de servicio, calculemos ahora la elevación de tensión o desplazamiento del neutro respecto a tierra remota para dos valores de resistencia 1 (Ω) y 50 (Ω).

$$V_N = I_{TS} \times R_{TS}$$

- Caso (a), $R_{TS} = 1 (\Omega)$:

$$V_N = I_{TS} \times R_{TS} = (-7,80 + j8,66) \times 1 = -7,80 + j8,66 = 11,66\angle 132^\circ (V)$$

- Caso (b), $R_{TS} = 50 (\Omega)$:

$$V_N = I_{TS} \times R_{TS} = (-7,80 + j8,66) \times 50 = -390 + j433 = 582,75\angle 132^\circ (V)$$

Calculemos finalmente el efecto sobre las tensiones fase-tierra para cada caso, considerando que estas se calculan de la forma siguiente:

$$V_{k,G} = V_k - V_n \quad (k = F_1, F_2, F_3)$$

Siendo V_k las tensiones nominales fase-neutro del transformador: $220\angle 0^\circ$, $\angle -120^\circ$, $\angle +120^\circ$.

- Caso (a), $R_{TS} = 1 (\Omega)$:

$$V_{F1,G} = 227,19 - j8,66 = 227,36\angle -2,2^\circ (V)$$

$$V_{F2,G} = 101,90 - j198,66 = 223,27\angle -117,2^\circ (V)$$

$$V_{F3,G} = 101,90 - j181,34 = 208,01\angle 119,3^\circ (V)$$

Por las magnitudes resultantes de las expresiones anteriores, en este caso existe una simetría moderada, pero de todas formas las tensiones están dentro de los límites tolerables y normativos.

- Caso (b), $R_{TS} = 50 \, (\Omega)$:

$$V_{F1,G} = 609,39 - j433,01 = 747,57 \angle -35,4^\circ \, (V)$$

$$V_{F2,G} = 280,30 - j623,01 = 683,17 \angle -65,8^\circ \, (V)$$

$$V_{F3,G} = 280,30 - j243,01 = 370,98 \angle -40,9^\circ \, (V)$$

En este caso, las magnitudes resultantes indican una asimetría fuerte, con sobretensiones severas en las fases respecto a tierra.

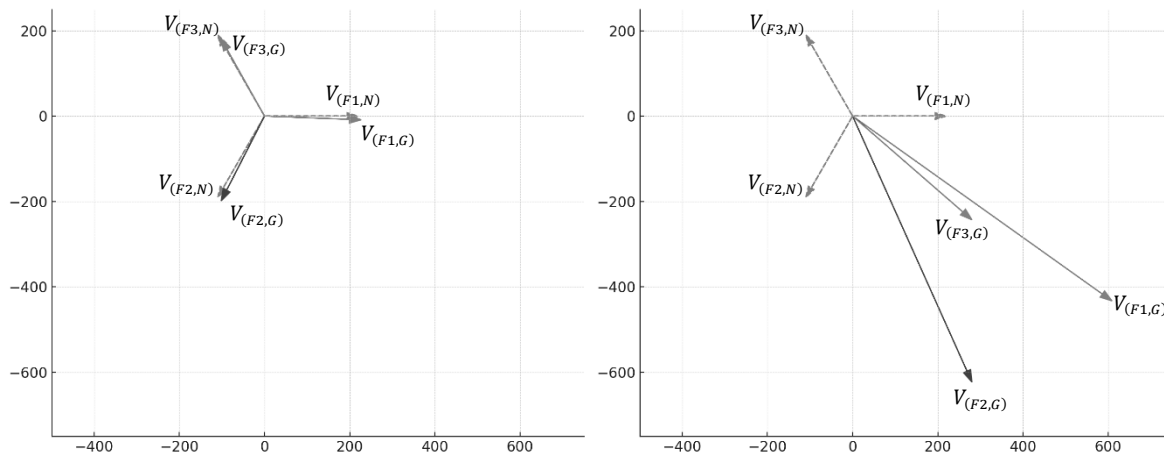


Figura 14 – Diagramas fasoriales casos (a) y (b) en red TN-S

Observando los resultados de los casos anteriores, podemos decir lo siguiente:

- **Origen del problema:** los armónicos triplens (3° , 9° , etc.), son homopolares, por lo que sus fasores de cada fase se suman en el neutro en lugar de cancelarse. Con desbalance de cargas, además existe componente de neutro por el aporte de las componentes fundamentales. La corriente total en neutro es la suma fasorial de todo lo anterior.

Si " R_{TS} " es pequeña ($1 \, \Omega$), el neutro está bien referenciado a tierra, por lo que el desplazamiento es bajo ($\approx 11,7 \, V$), y las tensiones fase-tierra se desvían moderadamente (≈ 208 – $227 \, V$), por lo que equipos monofásicos no sufrirían por sobretensión.

Si " R_{TS} " es grande ($50 \, \Omega$), la misma corriente de neutro genera un desplazamiento de tensión enorme ($\approx 583 \, V$), y las tensiones fase-tierra pueden alcanzar centenares de volts (en el ejemplo hasta $\approx 748 \, V$), lo que pone en riesgo a equipos monofásicos, puede provocar aislamientos dañados, y crear tensiones de contacto y paso peligrosas para las personas.

- **Conclusión práctica:** una elevada resistencia de puesta a tierra del neutro convierte al sistema TN-S en algo parecido a un IT parcial, dado que el neutro “flota”, quedando vulnerable a desplazamientos por corrientes homopolares (triplens) y desbalances. Por ello la práctica y la normativa exigen una buena puesta a tierra del neutro para mantener la simetría de tensiones y la seguridad.
- **Mitigación:** reducir la resistencia de la puesta a tierra de servicio, filtrar/eliminar triplens en cargas (filtros de malla, evitar fuentes con alto contenido de terceros armónicos), repartir cargas monofásicas en las tres fases, o instalar transformadores de aislamiento / sistemas de corrección del neutro en instalaciones críticas.

Hasta este punto, hemos revisado las puestas a tierra de baja tensión en sus diferentes configuraciones, por lo que ahora, y recordando la Figura 1, vamos a revisar los parámetros asociados a la puesta a tierra de media tensión de nuestra instalación.

El RIC N°13 señala que las partes metálicas no activas de los equipos eléctricos que operen en media tensión y toda parte metálica dentro de una subestación, que no perteneciendo al circuito eléctrico puedan quedar energizados por fallas que produzcan un contacto directo a través de un arco eléctrico, deberán conectarse a una puesta a tierra de protección.

Al diseñar una puesta a tierra de media tensión para nuestra instalación, debemos tener presente que esta, deberá cumplir con los siguientes requisitos como mínimo, para que satisfaga las necesidades de protección del sistema eléctrico al que pertenece:

- a) Debe conducir a tierra las corrientes de falla durante el mayor tiempo eventualmente posible, sin sobrecalentar sus elementos constituyentes, haciendo que las gradientes de potencial que aparezcan sobre ella o en su alrededor, en caso de fallas transitorias, no provoquen tensiones de contacto o de paso que ofrezcan riesgos a los operadores o usuarios de la instalación protegida.
- b) Debe tener una resistencia que, en cualquier época del año, en ocurrencia de falla monofásica, permita que circule una corriente a tierra con una magnitud tal, que asegure la operación de la protección del transformador particular, en un tiempo inferior a tres segundos.
- c) Debe ayudar a la coordinación de las protecciones, permitiendo que frente a una falla opere la protección del transformador antes que la protección de la red de la compañía.

Si el chasis de un equipo perteneciente a la alimentación de media tensión de nuestra instalación, por ejemplo, la del transformador particular se conecta a una tierra de protección (malla de MT), se formará un circuito en que quedan conectadas en serie la resistencia de esta, y la puesta a tierra de sistema de la subestación de bajada, y las impedancias de las líneas de alimentación.

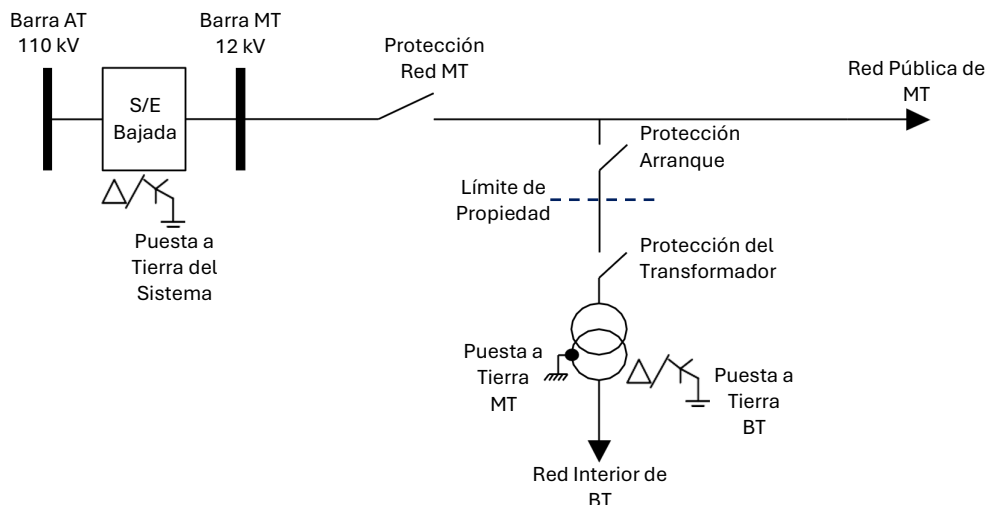


Figura 15 – Esquemático representativo de la situación del sistema

A diferencia de Baja Tensión, la magnitud de voltaje aplicado al circuito equivalente de falla en el caso de Media Tensión es bastante mayor, lo cual, en este caso hará circular corrientes que harán operar las protecciones en tiempos inferiores a los tres segundos, de modo que la falla se podrá considerar siempre transitoria y no permanente. El RIC N°13 en su sección 14.1.7 señala que: “se considerará falla permanente aquella que es despejada en un tiempo superior a tres segundos”.

Como en media tensión una falla a tierra no puede permanecer en el tiempo, la duración de ésta será el factor que determine finalmente los valores de corriente y tensión que una persona puede soportar en un determinado contacto sin que sufra un desenlace fatal. Se han realizado estudios estadísticos que demuestran que el 99,5% de las personas son capaces de soportar el paso de una corriente de intensidad “ I_c ” durante el tiempo “ t ”, sin entrar en fibrilación ventricular, de acuerdo con lo señalado por la expresión que aparece en el texto “Reevaluation of Lethal Electric Currents” (1968), publicado por C.F. Dalziel & W.R. Lee:

$$I_c = \frac{k}{\sqrt{t}} \quad \forall \quad 0,3 < t \leq 3 \text{ (seg)}$$

I_c : Corriente permisible para un ser humano (A)

k : Constante empírica de Dalziel ($Ax\sqrt{s}$)

t : Tiempo de duración del contacto (seg)

Dalziel & Lee establecieron en sus investigaciones que la fibrilación no ocurre con un umbral fijo, sino con una distribución estadística de probabilidad. La gráfica de la figura siguiente muestra las corrientes según el peso de la persona, que provocarían una probabilidad de fibrilación menor o igual al 0,5%, la que nos da la pauta para determinar el valor de “k” que aparece en la ecuación mostrada anteriormente.

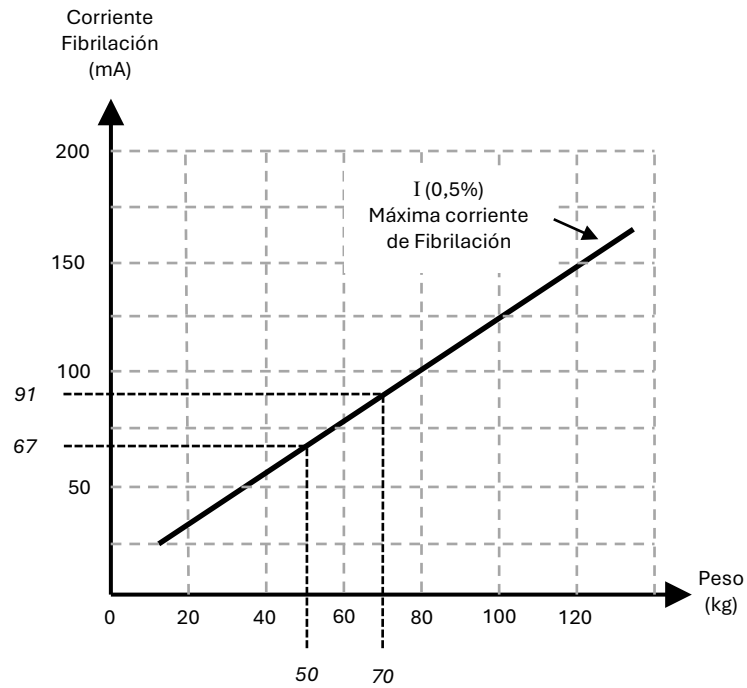


Figura 16 – Relación entre la corriente de fibrilación y el peso corporal en descargas de 3 segundos (Dalziel & Lee)

Si tomamos la ecuación anterior, despejamos para “k” y fijamos el tiempo en 3 segundos (máximo valor para considerarse falla transitoria), podremos encontrar sus valores para los dos casos comunes que aparecen en las diferentes publicaciones y normativas relativas al tema, asociadas al peso de la persona:

$$I_c = \frac{k}{\sqrt{t}} \quad \forall \quad 0,3 < t \leq 3 \text{ (seg)}$$

$$I_c = \frac{k}{\sqrt{t}} ; \quad t = 3 \text{ (seg)}$$

$$k = I_c \times \sqrt{3}$$

$$k_{50} = 67 \times \sqrt{3} = 116 \text{ (mA}\sqrt{s}) \rightarrow 0,116 \text{ (A}\sqrt{s})$$

$$k_{70} = 91 \times \sqrt{3} = 157 \text{ (mA}\sqrt{s}) \rightarrow 0,157 \text{ (A}\sqrt{s})$$

Tal como se mencionó anteriormente, uno de los objetivos que debe cumplir la puesta a tierra de protección de Media Tensión, frente a un defecto de aislamiento en la alimentación (considerando que éste se comporta como un cortocircuito franco a tierra), es hacer operar antes que la protección ubicada aguas arriba propiedad de la Empresa Eléctrica de Distribución, la protección del primario de nuestro transformador la que normalmente es un fusible de retardo de tiempo tipo “T” (o acción lenta), diseñado para proteger equipos de redes de distribución eléctrica contra sobrecargas y cortocircuitos, cuya curva de fusión es la siguiente:

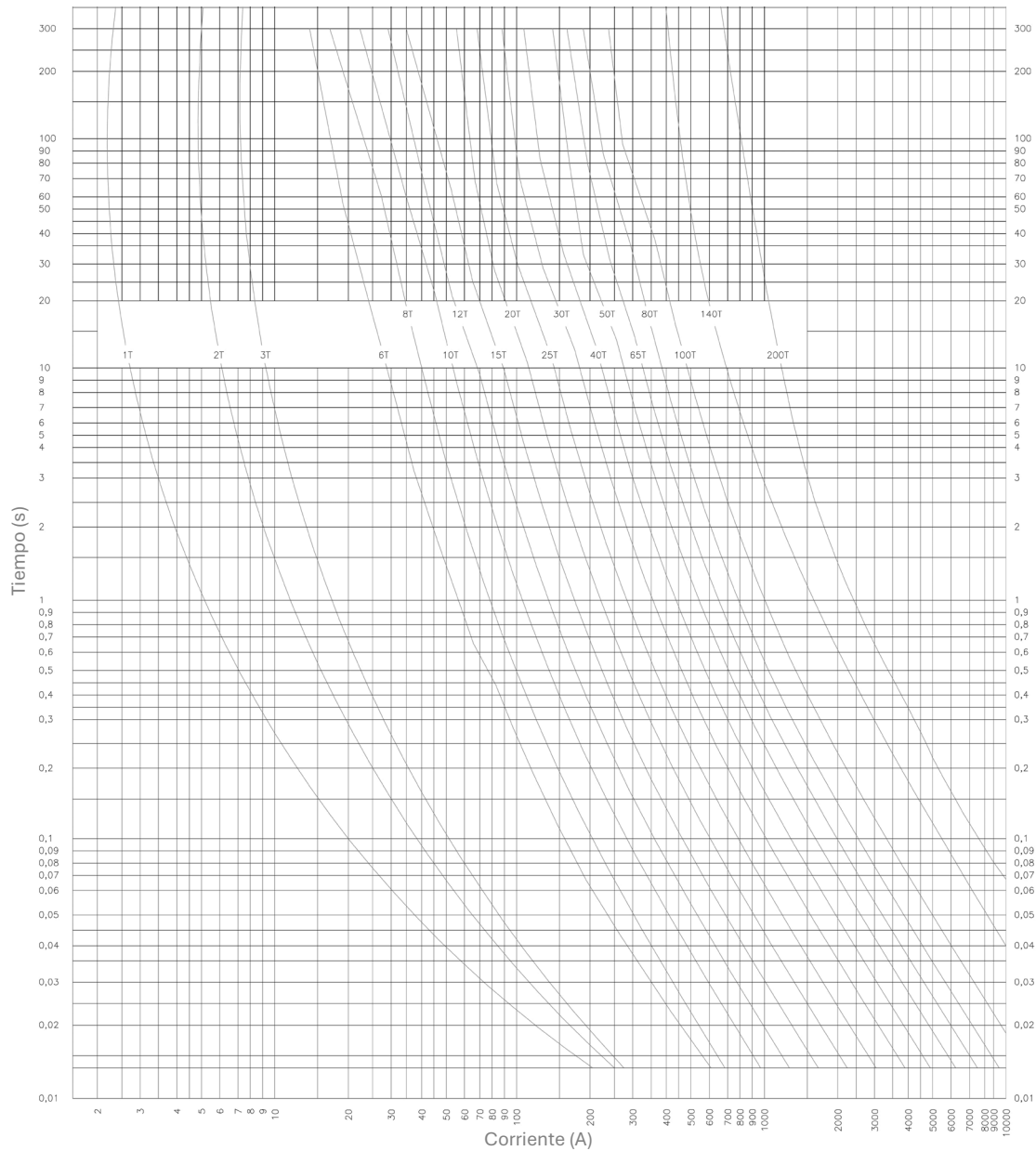


Figura 17 – Curva de operación fusibles M.T. tipo T (Fusión Total)

El RIC N°13 señala que cada transformador que integre una subestación deberá estar protegido en su lado primario por una protección individual. Si se usan fusibles como protección, su capacidad nominal no deberá exceder de 1,5 veces la corriente nominal del transformador, por lo que la fórmula para su cálculo es la siguiente:

$$C_F = \frac{1,5 \times S_T}{\sqrt{3} \times V_{LMT}}$$

C_F : Capacidad del fusible de protección (A)

S_T : Potencia nominal del transformador (kVA)

V_{LMT} : Tensión de línea por el lado de media tensión (kV)

Supongamos que la potencia nominal de nuestro transformador es de 500 (kVA), y la tensión de la red de distribución es de 13,2 (kV). Calculemos la capacidad del fusible de protección usando la ecuación anterior, y las gráficas de la Figura 17, en donde aparecen también los valores nominales de los diferentes fusibles a utilizar:

$$C_F = \frac{1,5 \times S_T}{\sqrt{3} \times V_{LMT}} = \frac{1,5 \times 500}{\sqrt{3} \times 13,2} = 32,8 (A) \Rightarrow 40T$$

La operación del fusible anterior frente a la falla a tierra dependerá por un lado con los parámetros del sistema y de la resistencia de nuestra puesta a tierra. Resulta importante en este punto aclarar que el diagrama modelo de nuestra falla puede representarse de la forma siguiente:

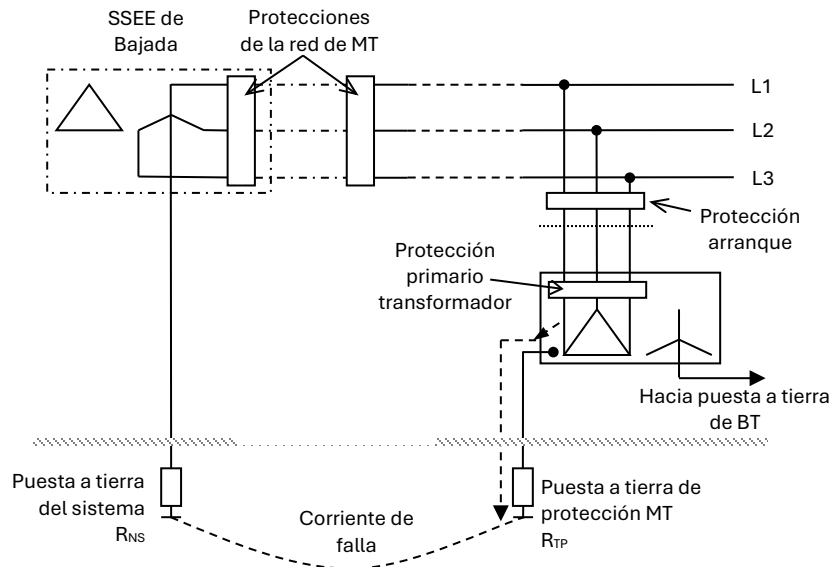


Figura 18 – Diagrama modelo de una falla a tierra en un transformador particular

Considerando la figura anterior, el circuito modelo equivalente para nuestro análisis, quedaría representado de la forma siguiente:

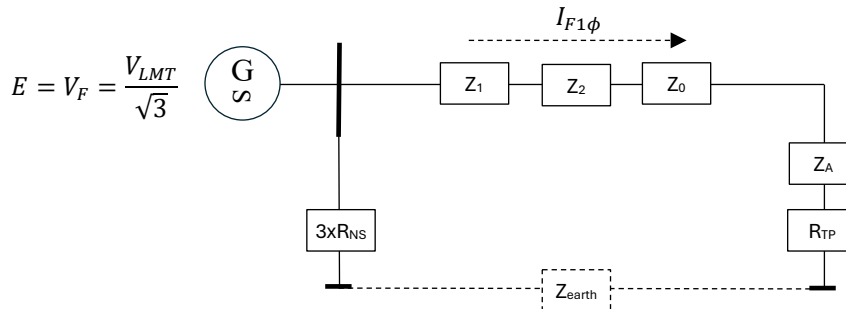


Figura 19 – Circuito modelo equivalente de una falla a tierra en un transformador particular

Al observar la figura anterior y recordar la aplicación de método de las componentes simétricas, podemos decir que:

- a) Para una falla monofásica a tierra vale la relación fundamental de secuencias:

$$I_1 = I_2 = I_0 \Rightarrow I_{F1\phi} = I_1 + I_2 + I_0 = 3I_0$$

- I_1 : Corriente de secuencia positiva (A)
- I_2 : Corriente de secuencia negativa (A)
- I_0 : Corriente de secuencia cero por fase (A)
- $I_{F1\phi}$: Corriente de falla monofásica a tierra (A)

- b) La corriente de secuencia cero estaría dada por la siguiente expresión:

$$I_0 = \frac{V_{LMT}}{\sqrt{3} \times (|Z_1| + |Z_2| + |Z_0| + |Z_A| + R_{TP} + |Z_{earth}| + 3R_{NS})}$$

V_{LMT} : Tensión de línea por el lado de media tensión (V)

Z_1 : Impedancia de secuencia positiva (Ω)

Z_2 : Impedancia de secuencia negativa (Ω)

Z_0 : Impedancia de secuencia cero (Ω)

Z_A : Impedancia de aislamiento en el punto de falla (Ω)

R_{TP} : Resistencia de la puesta a tierra de protección de MT del transformador (Ω)

Z_{earth} : Impedancia del terreno que separa la R_{TP} y R_{NS} (Ω)

R_{NS} : Resistencia del neutro del sistema ubicado en la subestación de bajada (Ω)

- c) El modelo que se aplica considera que, al presentarse la falla, la impedancia de aislamiento se hace cero, que no existe una distancia entre la subestación respecto a nuestro transformador y por tanto una impedancia entre ellos. Esto último implica que podemos asumir en nuestro modelo que la puesta a tierra que estamos calculando es equivalente a la del neutro del sistema, por lo que podemos quedarnos sólo con esta última a la que le denominaremos resistencia de la malla; en formulas:

$$Si: Z_A = 0 \wedge Z_{earth} = 0 \wedge \{R_{TP} = 0 \Leftrightarrow R_{NS} = R_M\}$$

$$I_0 = \frac{V_{LMT}}{\sqrt{3} \times (|Z_1| + |Z_2| + |Z_0| + 3R_M)}$$

- d) Debemos considerar que las componentes resistivas de las impedancias de secuencia del sistema son despreciables, por lo que al sumar las variables reales e imaginarias de la ecuación anterior obtendremos lo siguiente:

$$I_0 = \frac{V_{LMT}}{\sqrt{3} \times \sqrt{(3R_M)^2 + (X_1 + X_2 + X_0)^2}}$$

- e) En las ecuaciones anteriores hemos venido instalando el factor “3” a la resistencia del neutro del sistema que ahora le llamamos resistencia de la malla ($3R_M$), pero, debemos explicar su origen antes de seguir.

- Cuando representamos la red de secuencia cero, las tres fases se modelan como si estuvieran en paralelo y todas conectadas al punto neutro en la subestación de bajada (ver Figura 18).
- Cada fase transporta una corriente de secuencia cero “ I_0 ”, por lo que la corriente que circula por el resistor es la suma de las tres fases: $I_{RM} = I_{a0} + I_{b0} + I_{c0} = 3I_0$.
- Si el voltaje en el punto neutro en donde se ubica el resistor lo denominamos como “ V_0 ”, la relación tensión/corriente “vista desde el punto de secuencia cero” es:

$$\frac{V_0}{I_0} = \frac{V_0}{I_{RM}/3} = 3 \frac{V_0}{I_{RM}} = 3R_M$$

- f) Finalmente aplicando la igualdad señalada en el punto (a) y multiplicando numerador y denominador por raíz de tres para simplificar, obtenemos la ecuación final para el cálculo de la corriente de falla monofásica:

$$I_{F1\phi} = 3I_0 = \frac{3}{\sqrt{3}} \times \frac{V_{LMT}}{\sqrt{(3R_M)^2 + (X_1 + X_2 + X_0)^2}} = \sqrt{3} \times \frac{V_{LMT}}{\sqrt{(3R_M)^2 + (X_1 + X_2 + X_0)^2}}$$

Las reactancias de secuencia positiva, negativa y cero que aparecen en la ecuación de la corriente de falla monofásica a tierra, se determinan con las expresiones que aparecen en los diferentes textos de Sistemas Eléctricos de Potencia, las que indicaremos directamente en el presente documento, sin pasar por la demostración de su origen, para no perder nuestro foco en este momento “la resistencia de la malla de MT”.

$$X_1 = X_2 = \frac{V_{LMT}}{\sqrt{3} \times I_{cc3\Phi}}$$

$$X_0 = \frac{V_{LMT}}{\sqrt{3} \times I_{cc1\Phi}} - 2X_1$$

V_{LMT} : Tensión de línea por el lado de media tensión (V)

X_1 : Reactancia de secuencia positiva (Ω)

X_2 : Reactancia de secuencia negativa (Ω)

X_0 : Reactancia de secuencia cero (Ω)

$I_{cc3\Phi}$: Corriente de cortocircuito trifásico (A)

$I_{cc1\Phi}$: Corriente de cortocircuito monofásico (A)

Las corrientes de cortocircuito de las ecuaciones anteriores (trifásico y monofásico), se obtienen desde el denominado “Certificado de Niveles de Cortocircuito”, documento que se obtiene desde la Empresa de Distribución Eléctrica del sector.

Supongamos que, para nuestro ejemplo, el certificado de niveles de cortocircuito indica que los niveles en el punto de alimentación son: $I_{cc1\Phi}=1.600$ (A) y $I_{cc3\Phi}=3.800$ (A) y el tiempo de despeje de la protección aguas arriba es 0,4 (seg).. Recordando que el valor de tensión usado es de 13,2 (kV), calculemos las reactancias del sistema:

$$X_1 = X_2 = \frac{V_{LMT}}{\sqrt{3} \times I_{cc3\Phi}} = \frac{13.200}{\sqrt{3} \times 3.800} = 2,006 (\Omega)$$

$$X_0 = \frac{V_{LMT}}{\sqrt{3} \times I_{cc1\Phi}} - 2X_1 = \frac{13.200}{\sqrt{3} \times 1.600} - 2 \times 2,006 = 0,751 (\Omega)$$

En este punto del diseño de la puesta a tierra de MT, debemos establecer el límite del valor de resistencia que deberá tener para que se cumplan las condiciones de operación y parámetros de seguridad que le exige el sistema eléctrico. Una forma que nos permite lograrlo es imponer una corriente de falla, a la que denominaremos “falla auxiliar”, y a partir de esta determinemos el valor de resistencia de la puesta a tierra que la provocaría incluyendo los parámetros del sistema.

La corriente de falla auxiliar la determinaremos imponiendo la siguiente condición teórica al diseño de la puesta a tierra:

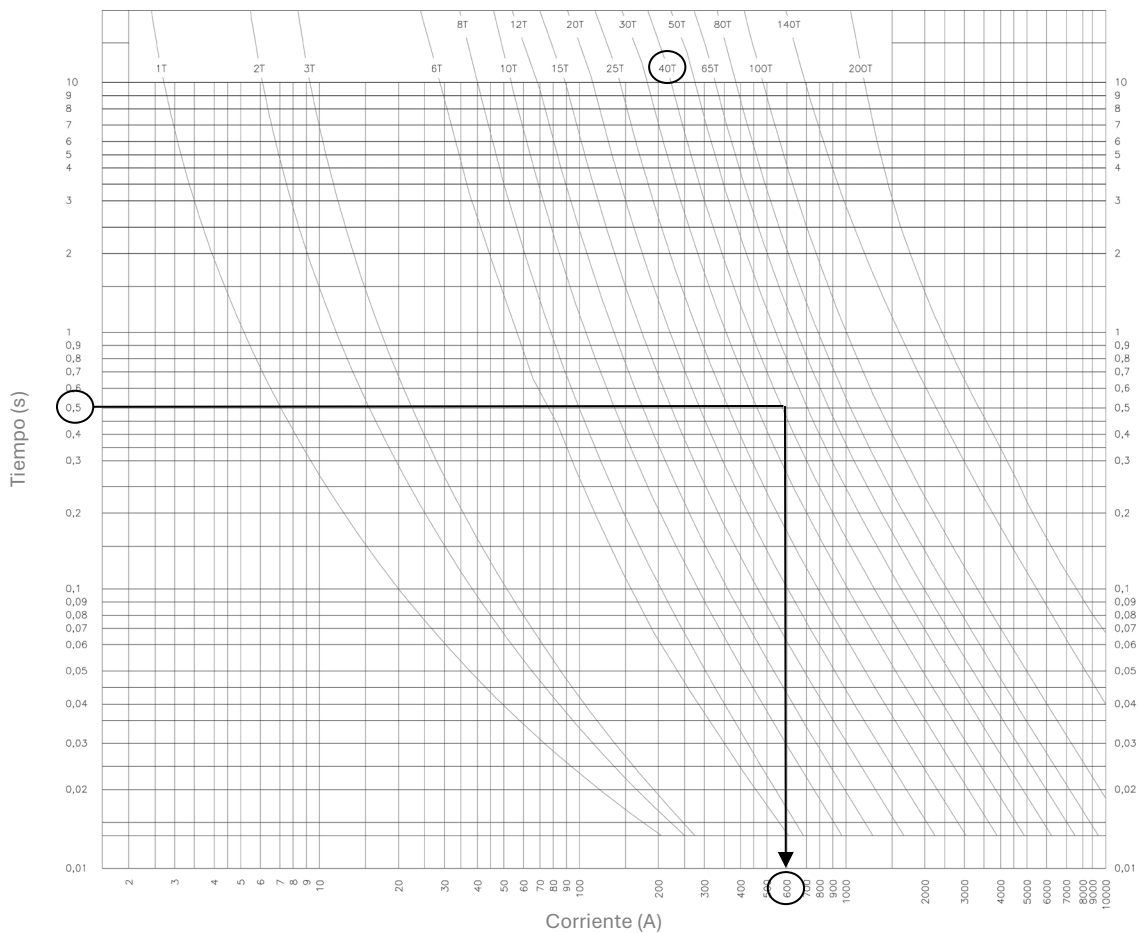
$$I_{FAux} = 200 + I_{Fmin}$$

I_{FAux} : Corriente de falla auxiliar (A)

I_{Fmin} : Corriente de falla mínima (A)

La corriente de falla mínima es un dato que depende de la imposición de un tiempo máximo de operación de la protección " t_i ", junto a su curva característica de operación. Para efectos de aplicación de este criterio, se recomienda condicionar el tiempo a no más de 0,5 segundos.

Para el caso de nuestro ejemplo, al aplicar el criterio anterior obtendremos los siguientes datos al analizar la curva de nuestro fusible:



$$I_{FAux} = 200 + I_{Fmin} = 200 + 600 = 800 \text{ (A)}$$

Conocida la corriente de falla auxiliar, el paso siguiente es calcular el valor máximo que deberá tener nuestra puesta a tierra para satisfacer las condiciones de seguridad y sistema. Para lograrlo, debemos usar la fórmula de la corriente de falla monofásica y despejar la resistencia de la puesta a tierra, asumiendo que la corriente de falla monofásica es nuestra falla auxiliar:

$$I_{F1\phi} = \sqrt{3} \times \frac{V_{LMT}}{\sqrt{(3R_M)^2 + (X_1 + X_2 + X_0)^2}}$$

$$I_{F1\phi} = I_{FAux} \wedge R_M = R_{max}$$

$$I_{FAux} = \sqrt{3} \times \frac{V_{LMT}}{\sqrt{(3R_{max})^2 + (X_1 + X_2 + X_0)^2}} \times \frac{(\quad)^2}{(\quad)^2}$$

$$I_{FAux}^2 [(3R_{max})^2 + (X_1 + X_2 + X_0)^2] = 3V_{LMT}^2 \rightarrow (3R_{max})^2 = \frac{3V_{LMT}^2}{I_{FAux}^2} - (X_1 + X_2 + X_0)^2$$

$$R_{max} = \frac{1}{3} \times \sqrt{\frac{3V_{LMT}^2}{I_{FAux}^2} - (X_1 + X_2 + X_0)^2}$$

Con la ecuación anterior, vamos a determinar para nuestro ejemplo el valor máximo que deberá tener nuestra puesta a tierra:

$$R_{max} = \frac{1}{3} \times \sqrt{\frac{3V_{LMT}^2}{I_{FAux}^2} - (X_1 + X_2 + X_0)^2}$$

$$R_{max} = \frac{1}{3} \times \sqrt{\frac{3 \times 13.200^2}{800^2} - (2,006 + 2,006 + 0,751)^2} = 9,39 (\Omega)$$

La recomendación práctica en este punto es que, al diseñar nuestra malla de puesta a tierra, no sobrepasemos el 75% del valor máximo obtenido anteriormente, es decir para nuestro ejemplo, nuestros cálculos no deberán superar los 7,04 (Ω). Este valor puede ser bastante mas bajo al proponer una malla, dada las condiciones particulares de la instalación, variables que el proyectista deberá estudiar con detención antes de establecer el diseño final.

Desde este punto debemos aplicar los contenidos revisados en los apuntes anteriores de la serie: SAT-ELEC02-E2025 “Medición de la Resistividad de los Suelos”, SAT-ELEC03-E2025 “Interpretación de las Mediciones de Resistividad” y SAT-ELEC04-E2025 “Resistencia de las Puestas a Tierra”.

Supongamos en nuestro ejemplo, las resistividades y espesores de cada estrato resultaron ser las siguientes:

$$\begin{array}{llll} \rho_1 & : & 100 \text{ } (\Omega\text{xm}) & / \quad E_1 : 0,3 \text{ (m)} \\ \rho_2 & : & 160 \text{ } (\Omega\text{xm}) & / \quad E_2 : 0,4 \text{ (m)} \\ \rho_3 & : & 82 \text{ } (\Omega\text{xm}) & / \quad E_3 : \infty \end{array}$$

La malla propuesta es una de 10 x 10 (m²) de superficie, con reticulado en ambos sentidos separados cada 1,0 (m), construida con conductor de 33,6 (mm²) de sección y enterrada a una profundidad de 1,0 (m).

$$r = \sqrt{\frac{S}{\pi}} = 5,642 ; r_0^2 = r^2 - h_e^2 = 30,832 ; q_0^2 = 2r(r + h_e) = 74,948$$

$$U_i = q_0^2 + \left(\sum_{i=1}^n E_i \right)^2 + r_0^2 \Rightarrow U_1 = 105,870 ; U_2 = 106,270 ; U_3 = \infty$$

$$v_i^2 = \frac{U_i - \sqrt{U_i^2 - (4q_0^2 r_0^2)}}{2} \Rightarrow v_1^2 = 30,769 ; v_2^2 = 30,496 ; v_3^2 = 0$$

$$F_i = \sqrt{1 - \frac{v_i^2}{r_0^2}} \Rightarrow F_1 = 0,045 ; F_2 = 0,104 ; F_3 = 1$$

$$\rho_{eq} = \left[\sum_{i=1}^n \frac{F_i - F_{(i-1)}}{\rho_i} \right]^{-1} = 85,138 \text{ } (\Omega \times m)$$

$$K_1 = 1,43 - \left(\frac{2,3h_e}{\sqrt{S}} \right) - \left[0,044 \left(\frac{A}{B} \right) \right] = 1,156$$

$$K_2 = 5,5 - \left(\frac{8h_e}{\sqrt{S}} \right) + \left[\left(0,15 - \frac{h_e}{\sqrt{S}} \right) \left(\frac{A}{B} \right) \right] = 4,750$$

$$R_{MS} = \frac{\rho_{eq}}{\pi L_m} \left[\ln \left(\frac{2L_m}{\sqrt{h_e d}} \right) + \left(\frac{K_1 L_m}{\sqrt{S}} \right) - K_2 \right] = 3,607 \text{ } (\Omega)$$

Dado que la resistencia de nuestra malla propuesta es menor que la resistencia máxima impuesta (primera evaluación), ahora debemos determinar el valor de la corriente de falla que se presentaría:

$$I_{F1\phi} = \sqrt{3} \times \frac{V_{LMT}}{\sqrt{(3R_M)^2 + (X_1 + X_2 + X_0)^2}}$$

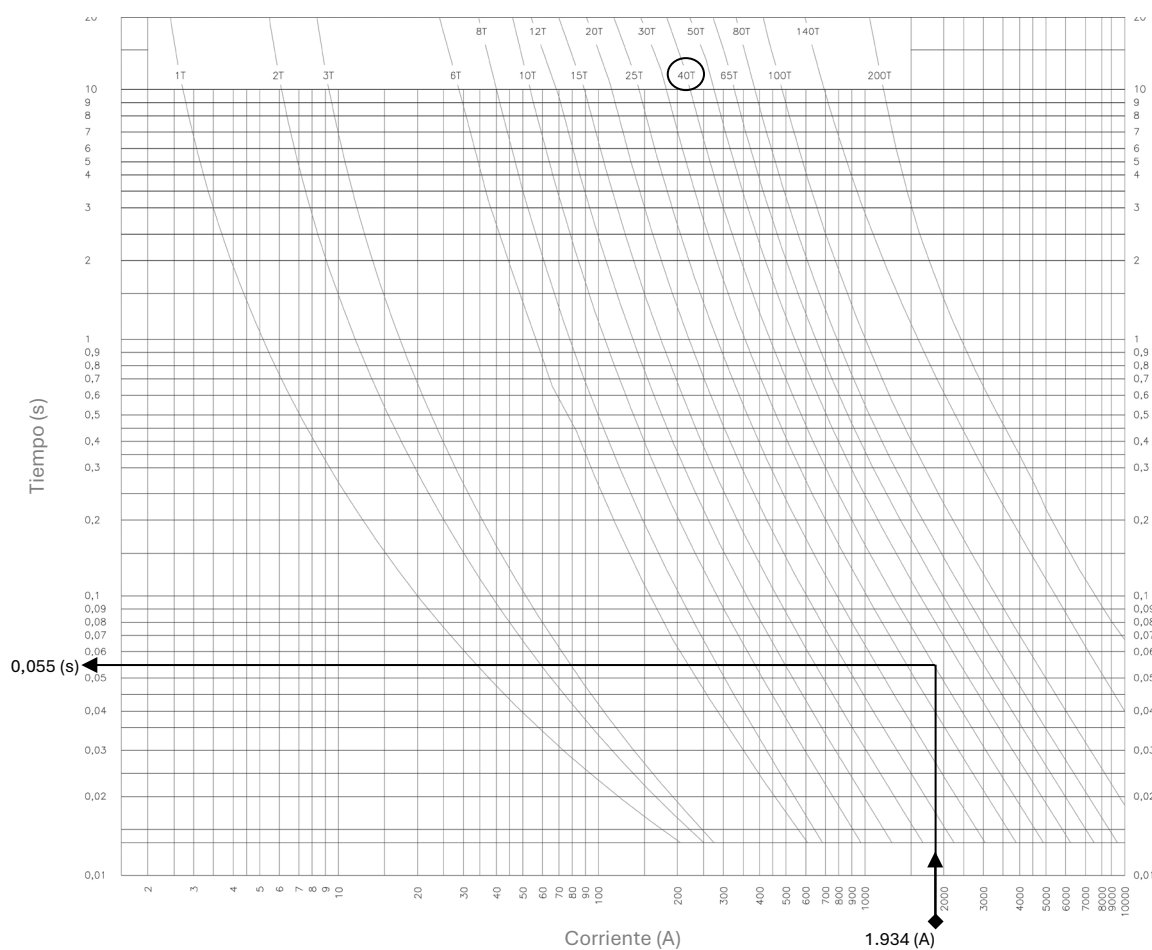
$$I_{F1\phi} = \sqrt{3} \times \frac{13.200}{\sqrt{(3 \times 3,607)^2 + (2,006 + 2,006 + 0,751)^2}} = 1.933,8 \approx 1.934 \text{ (A)}$$

Con la corriente de falla calculada anteriormente, el paso siguiente es realizar la segunda evaluación de nuestro diseño, en donde debemos comparar el tiempo de operación de nuestra protección, con el tiempo de la protección de respaldo que viene en el Certificado de Niveles de Cortocircuito entregado por la Empresa Eléctrica.

$$t_{op} < t_d$$

t_{op} : Tiempo de operación de la protección del transformador (seg)

t_d : Tiempo de despeje de falla de la protección aguas arriba (seg)



Para nuestro ejemplo, vamos a considerar que el tiempo informado por la Empresa Eléctrica fue de 0,4 (seg), por lo que hasta este punto nuestro diseño pasa la segunda verificación. Si no se cumple, lo necesario es aumentar la corriente de falla monofásica, para lo cual, necesitaremos disminuir la resistencia de la puesta a tierra aumentando por ejemplo su superficie.

Debemos considerar que, cuando ocurre una falla a tierra en un sistema de media tensión, una corriente de falla significativa fluye desde el punto de defecto hacia el suelo a través de la malla de puesta a tierra. Como el terreno posee resistividad (no es un conductor perfecto), se producen caídas de tensión en su masa, generando una distribución no uniforme del potencial eléctrico en la superficie y, en consecuencia, diferencias de potencial entre puntos cercanos del suelo. Si, además, un operador se encuentra en contacto con el equipo en falla o dentro de la zona de influencia de la malla, dichas diferencias locales de potencial, sumadas a las que aparecen por la geometría de la puesta a tierra, dan lugar a las denominadas gradientes de potencial. Estas gradientes deben ser controladas en el diseño (tercera verificación), y se definen a continuación:

Voltaje de paso. Es la diferencia de potencial entre dos puntos del terreno, separados por la distancia de un paso, el que se supone de un metro, en el sentido de la máxima gradiente de potencial.

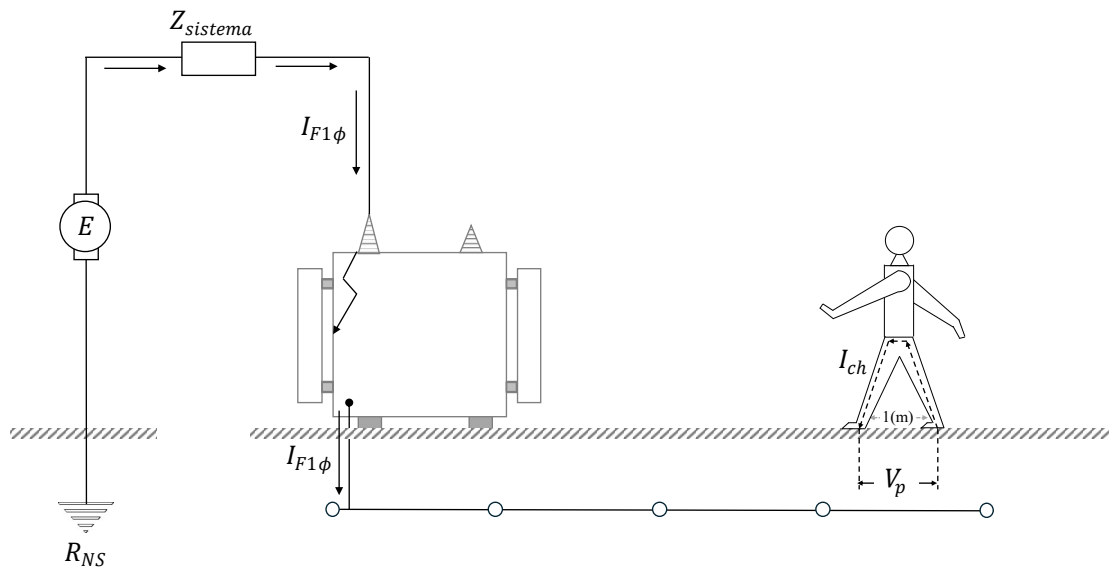


Figura 20 – Esquema representativo del voltaje de paso

Según la Figura 20, la expresión general que define la magnitud del voltaje de paso es la señalada a continuación:

$$V_p = (R_{ch} + 2R_p) \times I_{ch}$$

V_p : Voltaje de paso (V)

R_p : Resistencia de un pie (Ω)

R_{ch} : Resistencia del cuerpo humano (Ω)

I_{ch} : Corriente que circula por el cuerpo humano (A)

La corriente que circula por el cuerpo humano “ I_{ch} ”, no debe ser superior a la máxima corriente permisible establecida según las ecuaciones de Dalziel revisadas al inicio del presente documento, es decir:

$$I_{ch} = I_c = \frac{k}{\sqrt{t}}$$

$$I_{ch50} = \frac{k_{50}}{\sqrt{t}} = \frac{0,116}{\sqrt{t}} \text{ (A)} ; I_{ch70} = \frac{k_{70}}{\sqrt{t}} = \frac{0,157}{\sqrt{t}} \text{ (A)}$$

$$V_p = (R_{ch} + 2R_p) \times I_{ch}$$

$$V_{p50} = (R_{ch} + 2R_p) \times \frac{0,116}{\sqrt{t}} ; V_{p70} = (R_{ch} + 2R_p) \times \frac{0,157}{\sqrt{t}}$$

Respecto a la resistencia del cuerpo humano “ R_{ch} ”, no existe un valor único y uniforme establecido por las distintas normas internacionales. Por ejemplo, la norma VDE (Verband der Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik, Alemania), adopta como valor de referencia 3.000 (Ω), mientras que la norma UTE (Union Technique de l'Électricité, Francia), establece 2.500 (Ω), y el estándar IEEE Std 80 (Institute of Electrical and Electronics Engineers, Estados Unidos) recomienda utilizar un valor de 1.000 (Ω). Siendo este último valor el adoptado por el Anexo 6.1 del RIC N°06.

$$V_{p50} = (1.000 + 2R_p) \times \frac{0,116}{\sqrt{t}} ; V_{p70} = (1.000 + 2R_p) \times \frac{0,157}{\sqrt{t}}$$

Comúnmente y con el propósito de analizar el circuito que se genera al producirse la tensión de paso, el pie humano se representa como una placa delgada circular o rectangular conductora de radio 0,0833 (m), en contacto con la superficie de un suelo homogéneo e isótropo (presenta idénticas propiedades físicas en todas las direcciones), mientras que la resistencia de los zapatos y calcetines se desprecia.

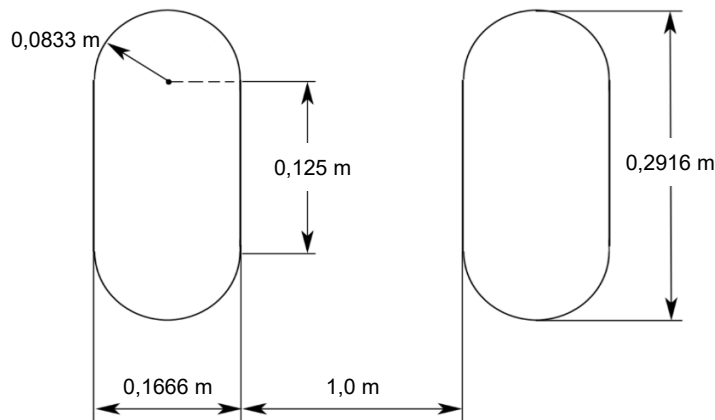


Figura 21 – Figura representativa de las placas metálicas equivalentes a los pies de una persona

Pierre Laurent, propuso originalmente una ecuación que fue confirmada en la literatura técnica posterior, por ejemplo, en "Earth Resistances" (1964) de George Frank Tagg y en el propio IEEE Std 142 "Green Book" (1991), en donde se relaciona la resistividad del terreno y el radio equivalente de una placa como la mostrada en la Figura 21.

$$R_p = \frac{\rho}{4b}$$

ρ : Resistividad del suelo (Ωm)

b : Radio del disco metálico equivalente (m)

En la práctica, se suele extender una capa de material de alta resistividad sobre la superficie por encima de la puesta a tierra para aumentar la resistencia de contacto entre el suelo y los pies de las personas, su poco espesor en comparación con el radio equivalente del pie impide asumir una resistividad uniforme en dirección vertical al calcular la resistencia a tierra de los pies. Esta capa ayuda a limitar la corriente que pasaría por el cuerpo humano, ya que agrega resistencia a la propia resistencia del cuerpo, por lo tanto, la expresión anterior sufre una corrección que agrega las consideraciones anteriores mediante la adición del factor de corrección en presencia de un material superficial de espesor finito:

$$R_p = \frac{\rho}{4b} C_s \wedge t = t_{op} \wedge \rho = \rho_s$$

$$V_{p50} = \left(1.000 + 2 \frac{\rho_s}{4 \times 0,0833} C_s \right) \times \frac{0,116}{\sqrt{t_{op}}} ; V_{p70} = \left(1.000 + \frac{\rho_s}{4 \times 0,0833} C_s \right) \times \frac{0,157}{\sqrt{t_{op}}}$$

$$V_{p50} = (1.000 + 6\rho_s C_s) \times \frac{0,116}{\sqrt{t_{op}}} ; V_{p70} = (1.000 + 6\rho_s C_s) \times \frac{0,157}{\sqrt{t_{op}}}$$

ρ_s : Resistividad de la capa superficial (Ωm)

C_s : Factor de corrección

t_{op} : Tiempo de operación de la protección del transformador (seg)

El estándar IEEE Std 80-2013, expone un procedimiento matemático y presenta unas gráficas para encontrar el valor de C_s ; sin embargo, también presenta una expresión empírica para su cálculo, cuyo resultado está dentro del 5% de los valores obtenidos con un método más analítico. Esta expresión es la que recoge el Anexo 6.1 del RIC N°06.

$$C_s = 1 - \frac{0,09 \left(1 - \frac{\rho_{eq}}{\rho_s} \right)}{2h_s + 0,09}$$

ρ_{eq} : Resistividad equivalente del terreno (Ωm)

h_s : Espesor de la capa superficial (m)

Voltaje de contacto. Es la diferencia de potencial entre una estructura metálica puesta a tierra y un punto de la superficie del terreno, a una distancia horizontal respecto a la estructura igual al alcance de una persona, el que se supone de un metro.

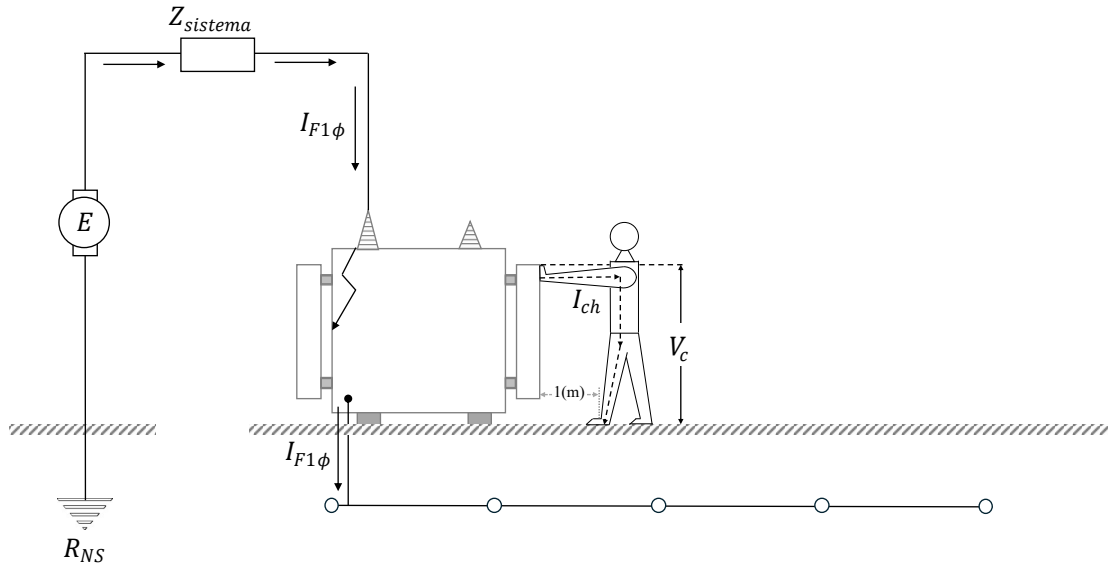


Figura 22 – Esquema representativo del voltaje de contacto

Según la Figura 20, la expresión general que define la magnitud del voltaje de paso es la señalada a continuación:

$$V_c = \left(R_{ch} + \frac{R_p}{2} \right) \times I_{ch}$$

V_c : Voltaje de contacto (V)

R_p : Resistencia de un pie (Ω)

R_{ch} : Resistencia del cuerpo humano (Ω)

I_{ch} : Corriente que circula por el cuerpo humano (A)

Si aplicamos las mismas consideraciones señaladas para el caso del voltaje de paso, tendremos la ecuación final que nos permitirá determinar la tensión de contacto:

$$V_c = \left(R_{ch} + \frac{R_p}{2} \right) \times I_{ch} \wedge R_p = \frac{\rho}{4b} C_s \wedge t = t_{op} \wedge \rho = \rho_s$$

$$V_{c50} = \left(1.000 + \frac{\rho_s}{4 \times 0,00833 \times 2} C_s \right) \times \frac{0,116}{\sqrt{t_{op}}} ; V_{c70} = \left(1.000 + \frac{\rho_s}{4 \times 0,00833 \times 2} C_s \right) \times \frac{0,157}{\sqrt{t_{op}}}$$

$$V_{c50} = (1.000 + 1,5\rho_s C_s) \times \frac{0,116}{\sqrt{t_{op}}} ; V_{c70} = (1.000 + 1,5\rho_s C_s) \times \frac{0,157}{\sqrt{t_{op}}}$$

La geometría de la puesta a tierra determina la aparición de dos parámetros eléctricos adicionales con características diferenciadas. El primero corresponde a la zona cubierta por ella misma, donde el valor más desfavorable de tensión se manifiesta entre el centro geométrico de cada retícula y los conductores que la conforman; el segundo, se presenta fuera de la periferia de ella, donde la distribución de potencial adquiere un comportamiento similar al de un electrodo.

Voltaje de malla. Es la diferencia de potencial que se origina entre un punto del terreno, situado al centro del reticulado y un punto situado sobre el conductor del reticulado.

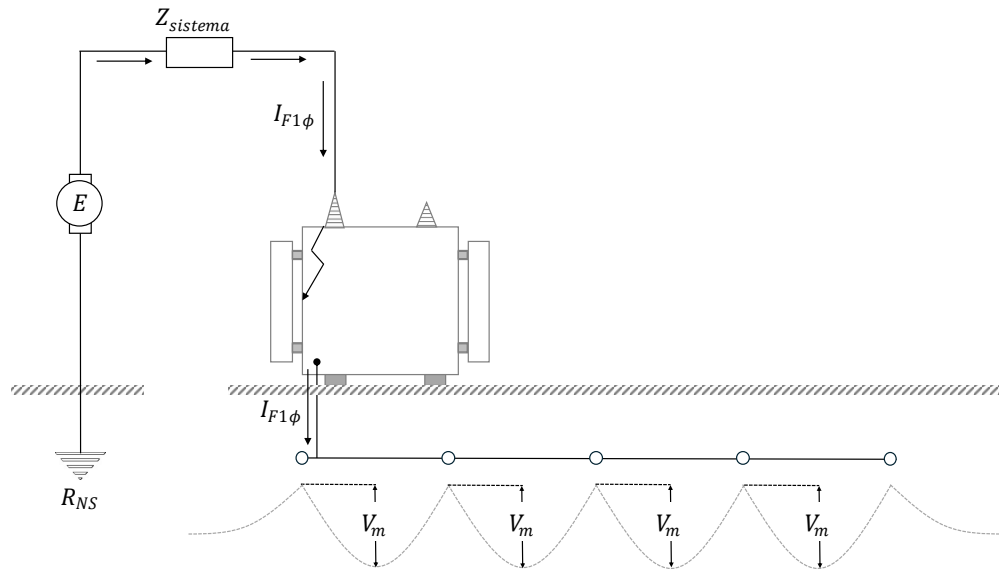


Figura 23 – Esquema representativo del voltaje de malla

Para poder calcular el valor de la tensión o voltaje de malla, debemos relacionar parámetros del mismo defecto como también el suelo y la geometría de la malla:

$$V_m = \frac{K_m \times K_i \times \rho_{eq} \times I_{F1\phi} \times F_d}{L_M}$$

V_m : Voltaje de malla (V)

K_m : Factor de espaciamento para la tensión de malla

K_i : Factor de corrección para la geometría de la cuadrícula

ρ_{eq} : Resistividad equivalente del terreno ($\Omega \cdot m$)

$I_{F1\phi}$: Corriente de falla monofásica (A)

F_d : Factor de decremento

L_M : Longitud enterrada efectiva de la puesta a tierra (m)

El factor de espaciamiento para la tensión de malla “ K_m ”, refleja cómo la geometría de la malla influye en la distribución del potencial eléctrico en el suelo, y por tanto en la seguridad del sistema de puesta a tierra. Para calcularlo, se utiliza la siguiente expresión:

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \left(\ln \left[\frac{D^2}{16h_e d} + \frac{(D + 2h_e)^2}{8Dd} - \frac{h_e}{4d} \right] + \frac{K_{ii}}{K_h} \ln \left[\frac{8}{\pi(2n - 1)} \right] \right)$$

K_m : Factor de espaciamiento para la tensión de malla.

D : Distancia entre conductores paralelos por el lado mayor de la malla (m).

h_e : Profundidad de enterramiento de la malla (m)

d : Diámetro del conductor de la malla (m)

K_{ii} : Factor de ponderación correctivo por el efecto de los conductores internos de la malla

K_h : Factor de ponderación correctivo por el efecto de la profundidad de la malla

n : Factor geométrico

El Factor de ponderación correctivo por el efecto de los conductores internos de la malla “ K_{ii} ”, depende de la expresión siguiente, la que es válida solo para mallas sin electrodos. En el caso de tenerlos, su valor será igual a 1 ($K_{ii}=1$; para mallas con electrodos):

$$K_{ii} = \frac{1}{2n \left(\frac{2}{n} \right)}$$

Utilizando cuatro componentes con forma de cuadrícula, el número efectivo de conductores paralelos en una cuadrícula dada puede aplicarse a cuadrículas rectangulares o de forma irregular que representan el número de conductores paralelos de una cuadrícula rectangular equivalente. A este desarrollo se le conoce como el factor geométrico “ n ”.

$$n = \frac{2L_m}{L_p} \times n_b \times n_c \times n_d ; n_b = \sqrt{\frac{L_p}{4\sqrt{S}}} ; n_c = \left[\frac{L_x L_y}{S} \right]^{\frac{0,7S}{L_x L_y}} ; n_d = \frac{D}{\sqrt{L_x^2 + L_y^2}}$$

$n_b = 1$ para mallas cuadradas

$n_c = 1$ para mallas cuadradas y rectangulares

$n_d = 1$ para mallas cuadradas, rectangulares y en forma de “L”.

L_m : Largo total del conductor que conforma la malla (m)

L_p : Largo total del conductor del perímetro de la malla (m)

S : Superficie de la malla (m²)

D : Distancia entre conductores paralelos por el lado mayor de la malla (m).

L_x : Longitud de la malla por la dimensión “x” (m)

L_y : Longitud de la malla por la dimensión “y” (m)

Respecto al factor de ponderación correctivo por el efecto de la profundidad de la malla que aparece en la ecuación de “ K_m ”, la expresión que permite su cálculo es la siguiente:

$$K_h = \sqrt{1 + \frac{h_e}{h_0}}$$

K_h : Factor de ponderación correctivo por el efecto de la profundidad de la malla

h_e : Profundidad de enterramiento de la malla (m)

h_0 : Profundidad de referencia de la cuadrícula, según IEEE Std 80, se fija igual a 1 (m)

Factor de corrección para la geometría de la cuadrícula que aparece en la fórmula de “ V_m ”, se calcula con la expresión siguiente:

$$K_i = 0,644 + 0,148n$$

K_i : Factor de corrección para la geometría de la cuadrícula

n : Factor geométrico

Para el caso de mallas sin electrodos verticales, o mallas con solo unos pocos electrodos verticales dispersos por toda la superficie, pero ninguno ubicada en las esquinas o a lo largo del perímetro de la malla, la longitud enterrada efectiva de la puesta a tierra es:

$$L_M = L_m + L_R$$

L_M : Longitud enterrada efectiva de la puesta a tierra (m)

L_m : Largo total del conductor de la malla (m)

L_R : Longitud total de todos los electrodos de la malla (m)

Para mallas con electrodos en las esquinas, así como a lo largo del perímetro y en toda la superficie, la longitud enterrada efectiva es:

$$L_M = L_m + \left[1,55 + 1,22 \left(\frac{L_e}{\sqrt{L_x^2 + L_y^2}} \right) \right] L_R$$

L_M : Longitud enterrada efectiva de la puesta a tierra (m)

L_m : Largo total del conductor de la malla (m)

L_e : Longitud individual de los electrodos verticales (m)

L_x : Longitud de la malla por la dimensión “x” (m)

L_y : Longitud de la malla por la dimensión “y” (m)

L_R : Longitud total de todos los electrodos de la malla (m)

Cuando ocurre un cortocircuito, la corriente no es puramente alterna simétrica (como la corriente de régimen permanente), sino que incluye una componente directa transitoria que depende del instante de la onda en que ocurrió la falla. Si se produce en el cruce por cero de la tensión, la componente directa es máxima, mientras que, si ocurre en el valor máximo, esta componente no aparece.

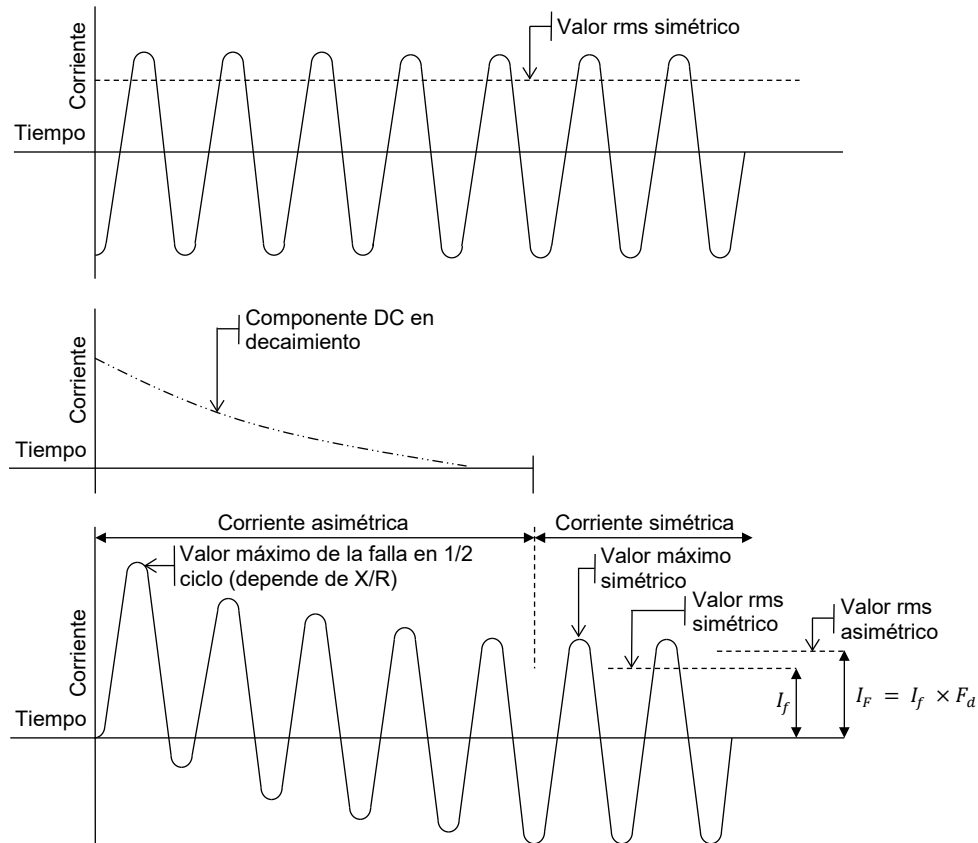


Figura 24 – Relación entre la falla simétrica y asimétrica según figura 1 IEEE Std80-2000

La componente directa descrita anteriormente, se superpone a la corriente simétrica y genera un valor de corriente asimétrica mayor durante los primeros ciclos de la falla. La forma en cómo se relacionan genera el denominado factor de decremento “Fd”.

El diseño de una malla de puesta a tierra de media tensión debe considerar siempre la corriente de falla asimétrica, particularmente al estar calculando las gradientes de potencial asociadas a la geometría de esta. Si bien existen formulaciones que permiten calcular el factor de decremento, en la práctica para este tipo de aplicaciones que estamos revisando (mallas para instalaciones con empalme de MT), no tenemos todos los datos necesarios para calcularlo, por lo que la práctica se utilizar la tabla 10 de la IEEE Std 80-2000 y se ajustan los valores según las condiciones propias del diseño.

Tabla 3
Factores de decremento según tabla 10 IEEE Std 80-2000

Duración de la falla (seg)	$X/R = 10$	$X/R = 20$	$X/R = 30$	$X/R = 40$
0,00833	1,576	1,648	1,675	1,688
0,05	1,232	1,378	1,462	1,515
0,10	1,125	1,232	1,316	1,378
0,20	1,064	1,125	1,181	1,232
0,30	1,043	1,085	1,125	1,163
0,40	1,033	1,064	1,095	1,125
0,50	1,026	1,052	1,077	1,101
0,75	1,018	1,035	1,052	1,068
1,00	1,013	1,026	1,039	1,052

La relación X/R que se utiliza en la tabla, contempla los parámetros del sistema en el punto de conexión a la red. Estos elementos son los que normalmente no tenemos a mano, por lo que se recomienda como práctica en nuestro caso tomar los factores entregados en la columna $X/R=40$.

Voltaje de paso por la periferia. Corresponde a la diferencia de potencial entre un punto situado en el conductor extremo de la malla y un punto del terreno situado a un metro fuera de la periferia de la malla.

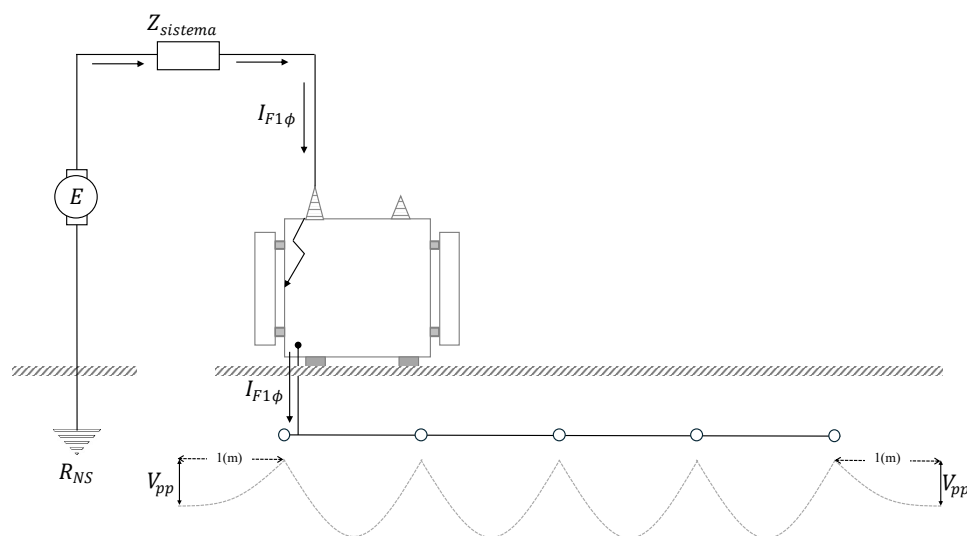


Figura 24 – Esquema representativo del voltaje de paso por la periferia

Para poder calcular el voltaje de paso por la periferia, debemos utilizar la expresión indicada a continuación:

$$V_{pp} = \frac{k_s \times k_i \times \rho_{eq} \times I_{F1\phi} \times F_d}{0,75L_m + 0,85L_R}$$

V_{pp} : Voltaje de paso por la periferia (V)

K_s : Factor de espaciamiento para voltaje de paso por la periferia

K_i : Factor de corrección para la geometría de la cuadrícula

ρ_{eq} : Resistividad equivalente del terreno (Ωm)

$I_{F1\phi}$: Corriente de falla monofásica (A)

F_d : Factor de decremento

L_m : Largo total del conductor de la malla (m)

L_R : Longitud total de todos los electrodos de la malla (m)

Se supone que la tensión de paso máxima se produce a lo largo de una distancia de 1 metro, comenzando y extendiéndose fuera del conductor perimetral en el ángulo que biseca el extremo más alejado de la malla. Para la profundidad de enterramiento habitual de las puestas a tierra, que va desde los 0,25 hasta los 2,5 metros, el factor de espaciamiento " K_s " según Jaroslav G. Sverak, es:

$$K_s = \frac{1}{\pi} \left[\frac{1}{2h_e} + \frac{1}{D + h_e} + \frac{1}{D} (1 - 0,5^{n-2}) \right]$$

h_e : Profundidad de enterramiento de la malla (m)

D : Distancia entre conductores paralelos por el lado mayor de la malla (m).

n : Factor geométrico

Definidos los parámetros asociados a las diferentes gradientes de potencial que intervienen en el diseño de una malla de media tensión, calculemos siguiendo nuestro ejemplo, estos parámetros considerando una persona de peso promedio de 70 (kg) y que recubrimos la zona de la malla con una capa de gravilla de 10 centímetros, la que posee una resistividad de 3.000 (Ωm).

$$C_s = 1 - \frac{0,09 \left(1 - \frac{\rho_{eq}}{\rho_s} \right)}{2h_s + 0,09} = 1 - \frac{0,09 \left(1 - \frac{85,138}{3.000} \right)}{2 \times 0,1 + 0,09} = 0,698$$

$$V_{p70} = (1.000 + 6\rho_s C_s) \times \frac{0,157}{\sqrt{t_{op}}} = (1.000 + 6 \times 3.000 \times 0,698) \times \frac{0,157}{\sqrt{0,055}} \approx 9.080,4 \text{ (V)}$$

$$V_{c70} = (1.000 + 1,5\rho_s C_s) \times \frac{0,157}{\sqrt{t_{op}}} = (1.000 + 1,5 \times 3.000 \times 0,698) \times \frac{0,157}{\sqrt{0,055}} \approx 2.772,2 \text{ (V)}$$

$$n = \frac{2L_m}{L_p} \times n_b \times n_c \times n_d = \frac{2 \times 220}{40} \times 1 \times 1 \times 1 = 11$$

$$K_{ii} = \frac{1}{2n\left(\frac{2}{n}\right)} = \frac{1}{2 \times 11\left(\frac{2}{11}\right)} = 0,323$$

$$K_h = \sqrt{1 + \frac{h_e}{h_0}} = \sqrt{1 + \frac{1}{1}} = 1,414$$

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \left(\ln \left[\frac{D^2}{16h_e d} + \frac{(D + 2h_e)^2}{8Dd} - \frac{h_e}{4d} \right] + \frac{K_{ii}}{K_h} \ln \left[\frac{8}{\pi(2n - 1)} \right] \right)$$

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \left(\ln \left[\frac{1^2}{16 \times 1 \times 0,00654} + \frac{(1 + 2 \times 1)^2}{8 \times 1 \times 0,00654} - \frac{1}{4 \times 0,00654} \right] + \frac{0,323}{1,414} \ln \left[\frac{8}{\pi(22 - 1)} \right] \right) = 0,714$$

$$K_i = 0,644 + 0,148n = 0,644 + 0,148 \times 11 = 2,272$$

Como F_d no aparece directamente en la tabla 3, deberemos interpolar, para $t_{op}=0,055$ en columna $X/R=40$:

$$F_d = (F_{d1} - F_{d0}) \frac{(t_{op} - t_0)}{(t_1 - t_0)} + F_{d0} = (1,378 - 1,515) \frac{(0,055 - 0,05)}{(0,10 - 0,05)} + 1,515 = 1,5013$$

$$L_M = L_m + L_R = 220 + 0 = 220$$

$$V_m = \frac{K_m \times K_i \times \rho_{eq} \times I_{F1\phi} \times F_d}{L_M} = \frac{0,714 \times 2,272 \times 85,135 \times 1,934 \times 1,5013}{220} = 1,822,8 \text{ (V)}$$

$$K_s = \frac{1}{\pi} \left[\frac{1}{2h_e} + \frac{1}{D + h_e} + \frac{1}{D} (1 - 0,5^{n-2}) \right] = \frac{1}{\pi} \left[\frac{1}{2 \times 1} + \frac{1}{1 + 1} + \frac{1}{1} (1 - 0,5^{11-2}) \right] = 0,636$$

$$V_{pp} = \frac{k_s \times k_i \times \rho_{eq} \times I_{F1\phi} \times F_d}{0,75L_m + 0,85L_R} = \frac{0,636 \times 2,272 \times 85,135 \times 1,934 \times 1,5013}{0,75 \times 220 + 0,85 \times 0} = 2,164,9 \text{ (V)}$$

Con las gradientes de potencial calculadas, debemos en este punto realizar la evaluación final de nuestro diseño, para verificar el cumplimiento de las condiciones normativas y de seguridad que se le imponen a este tipo de puestas a tierra:

$$V_m < V_c \wedge V_{pp} < V_p$$

(Segun IEEE Std 80-2000)

Al revisar el resultado de nuestro cálculo vemos que $1,822,8 < 2,772,2 \wedge 2,164,9 < 9,080,4$, por lo que en conclusión nuestra malla propuesta cumple la tercera verificación, quedando ahora solo determinar si la sección del conductor elegido es el correcto para el sistema (cuarta verificación).

La sección del conductor elegido para la construcción del arreglo geométrico de la puesta a tierra debe garantizar que estos soporten las solicitaciones térmicas generadas por corrientes la corriente de falla a tierra, sin comprometer su integridad mecánica ni la seguridad de las personas. La norma IEEE Std 80-2000, establece un método basado en la energía térmica disipada durante el tiempo de falla, considerando la resistividad del conductor, el tiempo de despeje de la protección y el factor de decremento asociado al régimen transitorio.

$$S_{cm} = \frac{I_{F1\phi} \times F_d}{1.000 \times \sqrt{\left(\frac{T_{CAP} \times 10^{-4}}{t_{op} \alpha_r \rho_r}\right) \ln \left(\frac{K_0 + T_m}{K_0 + T_a}\right)}}$$

S_{cm} : Sección mínima del conductor de la malla (mm²)

$I_{F1\phi}$: Corriente de falla monofásica (A)

F_d : Factor de decremento

T_{CAP} : Capacidad térmica por unidad de volumen del conductor (J/(cm³°C))

t_{op} : Tiempo de operación de la protección del transformador (s)

α_r : Coeficiente térmico de resistividad a temperatura de referencia (1/°C)

ρ_r : Resistividad del conductor a temperatura de referencia (μΩxcm)

K_0 : Coeficiente térmico (°C)

T_m : Temperatura máxima permitida (°C)

T_a : Temperatura ambiente (°C)

Tabla 4
Constantes materiales según tabla 1 IEEE Std 80-2000 (resumen)

Tipo de conductor	σ (%)	α_r (1/°C)	K_0 (°C)	$T_f^{(a)}$ (°C)	ρ_r (μΩxcm)	T_{CAP} (J/(cm ³ °C))
Cable de cobre recocido trefilado	100	0,00393	234	1083	1,72	3,42
Cable de cobre comercial trefilado	97	0,00381	242	1084	1,78	3,42
Alambre de acero revestido de cobre	40	0,00378	245	1084	4,40	3,85
Varilla de acero revestida en cobre ^(b)	20	0,00378	245	1084	8,62	3,85
Aluminio de grado EC (Electrical Conductor)	61	0,00403	228	657	2,86	2,56
Alambre de acero revestido de aluminio	20,3	0,00360	258	657	8,48	3,58
Varilla de acero revestida de acero inoxidable ^(c)	9,8	0,00160	605	1400	20,10	3,93

^(a) T_f indica la temperatura de fusión según el estándar ASTM (American Society for Testing Material)

^(b) Basadas en un espesor de cobre de 0,254 mm

^(c) Basada en un espesor de acero inoxidable N°304 de 0,508 mm sobre un núcleo de acero N°1020

Respecto a la temperatura máxima permitida, no debemos confundirla con la temperatura de fusión del material que está representada en la tabla anterior como " T_f ". El parámetro que buscamos a la máxima temperatura a soportar en presencia de una falla, en el punto mas débil del material conductor con el que se construya la puesta a tierra, la que es claramente las uniones.

Todas las uniones que se generan en la puesta a tierra deben ser mecánica y térmicamente robustas, además de tener una alta resistencia a la corrosión y una baja resistencia eléctrica. Estas uniones se ven sometidos a grandes esfuerzos cuando está circulando a la puesta a tierra la corriente de falla, por lo que deben ser capaces de soportarla durante el tiempo de apertura de la protección sin sufrir ningún tipo de daño.

El RIC N°06 señala que las uniones entre el conductor de puesta a tierra y la puesta a tierra será mediante soldaduras de alto punto de fusión tales como la oxiacetilénica y la exotérmica. La primera, usa una llama externa para fundir el metal mientras que la segunda usa una reacción química interna para crear la unión. También es permitido el uso de prensas de unión, y cuando esta unión sea visible se podrán emplear abrazaderas.

Las conexiones de las puestas a tierra que van bajo el nivel del suelo deberán ser realizadas mediante soldadura exotérmica o conector apropiado para enterramiento, en conformidad a lo definido en el protocolo de análisis y/o ensayos de seguridad de productos eléctricos respectivo. En ausencia de este, deberán realizarse en conformidad a la norma IEEE Std 837, debiéndose asegurar la permanencia de la unión, no experimentar al paso de la corriente calentamientos superiores a los del conductor y estar protegidos contra la corrosión galvánica.

Tomada del British Standards Institution (BSI), en particular del "Code of practice for protective earthing of electrical installations", la tabla siguiente entrega los valores de temperatura a considerar según el tipo de unión que estemos usando.

Tabla 5
Temperatura máxima permitida T_m según tabla 5 del BS 7430:2011 (resumen)

Tipos de Uniones	$T_f^{(a)}$ (°C)
Soldadura exotérmica	700
Soldadura bronceada	450
Prensa o abrazadera	250

Para nuestro ejemplo, considerando el uso de cable de cobre treñado comercial, una temperatura ambiente de 40°C, y que todas las uniones son mediante soldadura exotérmica, la sección mínima de nuestro conductor sería:

$$S_{cm} = \frac{I_{F1\phi} \times F_d}{1.000 \times \sqrt{\left(\frac{T_{CAP} \times 10^{-4}}{t_{op} \alpha_r \rho_r}\right) \ln\left(\frac{K_0 + T_m}{K_0 + T_a}\right)}} = \frac{1.934 \times 1,5013}{1.000 \times \sqrt{\left(\frac{3,42 \times 10^{-4}}{0,055 \times 0,00381 \times 1,78}\right) \ln\left(\frac{242 + 700}{242 + 40}\right)}} =$$

$S_{cm} = 2,76 \text{ (mm}^2\text{)} < 33,6 \text{ (mm}^2\text{)}$. Como la sección mínima es menor que la usada el criterio se cumple.

Otra de las obligaciones a cumplir con las puestas a tierra de las instalaciones de consumo en Chile, se refiere al aseguramiento que las masas de los equipos en baja tensión durante la evacuación de una falla a tierra por la puesta a tierra de media tensión, no puedan quedar sometidas a tensiones de contacto peligrosas, por lo que se deberá verificar la independencia entre ambas (MT y BT). Para esto, el RIC N°06, punto 9.1 señala que se considerará independiente una toma de tierra respecto a otra, cuando una de ellas no alcance respecto a un punto de potencial cero, una tensión superior a 50 (V), cuando por la otra circula la máxima corriente de falla a tierra prevista. Si no se hace el control de independencia, se considerará que las tomas de tierra son eléctricamente independientes cuando se cumplan todas y cada una de las condiciones siguientes:

- a) No exista canalización metálica conductora que cruce o atraviese la zona donde se ubican las tierras de media y baja tensión.
- b) La distancia entre las puestas a tierra de media tensión y las tomas de tierra de baja será la resultante de la siguiente fórmula (ajustada):

$$d \geq \frac{\rho_{eq} \times I_{F1\phi} \times F_d}{2\pi U}$$

d : Distancia de separación entre puestas a tierra de MT y BT (m)

$I_{F1\phi}$: Corriente de falla monofásica (A)

F_d : Factor de decremento

U : Tensión de defecto 600 (V) para sistemas de distribución en el lado de BT tipo TT, siempre que el tiempo de eliminación del defecto en la instalación de media tensión sea menor o igual a 5 segundos y 250 (V), en caso contrario.

Para redes TN, será inferior a dos veces la tensión de contacto máxima admisible de la instalación definida en el pliego técnico normativo RPTD N°06 del DS N°109/2017 del Ministerio de Energía o las disposiciones que la reemplacen.

- c) El centro de transformación MT/BT está situado en un recinto aislado de la instalación de consumo, o bien, si esta contiguo a la instalación de consumo o en el interior de esta y está establecido de tal manera que sus elementos metálicos no están unidos eléctricamente a los elementos metálicos constructivos de la instalación de consumo.

Aplicando el punto (b) descrito anteriormente y suponiendo que nuestra instalación posee un esquema tipo TT, las puestas a tierra deberán estar separadas a:

$$d \geq \frac{\rho_{eq} \times I_{F1\phi} \times F_d}{2\pi U} \rightarrow d \geq \frac{85,135 \times 1.934 \times 1,5013}{2\pi \times 600} \geq 66 \text{ (m)}$$

El RIC N°06 señala que sólo se podrán unir las puestas a tierra de MT y BT, si el valor de la resistencia de puesta a tierra única es suficientemente bajo para que, en el caso de evacuar el máximo valor previsto de la corriente de falla a tierra del centro de transformación, el valor de la tensión de defecto sea menor que la tensión de contacto máximo aplicada. Se considerará una resistencia de puesta a tierra suficientemente baja cuando se cumpla que:

$$R_t < \frac{V_{ca}}{I_d} ; V_{ca} = \frac{K}{t^n} ; I_d = I_{F1\phi} \times F_d ; t = t_{op} \therefore R_t < \frac{K}{I_{F1\phi} \times F_d \times t_{op}^n}$$

V_{ca} : Tensión de contacto máxima aplicada (V)

R_t : Resistencia máxima de la puesta a tierra única (Ω)

t_{op} : Tiempo de operación de la protección del transformador (seg)

K, n : para el rango $0,1 < t_{op} < 0,9$ seg usar: $K=72$ y $n=1$

para el rango $0,9 < t_{op} < 3$ seg usar: $K=78,5$ y $n=0,18$

Si aplicamos la expresión a nuestro caso de ejemplo, obtendremos el siguiente valor máximo de resistencia de puesta a tierra común:

$$R_t < \frac{K}{I_{F1\phi} \times F_d \times t_{op}^n} \Rightarrow R_t < \frac{72}{1.934 \times 1,5013 \times 0,055^1} \Rightarrow R_t < 0,45 \text{ (}\Omega\text{)}$$

Como vemos en el resultado anterior, el valor máximo es en extremo bajo como para cumplirlo, pero de igual forma observemos que se utilizó $K=72$ y $n=1$, a pesar de que nuestro tiempo de operación está fuera del rango dado para estos factores ($0,1 < t_{op} < 0,9$ seg). En algunos foros se propone utilizar, para tiempo por debajo del rango señalado, directamente el valor de la tensión de contacto máxima aplicada obtenida de las ecuaciones para la tensión de contacto en persona de 50 (kg) o 70 (kg) revisadas anteriormente, sin pasar por la relación K/t^n dado que ya está contemplado el tiempo en la formula principal.

Si aplicamos lo señalado anteriormente para nuestro ejemplo, obtendremos el siguiente resultado para la resistencia máxima de la puesta a tierra conjunta:

$$V_{c70} = (1.000 + 1,5\rho_s C_s) \times \frac{0,157}{\sqrt{t_{op}}} = (1.000 + 1,5 \times 3.000 \times 0,698) \times \frac{0,157}{\sqrt{0,055}} \approx 2.772,2 \text{ (V)}$$

$$R_t < \frac{V_{ca}}{I_d} \Rightarrow R_t < \frac{V_{ca}}{I_{F1\phi} \times F_d} \Rightarrow R_t < \frac{2.772,2}{1.934 \times 1,5013} \Rightarrow R_t < 0,95 \text{ (}\Omega\text{)}$$

Como podemos verificar, el valor máximo de resistencia aumenta comparativamente con el primer resultado, pero sigue siendo bastante bajo de conseguir para nuestro caso de ejemplo.

También se propone como método, el determinar el valor de “K” y “n” para el tiempo de operación que se tiene. La expresión $V_{ca} = K/t^n$ indicada anteriormente, aparece en la Instrucción Técnica Complementaria (ITC) del Ministerio de Industria y Energía (MIE), específicamente del Reglamento de Alta Tensión (AT) de España (ITC MIE-RAT 13), la que también es posible rastrear hasta el denominado método UNESA (Unidad Eléctrica S.A, actualmente llamada Asociación Española de la Industria Eléctrica), el cual es un procedimiento utilizado en España para el cálculo de la puesta a tierra en instalaciones eléctricas, especialmente en centros de transformación de media y alta tensión. Esta ecuación, es una representación algebraica de la curva de tensión aplicable entre mano y pies (tensión de contacto), en función de la duración del defecto.

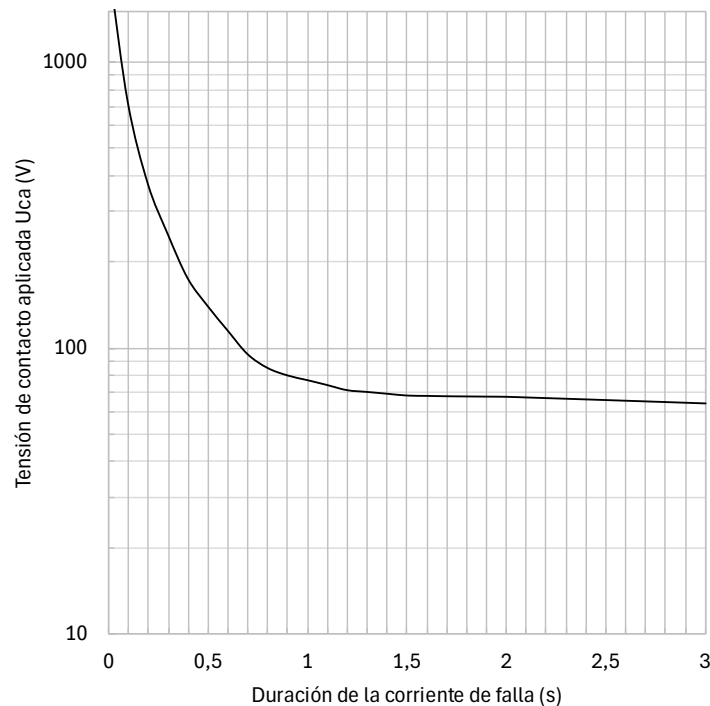


Figura 25 – Tensión aplicable entre mano y pies en función de la duración del defecto (Gráfico 1 método UNESA)

Primero es importante señalar que los factores “ K ” y “ n ”, son coeficientes empíricos ajustados para obtener curvas de seguridad que tienen en cuenta: impedancia corporal típica, condiciones de contacto (superficie, calzado, suelo), y un criterio de probabilidad de efecto aceptable (margen de seguridad). No provienen de una simple derivación teórica única sino de la combinación de datos experimentales históricos (Dalziel, estudios IEC) y su “traducción” a límites normativos.

a) Resolvamos para el primer tramo normativo entre 0,1 y 0,9 segundos:

$$\frac{V_{ca,A}}{V_{ca,B}} = \frac{K/(0,1)^n}{K/(0,9)^n} = \left(\frac{0,9}{0,1}\right)^n = 9^n \wedge \frac{720}{80} = 9 \Rightarrow 9 = 9^n \Rightarrow n = 1$$

$$K = V_{ca,A} \times (0,1)^n = 720 \times 0,1 = 72$$

b) Resolvamos para el segundo tramo normativo entre 0,9 y 3,0 segundos:

$$\frac{V_{ca,B}}{V_{ca,C}} = \frac{K/(0,9)^n}{K/(3,0)^n} = \left(\frac{3,0}{0,9}\right)^n = 3, \bar{3}^n \wedge \frac{80}{64} = 1,25 \wedge 3, \bar{3}^{0,18} \approx 1,25 \Rightarrow n = 0,18$$

$$K = V_{ca,B} \times (0,9)^n = 80 \times 0,9^{0,18} = 78,5$$

c) Resolvamos ahora para nuestro tramo entre 0,055 y 0,1 segundos:

$$\frac{V_1}{V_2} = \left(\frac{t_2}{t_1}\right)^n \Rightarrow n = \frac{\ln(V_1/V_2)}{\ln(t_2/t_1)} = \frac{\ln(1.250/720)}{\ln(0,1/0,055)} \approx 0,92274$$

$$K = V_1 \times t_1^n = 1.250 \times 0,055^{0,92274} \approx 86,02$$

Calculemos finalmente el valor máximo de la resistencia de la puesta a tierra común, con los factores determinados:

$$R_t < \frac{K}{I_{F1\phi} \times F_d \times t_{op}^n} \Rightarrow R_t < \frac{86,02}{1,934 \times 1,5013 \times 0,055^{0,92274}} \Rightarrow R_t < 0,43 (\Omega)$$

Como podemos observar en el resultado anterior, claramente la resistencia máxima es mas baja que en nuestro primer análisis y también en extremo difícil de conseguir.

La ITC MIE-RAT 13 ha sido derogada y reemplazada por la ITC-RAT 13 (2014), según el Real Decreto 337/2014 del 9 de mayo, que aprueba el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión. La norma UNE-IEC/TS 60479-1 da indicaciones sobre los efectos de la corriente que pasa a través del cuerpo humano en función de su magnitud y duración, estableciendo una relación entre los valores admisibles de la corriente que puede circular a través del cuerpo humano y su duración, provocando un ajuste en la curva anterior y que es parte de la nueva instrucción técnica complementaria.

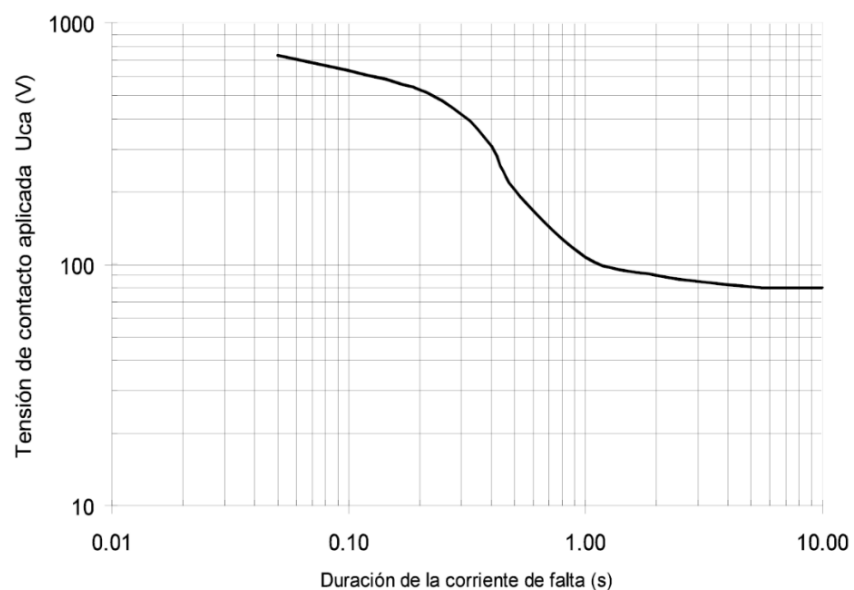


Figura 26 – Tensión admisible de contacto V_{ca} en función de la duración del defecto (Gráfico 1 ITC-RAT 13-2014)

Extraída de la gráfica anterior, la tabla entregada a continuación, aparece en el propio reglamento señalado:

Tabla 6
Tensión admisible de contacto en función de la duración del defecto según tabla 1 del ITC-RAT 13-2014

Duración de la falla (seg)	Tensión de contacto admisible (V)
0,05	735
0,10	633
0,20	528
0,30	420
0,40	310
0,50	204
1,00	107
2,00	90
5,00	81
10,00	80
>10,00	50

La tensión de contacto máxima admisible en la instalación que garantiza la seguridad de las personas, considerando resistencias adicionales, por ejemplo, resistencia a tierra del punto de contacto, calzado y presencia de superficies de material aislante, se puede calcular con la ecuación siguiente:

$$V_{cma} = V_{ca} \left[1 + \frac{\frac{R_{a1}}{2} + 1,5\rho_s C_s}{1.000} \right]$$

V_{cma} : Tensión de contacto máxima admisible (V)

V_{ca} : Tensión de contacto máxima aplicada (V)

R_{a1} : Resistencia equivalente del calzado (Ω)

ρ_s : Resistividad de la capa superficial (Ωm)

C_s : Factor de corrección

La tensión de contacto máxima aplicada es función de la duración de la corriente de falla y se obtiene ya sea de la Figura 26 o Tabla 6 anteriores.

Según cada caso, " R_{a1} " es la resistencia del calzado, la resistencia de superficies de material aislante, etc. Para la resistencia del calzado se puede utilizar $R_{a1}=2.000$ (Ω).

Para calcular la resistividad superficial aparente del terreno en los casos en que el terreno se recubre de una capa adicional de elevada resistividad (grava, hormigón, etc) se multiplicará el valor de la resistividad de la capa de terreno adicional, por un coeficiente reductor. El coeficiente reductor se obtendrá de la expresión siguiente:

$$C_s = 1 - \frac{0,106 \left(1 - \frac{\rho_{eq}}{\rho_s} \right)}{2h_s + 0,106}$$

ρ_{eq} : Resistividad equivalente del terreno (Ωm)

h_s : Espesor de la capa superficial (m)

La ecuación anterior en lo relativo a los factores numéricos difiere de la expresión presentada en la IEEE Std 80-2000 y en el RIC N°06. Esta diferencia se debe a que en la ITC-RAT 13-2014, está adaptada a las condiciones normativas europeas, cambiando el coeficiente 0,09 a 0,106 porque proviene de un cambio de unidades y a una ligera recalibración basada en datos experimentales europeos hecho por el Instituto para la Seguridad Minera (INERIS), y el Ministerio de Industria Español, al validar la fórmula en suelos más delgados o con distintas proporciones de resistividades.

Calculemos la resistencia máxima de nuestro sistema si se quiere utilizar una puesta a tierra común para media y baja tensión:

$$C_s = 1 - \frac{0,106 \left(1 - \frac{\rho_{eq}}{\rho_s}\right)}{2h_s + 0,106} = 1 - \frac{0,106 \left(1 - \frac{85,138}{3.000}\right)}{2 \times 0,1 + 0,106} = 0,663$$

$$V_{cma} = 720 \left[1 + \frac{\frac{2.000}{2} + 1,5 \times 3.000 \times 0,663}{1.000} \right] \approx 3.588 \text{ (V)}$$

$$R_t < \frac{V_{cma}}{I_{F1\phi} \times F_d} = \frac{3.588}{1.934 \times 1,5013} \approx 1,24 \text{ (}\Omega\text{)}$$

Como podemos observar, para nuestro caso de ejemplo, al querer utilizar una puesta a tierra común MT-BT, la resistencia máxima aplicando las indicaciones del RIC N°06 en conjunto con dos criterios alternativos y uno proveniente de la norma española, llegamos a un valor de resistencia difícil de cumplir. De igual forma, tenemos que considerar que todos estos cálculos son solo un ejemplo y que, en la práctica, el ingeniero deberá analizar su proyecto con los datos reales y encontrar la solución más adecuada.

Finalizando el presente apunte, se puede decir, que el diseño y evaluación de los sistemas de puesta a tierra constituyen uno de los pilares fundamentales para la seguridad eléctrica de las personas y la integridad de las instalaciones. Una puesta a tierra correctamente proyectada permite canalizar de forma controlada las corrientes de falla y las descargas atmosféricas, garantizando que los potenciales que intervienen se mantengan dentro de límites seguros.

El cumplimiento riguroso de los criterios establecidos en las normas aplicables no solo asegura la conformidad técnica del sistema, sino que también proporciona un marco de trazabilidad y validación indispensable para las auditorías eléctricas y de seguridad operacional.

Finalmente, un sistema de puesta a tierra debe concebirse como un elemento dinámico de protección y continuidad operacional. Su diseño no se limita a cumplir valores de resistencia, sino que debe integrarse a la estrategia global de seguridad eléctrica de la instalación, contemplando la protección de personas, la preservación de equipos y la minimización de interrupciones en procesos industriales críticos. Solo mediante una concepción integral, técnica y normativamente fundamentada, es posible garantizar que la infraestructura eléctrica opere con seguridad, eficiencia y resiliencia frente a las condiciones reales del entorno.

Referencias Bibliográficas

Pliego Técnico Normativo RIC N°5 (2020)

Medidas de Protección Contra Tensiones Peligrosas y Descargas Eléctricas
Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC)

Pliego Técnico Normativo RIC N°6 (2020)

Puesta a Tierra y Enlace Equipotencial
Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC)

Pliego Técnico Normativo RIC N°11 (2020)

Instalaciones Especiales
Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC)

Pliego Técnico Normativo RIC N°13 (2020)

Subestaciones y Salas Eléctricas
Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC)

The Effects of Electric Shock on Man (1956)

Charles Francis Dalziel
Safety and Fire Protection Technical Bulletin, U.S. Atomic Energy Commission, Washington D.C.

Reevaluation of Lethal Electric Currents (1968)

Charles F. Dalziel & William R. Lee
IEEE Transactions on Industry and General Applications, Piscataway, New Jersey, U.S.

IEEE Std 142 - Green Book (1991)

Recommended Practice for Grounding of Industrial and Commercial Power Systems
Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), Piscataway, New Jersey, U.S.

Simplified equations for mesh and step voltages in an AC substation (1991)

Thapar, B., Gerez, V., Balakrishnan, A., & Blank, D.,
IEEE Transactions on Power Delivery, Piscataway, New Jersey, U.S.

Simplified analysis of electrical gradients above a ground grid (1984)

Jaroslav G. Sverak
IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Piscataway, New Jersey, U.S.

Earth Resistances (1964)

George Frank Tagg
George Newnes Ltd, London, United Kingdom

Manual para el Proyecto y Análisis de Sistemas de Puesta a Tierra (1997)

Pedro Ortuondo Fernández.

Imprenta América Ltda., Santiago de Chile

Sistemas de Puesta a Tierra (2010)

José Ramírez Castaño & Eduardo Cano Plata.

Facultad de Ingeniería y Arquitectura, Universidad Nacional de Colombia, Manizales Colombia

IEEE Std 80 (2000)

Guide for Safety in AC Substation Grounding

Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), Piscataway, New Jersey, U.S.

IEC 60364-4-41 (2018)

Low-voltage electrical installations

Part 4-41: Protection against electric shock

International Electrotechnical Commission (IEC), Geneva, Switzerland

IEC 61557-8 (2014)

Equipment for testing, measuring or monitoring protective measures

Part 8: Insulation monitoring devices for IT systems

International Electrotechnical Commission (IEC), Geneva, Switzerland

BS 7430:2011 (2011)

Code of practice for protective earthing of electrical installations

British Standards Institution (BSI), Milton Keynes, United Kingdom

ITC-RAT 13-2014 (2014)

Instalaciones de Puesta a Tierra

Ministerio de Industria, Energía y Turismo, Madrid, España