

Puesta a Tierra en Subestaciones de Distribuciones: ¿Unidas o Separadas?

Roberto Laurent^A, Adair Martins^B, Claudia Helou^A

^A Facultad de Ingeniería

^B Facultad de Economía y Administración,
Universidad Nacional del Comahue

Buenos Aires 1400, 8300, Tel: 0299-4488305, Neuquén, Argentina

Resumen

Por razones históricas las empresas distribuidoras de Argentina utilizan frecuentemente dos puestas a tierra separadas en las subestaciones aéreas de distribución 13.2/0.4 kV consistentes en una jabalina para los descargadores del lado de alta tensión y otra para el neutro de baja tensión. Ante dudas sobre esta práctica, dado que la interconexión de las diversas puestas a tierra en una instalación permite obtener con el mínimo costo la resistencia global más pequeña y así reducir las diferencias de tensión entre las partes de la instalación a su mínima expresión, el Ente Regulador de la Electricidad de la provincia de Río Negro requirió al Departamento de Electrotecnia de la Universidad Nacional del Comahue la realización de un estudio para determinar la factibilidad técnica de interconectar las dos puestas a tierra, en este artículo se sintetiza el mismo.

En base a la normativa y experiencia internacional y al análisis de los fenómenos físicos involucrados (corrientes de falla, transferencia de tensiones entre media y baja tensión, resistividad del suelo, etc.) se obtienen conclusiones y recomendaciones sobre las condiciones que deben darse para la interconexión o separación de las puestas a tierra. Se cuestiona la utilización masiva del denominado reactor de neutro de 23 ohm que al limitar la corriente de falla a un valor muy alto (1 kA) dificulta la interconexión de las puestas a tierra. Se discuten además algunas deficiencias de los reglamentos internos de las empresas involucradas y de las normas nacionales.

Palabras Clave- Distribución de Energía, Puesta a Tierra, Subestaciones, Tensión de Contacto, Tensión de Paso.

I. INTRODUCCIÓN

Con la privatización en la década de los noventa de los sistemas eléctricos en Argentina la distribución de la energía eléctrica en la provincia de Río Negro es responsabilidad de

la empresa EDERSA, en la mayor parte de su territorio, y de sendas cooperativas en el caso puntual de las ciudades de Bariloche y Río Colorado. La actividad está supervisada y controlada por el Ente Provincial de Regulación de la Electricidad (EPRE).

Las distribuidoras de energía utilizan generalmente en sus subestaciones de transformación, 13.2/0.4 kV configuración Dy11, dos puestas a tierra, una para los descargadores del lado de alta tensión y otra para el centro estrella del transformador y de sus partes metálicas del lado de baja tensión. Estas puestas a tierra no tienen vinculación eléctrica directa. La fotografía de la Fig. 1 muestra una subestación típica, en la que las puestas a tierra se encuentran en la base de cada poste separadas unos 3 m. En la Fig. 2 está representado un esquema eléctrico de la subestación con las dos puestas a tierra representadas por las resistencias R_{AT} y R_{BT} .



Fig. 1. Subestación 13.2/0.4 kV con dos puestas a tierra

R. Laurent se desempeña en el Departamento de Electrotecnia de la Universidad del Comahue, 8300 Neuquén, Argentina (e-mail: roberto_laurent@yahoo.com.ar).

A. Martins se desempeña en el Departamento de Ciencias de la Computación de la Universidad Nacional del Comahue, 8300 Neuquén, Argentina (e-mail: mgavbm@yahoo.com.ar).

C. Helou se desempeña en el Departamento de Electrotecnia de la Universidad del Comahue, 8300 Neuquén, Argentina (e-mail: helou@moviman.com.ar).

Ante dudas sobre esta práctica el EPRE requirió al Departamento de Electrotecnia de la Universidad Nacional del Comahue determinar la factibilidad técnica y el análisis de la posibilidad de que las puestas a tierra comentadas se encuentren conectadas a una única instalación. Analizar cuáles de estas dos posibilidades planteadas es la más adecuada para la protección de las instalaciones ante las diversas solicitaciones eléctricas a las que se verán expuestas. Y de acuerdo a estas posibilidades cuáles serían los requisitos mínimos que las instalaciones deberían cumplir, como los valores de resistencia de puesta a tierra, necesidad de que el conductor sea aislado eléctricamente o protegido mecánicamente [1]-[2].

La interconexión de las puestas a tierra en una instalación permite obtener la resistencia global más pequeña y así reducir las diferencias de tensión entre las partes de la instalación a un mínimo durante fallas mejorando su confiabilidad y vida útil.

Lamentablemente la interconexión de las puestas a tierra no es siempre práctica desde el punto de vista técnico y económico. Cuando se produce un cortocircuito del lado de alta tensión se pueden propagar sobretensiones temporarias inadmisibles a través de la puesta a tierra a los usuarios de baja tensión. El límite para estas sobretensiones se encuentra cuantificado en las normas IEC [3].

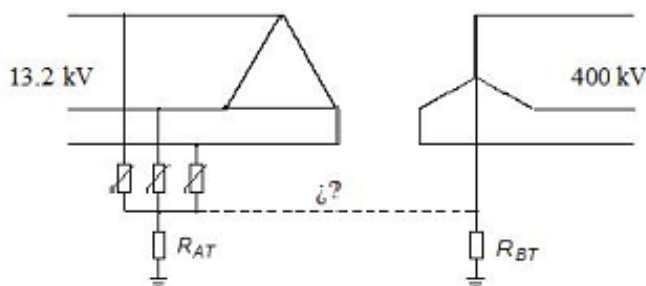


Fig. 2. Esquema eléctrico de una subestación con dos puestas a tierra.

Una sobretensión temporal baja requiere un valor bajo de resistencia de puesta a tierra única, lo que puede hacerla impracticable para valores altos de resistividad del suelo, y también un valor bajo de la corriente de falla a tierra, que depende del sistema de neutro adoptado en el sistema de 13.2 kV [4]-[5]-[6]-[7]. Cuando es necesario evitar la transferencia de tensiones peligrosas, provocadas por fallas fase tierra del lado de alta tensión u otras causas, los neutros de los alimentadores de baja tensión deben conectarse a una tierra separada y suficientemente alejada. Un punto importante adicional es que las puestas a tierra deben cumplir valores adecuados de tensiones de paso y contacto [8]-[9].

En este artículo se discuten y cuantifican estos conceptos teniendo en cuenta los fenómenos físicos involucrados y la normativa y experiencia internacional. Se discuten además algunas consideraciones cuestionables de los reglamentos de las empresas involucradas y de las normas nacionales IRAM [1]-[7]-[10].

II. LA INTERCONEXIÓN DE LAS PUESTAS A TIERRA

La interconexión de las diversas puestas a tierra en una instalación, la puesta a tierra de descargadores, cuba y partes metálicas (tierra general o de protección) y la puesta a tierra del centro estrella del transformador (tierra de servicio), neutro de baja tensión, en una subestación, permite obtener con el mínimo costo la resistencia global más pequeña, así como reducir las diferencias de tensión locales entre las partes de la instalación a su mínima expresión [4]-[5]. Resultando de esta forma una instalación óptima desde el punto de vista de la efectividad de los descargadores para proteger contra descargas atmosféricas al transformador, mejorando su confiabilidad y vida útil. Contribuye además a la posibilidad de utilizar transformadores con aislación reducida (75 kV en vez de 95 kV), con un beneficio económico.

También es el sistema que, de la forma más simple permite prever el comportamiento de las partes, bajo cualquier circunstancia, sin necesidad de conocer los acoplamientos existentes, a veces mal definidos o mal controlados, como es el caso de dos sistemas de tierra independientes que puedan quedar unidos, inadvertidamente a consecuencia de trabajos o fallas en la instalación. Este último caso se presenta, sobre todo, para la tierra del punto neutro de baja tensión de los transformadores que alimentan a consumidores distantes, desde una subestación. En caso de falla de aislación entre alta tensión y las masas de esa instalación, la interconexión de la tierra del neutro de baja tensión con la tierra de las masas de la instalación propagaría a aquellos un potencial que podría, en ciertos casos ser excesivo. Esto es todavía más importante en las subestaciones donde se utilizan explosores en vez de descargadores ya que las descargas atmosféricas producirán cortocircuitos en las mismas. Esta es una práctica bastante usual en subestaciones rurales de escasa potencia o donde el nivel cerámico es bajo. Por ejemplo, la Cooperativa de Electricidad de Bariloche usa bastante este sistema.

La máxima sobretensión temporal U de corta duración (≤ 5 s) permitida en las instalaciones de baja tensión, debidas a fallas fase tierra del lado de alta tensión u otras causas, está definida en la enmienda del año 1995 de la norma IEC 364-4-442 (1993) [3]:

$$U = U_0 + 1200 \approx 1500 \text{ (V)} \quad (1)$$

donde U_0 es la tensión nominal fase a tierra, generalmente 220 V en Argentina. O sea, la sobretensión temporal máxima permitida es de cerca de 1500 V.

Considerando que la resistencia de puesta a tierra varía considerablemente en función de la humedad y temperatura del suelo es razonable utilizar un valor menor para el diseño. Como referencia, en España [4]-[5] se utiliza un valor conservativo de 1000 V, y en los sistemas rurales de Francia [6] un valor más ajustado de 1500 V, pero con protecciones amperométricas sofisticadas y rápidas. Considerando que en la provincia de Río Negro, como generalmente ocurre en el interior de Argentina, es común el uso de protecciones muy simples, fusibles, un valor conservativo de 1000 V parece muy adecuado.

Por razones históricas en los sistemas de 13.2 kV de la Provincia de Río Negro es frecuente la utilización del denominado reactor de neutro de 23 ohm de secuencia cero, se trata en realidad de un transformador zigzag. La función de este reactor es controlar la corriente de cortocircuito fase a tierra a un valor máximo de 1 kA ($3 \times 13.2 / \sqrt{3} \text{ kV} / 23 \Omega = \sqrt{3} \times 13.2 \text{ kV} / 23 \Omega = 0.994 \text{ kA}$) en los casos en que todos los transformadores tienen bobinados en triángulo del lado de 13.2 kV que es el caso más común. Con una corriente de 1 kA y una sobretensión temporaria máxima permitida de 1000 V, la resistencia máxima que permite interconectar las tierras es de 1 Ω .

Esta corriente ha permitido coordinar las protecciones y dimensionar las puestas a tierra de las subestaciones en forma bastante normalizada. Pero en la actualidad es un valor algo alto. En España 1 kA es el valor máximo que se admite, resultando los valores máximos de resistencia en función de la corriente que permiten interconectar las tierras que se muestran en la Fig. 3 [4]-[5]. En las redes rurales francesas de *Electricité de France* (EDF) las corrientes de falla se limitan a 150 o 300 A mediante reactores conectados en los centros de estrella de los transformadores de alta tensión y se utilizan sofisticados sistemas de protección amperométrica [6]. De la Fig. 3 se tiene que corrientes entre 150 y 300 A permiten resistencias de puesta a tierra única entre 7 y 3 Ω aproximadamente. Está claro que una corriente menor a 1 kA permitiría dimensionar puestas a tierra más seguras, más económicas, y facilitaría su interconexión.

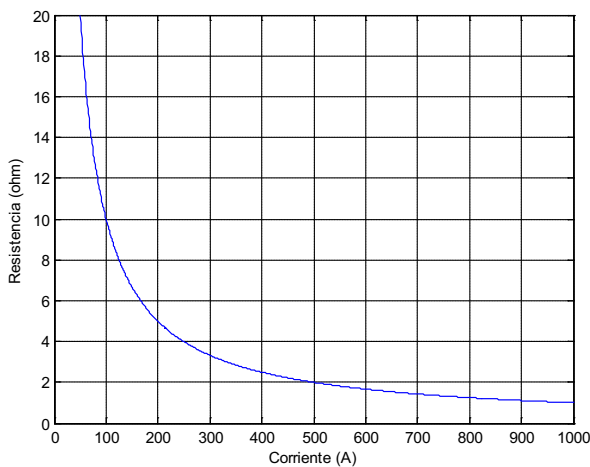


Fig. 3. Resistencia máxima como función de la corriente de falla.

En varias subestaciones transformadoras del sistema de 66 kV los transformadores tienen un bobinado en estrella del lado de 13.2 kV puesto a tierra rígidamente. Esto hace que la corriente de falla a tierra supere ampliamente 1 kA, el caso extremo ocurre en la subestación Allen con cerca de 5 kA, también es más alta en Chimpay y Beltrán. Años atrás, en El Bolsón la puesta a tierra del sistema de 13.2 kV se realizaba mediante un transformador de potencia en vacío con el bobinado de 13.2 kV en estrella y puesto rígidamente a tierra, también la corriente de falla superaba 1 kA. Todos estos casos requieren un tratamiento especial, siendo la solución más adecuada la reducción de las corrientes mediante reactores como en las redes rurales francesas.

III. LA SEPARACIÓN DE LAS PUESTAS A TIERRA

Lamentablemente la interconexión de las puestas a tierra no es siempre práctica, desde el punto de vista técnico y económico. Con las tierras interconectadas, cuando se produce un cortocircuito de corriente I en un descargador o entre alta tensión y cualquier componente de la instalación, aparece una sobretensión temporaria $U = R.I$ en la resistencia única de puesta a tierra R y consecuentemente en el neutro de baja tensión, que puede ser peligrosa para los usuarios y sus instalaciones eléctricas. Está claro que una sobretensión baja requiere de un valor bajo de la resistencia de puesta a tierra única, lo que puede hacerla impracticable para altos valores de resistividad del suelo y/o la corriente de falla. Resulta, entonces, indicada la separación de las puestas a tierra [4]-[5].

Cuando se establezca la separación de los circuitos de tierra, deben tomarse las precauciones necesarias para que no resulte inoperante, debiendo estar las puestas a tierra separadas suficientemente alejadas para que el acoplamiento por el terreno quede limitado a un valor pequeño y aislados los conductores o aparatos conectados a una toma de tierra diferente de la general para un valor de la tensión al menos igual al susceptible de aparecer entre los circuitos de tierra.

Para que la tensión inducida sobre el electrodo de puesta a tierra del neutro no supere 1000 V al producirse una falla a tierra del lado de alta tensión deberá situarse el electrodo a una determinada separación. La tensión inducida U_x resulta proporcional a la resistividad del suelo ρ , supuesta uniforme, a la corriente de falla I e inversamente proporcional a la separación de las puestas a tierra x de acuerdo a la conocida expresión [5]:

$$U_x = 0.16 \rho I / x \quad (2)$$

Despejando de (2) la separación se tiene:

$$x = 0.16 \rho I / U_x \quad (3)$$

que para una corriente de 1 kA y una tensión de 1000 V resulta en la función que se muestra en la Fig. 4.

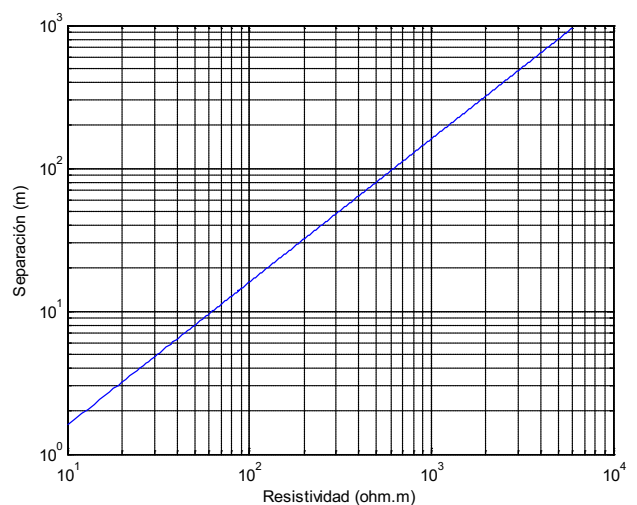


Fig. 4. Separación necesaria de los electrodos de puesta a tierra como función de la resistividad del suelo.

De la Fig. 4 se observa que para una separación efectiva de las tierras se necesitan varias decenas de metros, especialmente en la provincia de Río Negro donde la resistividad del suelo puede llegar a varias centenas de

$\Omega \cdot m$. Por ejemplo, para una resistividad entre 200 y 500 $\Omega \cdot m$ la separación requerida se encuentra entre 30 y 80 m respectivamente. Existen dos soluciones para este problema, la primera es utilizar un cable aislado para conectar el neutro a la puesta a tierra alejada algunas decenas de metros, y la segunda realizar la puesta a tierra del neutro en el primer o segundo poste del alimentador de baja tensión.

IV. CONSIDERACIONES SOBRE TENSIONES DE PASO Y CONTACTO

De acuerdo a reglamentaciones internacionales y nacionales las puestas a tierra de las instalaciones eléctricas deben diseñarse utilizando conceptos de seguridad basados en consideraciones de tensiones de paso y contacto [4]-[5]-[7]-[8]-[9]. No se trata entonces de diseñar para tener un determinado valor de resistencia de puesta a tierra sino valores adecuados de tensiones de paso y contacto. Un diseño basado en la resistencia de puesta a tierra tiene necesariamente que utilizar correlaciones con tensiones de paso y contacto. Esto es sumamente importante en las subestaciones aéreas de distribución ya que se encuentran en la vía pública.

Como referencia es pertinente comentar la reglamentación de varios países europeos [4]. España, Alemania, Australia, Italia y Holanda toman como base de diseño las tensiones de paso y contacto. Irlanda y Grecia no tienen legislación propia sobre este tema y son las empresas eléctricas las que definen los criterios bajo su responsabilidad. Finlandia ha desarrollado una legislación propia basada en cálculos probabilísticos del riesgo de accidentes, dada la alta resistividad del suelo que oscila entre 1000 y 10000 $\Omega \cdot m$, que garantiza un riesgo inferior a 10 millonésimas por cada puesta a tierra, lo que para el conjunto del país supone un riesgo inferior a un accidente al año por todo el país. Francia y Bélgica dan una serie de diseños y reglas prácticas siempre basadas en valores límites de la resistencia de puesta a tierra. Se sabe que en la definición de estos valores han entrado en consideración los conceptos de tensiones de paso y contacto. En el caso particular de las redes rurales de Francia, dada la velocidad de actuación de las protecciones no se tienen en cuenta las tensiones de contacto y de paso en la proximidad de la falla.

Teniendo en cuenta que el riesgo de accidente responde a un fenómeno de tipo probabilístico, cualquier aproximación de tipo determinista si no se hace con el debido realismo, puede llevar a instalaciones desproporcionadas para el riesgo que se pretende combatir. En este punto hay que insistir en que el riesgo real es bajo; esto avalado por la experiencia de muchas empresas eléctricas a nivel internacional que no han utilizado criterios muy rigurosos en el pasado y corroborado por el hecho de que existan países en los que todavía se emplean regulaciones poco rigurosas o en los que ni siquiera se han establecidos reglamentaciones al efecto.

De cualquier modo debe entenderse que la utilización de criterios razonables en materia de seguridad basados en tensiones de paso y contacto supone una mejora considerable y está en línea con las reglamentaciones modernas utilizadas en los principales países de Europa. Una posibilidad es la utilización de criterios diferenciados para subestaciones urbanas y rurales, más rigurosos para las primeras, obviamente. Como las puestas a tierra de las subestaciones aéreas responden a configuraciones tipo, se

puede admitir que se omita la realización de las mediciones de tensiones de paso y contacto, sustituyéndolas por la correspondiente a la resistencia de puesta a tierra, si se ha establecido la correlación, sancionada por la práctica en situaciones análogas, entre tensiones de paso y contacto y resistencia de puesta a tierra.

V. ALGUNAS DEFICIENCIAS EN LA NORMATIVA

Las Normas IRAM 2281 [7] e IRAM 2379 [10] dan algunas indicaciones sobre las condiciones en que las puestas a tierra de protección y de servicio pueden interconectarse en una instalación de puesta a tierra común o única. Para las subestaciones aéreas de distribución más comunes y si se usa el conductor de protección PE además del neutro se indica que las puestas a tierra pueden interconectarse si la tensión de puesta a tierra común no es mayor a la tensión de contacto admisible en función de la duración de la corriente de falla de acuerdo a una curva sugerida en la misma. Por ejemplo, se tiene una tensión de contacto admisible de 1 kV para una duración de falla normal del orden de 80 ms. Si no se usa el conductor PE se sugiere que pueden admitirse valores superiores a los de la curva pero no se indican magnitudes. Está claro que dependiendo del diseño de la puesta a tierra estas recomendaciones pueden dar lugar a transferencias de tensiones superiores al valor sugerido de 1 kV, e inclusive superiores al límite de 1.5 kV indicado en las normas IEC.

Estas normas también indican que si las tierras no pueden interconectarse la distancia entre los electrodos de tierra debe ser mayor o igual que 20 m. Según la relación de la Fig. 4 y el hecho de que esta separación es función de la corriente de falla y la resistividad del suelo esta separación mínima de 20 m resulta insuficiente en la gran mayoría de los casos.

La normativa interna de la distribuidora EDESA da algunas recomendaciones cuestionables sobre la puesta a tierra de las subestaciones [1]. Establece que se realizará mediante dos jabalinas, "una de las cuales se conecta directamente a los pararrayos y cuba del transformador y la otra al centro de estrella del transformador (Dy11) y al resto de los elementos metálicos de la Subestación". En relación a la segunda indica que "es conveniente que se conecte a una jabalina a través del mínimo recorrido posible. Se debe dejar una jabalina en lugar accesible a tal efecto". Como se demostró en las secciones anteriores esto no es correcto, ya que si se utilizan puestas a tierra separadas la distancia entre las mismas debe garantizar que no se transfieran tensiones peligrosas entre AT y BT. La puesta a tierra de baja tensión, como ya fue discutido, debe estar separada de la subestación y de la puesta a tierra de AT algunas decenas de metros como mínimo. Los 3 m de separación entre los dos postes de la subestación no es suficiente. Además, para que las puestas a tierra estén efectivamente separadas es necesario que los elementos metálicos de la subestación se conecten a la puesta a tierra de los descargadores y la cuba; y no a la puesta a tierra del neutro.

La normativa también establece la posibilidad de interconectar las tierras: "Para el caso de utilizar tierras interconectadas se deberá obtener una resistencia a tierra menor a un ohm (1Ω)". Este valor es correcto para el caso en que la corriente de cortocircuito fase a tierra sea menor de 1 kA (reactor de neutro de 23 Ω) pero es muy alto si la corriente supera ese valor, como ocurre en el caso de Allen y

otras localidades donde los alimentadores de 13.2 kV están conectados a transformadores de alta tensión con el neutro en estrella puesto rigidamente a tierra.

Además la normativa indica que “en todos los casos lo que se pretende es lograr valores de tensión de paso, tensión de contacto, gradiente de potencial y resistencia de puesta a tierra adecuados, para dar seguridad a las instalaciones eléctricas”. Esta es la única mención en la normativa sobre aspectos clave de las puestas a tierra como son las tensiones de contacto y de paso. En ningún momento se indican valores, mediciones necesarias para su verificación o correlaciones teóricas con la geometría de las puestas a tierra indicadas.

VI. CONCLUSIONES

La utilización de una puesta a tierra única en una subestación aérea de distribución es el sistema óptimo desde el punto de vista de protección del transformador y de minimización de transferencia de sobretensiones del lado de alta tensión al lado de baja tensión. Según la normas IEC la sobretensión temporaria máxima permitida de corta duración del lado de baja tensión debida a fallas del lado de alta tensión es de cerca de 1500 V. Considerando que las resistencias de puesta a tierra varían considerablemente con la humedad y temperatura del suelo es adecuado utilizar para diseño un valor menor, un valor conservativo razonable utilizado en varios países es 1000 V. Para esta tensión y el caso particular de corrientes de cortocircuito a tierra del lado de alta tensión limitadas a 1 kA mediante un reactor de neutro de 23 ohm, el caso más común en la provincia de Río Negro, el valor máximo de resistencia admitido corresponde a un 1 ohm. Valor muy difícil de obtener con jabalinas y para resistividades altas del suelo. Una malla de puesta a tierra puede ser la solución en algunos casos.

Si no es práctica la obtención de resistencias de puesta a tierra que permitan utilizar una puesta a tierra única, deben utilizarse dos puestas a tierra adecuadamente separadas: una para los descargadores, cuba y partes metálicas; y la otra para el neutro de baja tensión. La separación necesaria de las puestas a tierra es función de la resistividad del terreno y de la corriente de cortocircuito fase a tierra del lado de alta tensión y puede alcanzar varias decenas de metros para la alta resistividad generalmente encontrada en la provincia de Río Negro. Para una separación efectiva de las puestas a tierra existen dos posibilidades. La primera consiste en utilizar un cable aislado y enterrado para conectar el neutro del transformador a la puesta a tierra alejada algunas decenas de metros de la subestación, y la segunda en efectuar la puesta a tierra del neutro en el primer poste (o segundo) del alimentador de baja tensión.

El diseño de las puestas a tierra de las subestaciones de distribución debe considerar necesariamente las tensiones de paso y contacto, o sea no debe implicar riesgo de muerte para las personas, o este riesgo ser extremadamente bajo. Este enfoque, obviamente, es más importante todavía en las subestaciones aéreas de distribución por encontrarse en la vía pública. Las mediciones de tensiones de paso y contacto pueden ser sustituidas por la correspondiente a la resistencia de puesta a tierra, si se ha establecido la correlación para instalaciones tipo, sancionada por la práctica en situaciones similares, entre tensiones de paso y contacto y resistencia de puesta a tierra.

En base a las recomendaciones de este trabajo el EPRE de Río Negro creó las normas de “Seguridad Pública – Puesta en Centros de Transformación MT/BT Aéreos” aplicables a Las Distribuidoras EdERSA, CEB y CEARC a partir del año 2004. El objetivo fue reglamentar la corrección y normalización de las instalaciones de puestas a tierra de descargadores, cuba y partes metálicas del transformador (tierra general o de protección) y puesta a tierra del centro estrella del transformador (tierra de servicio) en SETs aéreas tanto monopostes como plataformas construidas sobre postes de madera u hormigón que las Distribuidoras poseen en servicio.

VII. AGRADECIMIENTO

Los autores agradecen al Ente Provincial Regulador de la Electricidad de Río Negro por la confianza depositada en el Departamento de Electrotecnia de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional del Comahue para la realización de los estudios que dieron origen a este trabajo.

VIII. REFERENCIAS

- [1] R. Laurent, A. Martins y C. Helou, “Puestas a tierra de subestaciones transformadoras,” Universidad Nacional del Comahue, Neuquén, Argentina, Informe Técnico Res. EPRE N° 140/01 Res. CD-FI N°0063/01, 2002.
- [2] R. Laurent, A. Martins y C. Helou, “La Interconexión de las Puestas a Tierra en Subestaciones de Distribución”, Proc. 8TH Latin-American Congress: Electricity Generation and Transmission CLAGTEE 2009, Ubatuba, Brasil, 2009.
- [3] Protection against overvoltages. Section 442: Protection of low-voltage installations against faults between high-voltage systems and earth. IEC 364-4-442 (1993) Chapter 44, Amendement 1, 1995.
- [4] J. J. Martínez Requena y J. C. Toledano Gasca, *Puesta a Tierra en Edificios y en Instalaciones Eléctricas*, España: Paraninfo, 1998.
- [5] R. García Márquez, *La Puesta a Tierra de Instalaciones Eléctricas*, México: Alfaomega, 1999.
- [6] Y. Harmand, M. Clement y P. Juston, “Puesta a Tierra del Neutro MT en Redes Rurales - La Solución Francesa,” Proc. CIRED Argentina '96, Buenos Aires, 1996.
- [7] Puesta a Tierra de Sistemas Eléctricos, Centrales, Subestaciones y Redes, Norma IRAM 2281 - Parte IV, 1989.
- [8] Efectos del paso de la corriente eléctrica por el cuerpo humano, IRAM 2371/87 - Parte I, 1987.
- [9] General aspects, effects of current passing through the human body, IEC 479-1 Part 1, 1984.
- [10] Sistemas de distribución eléctrica en corriente alterna. Clasificación según la conexión a tierra de las redes de alimentación y de las masas de la instalación, Norma IRAM 2379, 1985.