

Análisis de las fallas en transformadores causadas por la operación del pararrayos ante sobretensiones externas

Uno de los problemas más graves que afronta el Sector Eléctrico Colombiano, es el alto índice de fallas de transformadores de distribución, que para el caso de la región central del país, servida por la Empresa de Energía Eléctrica de Bogotá -EEB-, significó cerca de 983 millones de pesos en el año 1987 [1], [2].

De los análisis de fallas realizadas por la EEB, se desprende que un alto porcentaje de las mismas pueden deberse a Descargas Eléctricas Atmosféricas [1],[2],[3],[4].

El presente artículo tiene por objeto analizar este tipo de fallas y explicar mediante el concepto de los llamados "Lazos Inductivos" -que tienen su aplicación en los estudios de protección contra rayos directos en pararrayos tipo Franklin [17], [20], [21]-; lo que unido a la alta resistividad del terreno, los drásticos cambios de impedancia en el sitio de instalación del pararrayos, las variaciones rápidas de la corriente asociadas a los rayos negativos y las tensiones inducidas por descargas indirectas, producen sobretensiones hasta ahora no consideradas y de magnitudes insospechadas en los transformadores de distribución.

Como conclusión a este trabajo se plantea un cambio en la filosofía de instalación de los transformadores de distribución, lo que respaldado por un estudio profundo de los modelos propuestos, puede conducir a una modificación de las normas nacionales de instalación del conjunto transformador-pararrayos, con la consecuente reducción de los costos por quema de los mismos, en cifras anuales que pueden ser del orden de 5 millones de dólares en todo el territorio colombiano.

FRANCISCO ROMAN CAMPOS

Ingeniero Electricista

Especializado en Alta Tensión en la Universidad

Fridericiana de Karlsruhe.RFA

Profesor Asociado

Universidad Nacional de Colombia

Jefe del Laboratorio de Alta Tensión del Instituto de Ensayos e Investigaciones de la Universidad Nacional.

M. Sc. Universidad Nacional de Colombia.

Investigador principal desde 1982 en el proyecto "Caracterización de las descargas eléctricas atmosféricas en Colombia".

INTRODUCCION

Dado que de los transformadores de distribución depende el suministro confiable de energía a los usuarios, son estos equipos los más protegidos del sistema. Sin embargo, en razón a los altos índices de fallas, parece que las protecciones fueran insuficientes o su operación no fuera satisfactoria ante ciertos tipos de forma de onda generadas por las descargas eléctricas atmosféricas.

Para tratar de aclarar estos puntos se han realizado trabajos previos [1],[2],[3],[4], que han dado luces sobre la magnitud del problema, sin que aún pueda considerarse como resuelto.

A fin de profundizar en el problema, analizaremos inicialmente las fallas que por sobretensiones se han presentado en la EEB, por ser estas las informaciones más cercanas de que disponemos.

Posteriormente se discute la operación del pararrayos y las corrientes que a él pueden llegar y soportar sin destruirse, ya sea por efecto de los rayos directos o por inducción en la línea. A este respecto, se presenta un análisis de las características conocidas de los rayos -dependiendo de su polaridad-, a fin de ir aclarando cuáles pueden ser los parámetros más críticos para la línea de distribución. También se hace un análisis de las tensiones inducidas por rayos que impactan cerca a la línea, como una posible fuente de corrientes inducidas muy escarpadas.

A partir de las fallas encontradas y las características más comunes de los rayos, se analiza cuál es el efecto de los Lazos Inductivos, que se dejan por norma en la instalación de los transformadores de distribución en Colombia.

Finalmente se presentan recomendaciones acerca de cómo superar los problemas de lazos inductivos median-

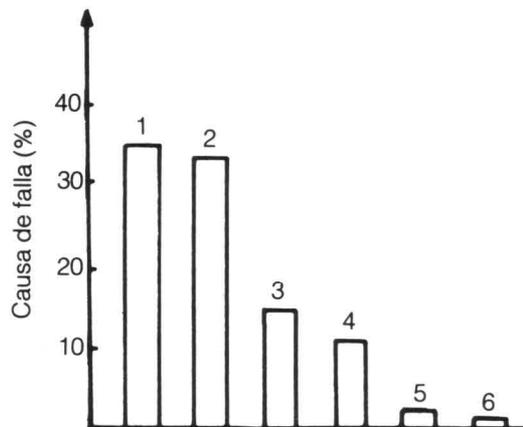
TABLA 1
Indices de fallas
Relación de unidades falladas a instaladas

Capacidad (KVA)	Trafos Fallados	Trafos en servicio	% de falla
30.0	40	1036	3.86
45.0	77	1525	5.05
50.0	6	76	7.89
75.0	168	3308	5.08
100.0	13	353	3.68
112.5	101	3552	2.84
150.0	56	3318	1.69
otros	71	5729	1.23
Totales	532	18896	2.86

te modificación de las normas de instalación del conjunto transformador-pararrayos.

ANALISIS DE LAS FALLAS DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION

Según estadísticas de la EEB [1],[2], en 1987 fallaron cerca del 5.1% de los transformadores instalados en su zona de influencia en un número aproximado de 530 unidades en la zona urbana y 570 de la zona rural. El 83% de los transformadores quemados tenían pararrayos y el 95% de los mismos estaban aterrizados, es decir, las unidades se encontraban protegidas contra sobretensiones en un alto porcentaje. Adicionalmente se encontró que los transformadores que más fallan son los de 75 y 112.5 KVA (28% y 22% respectivamente), estando algunos de los primeros y todos los del segundo tipo montados en estructura en H. Sigue en orden descendente en las estadísticas el daño de transformadores de 45 KVA (15%) instalados en poste.



No.	Origen	Unidades	%
1	Desconocidas	269	35.4
2	Sobretensión	254	33.6
3	Sobrecarga	110	14.5
4	Opera./Mantenimiento	98	13.0
5	Diseño/Fabricación	15	2.0
6	Vandalismo	12	1.6
Total		758	

FIGURA 1. Fallas de Transformadores de la EEB para el año 1988.

Igualmente se indica en [1],[2], que los transformadores convencionales fallan un 92% más que los auto-protegidos.

Como conclusiones finales de las estadísticas, se menciona que el nivel cerámico y la lluvia están relacionados con la falla de transformadores.

A manera de resumen general sobre los porcentajes de falla, incluimos la Tabla 1, tomada del informe de la División de Ingeniería Eléctrica de la EEB ², donde se insinúan altas concentraciones de fallas en ciertos rangos

TABLA 2

Número de Transformadores y sus Costos					
En servicio			Fallados		
Urbanos		Rurales	Urbanos		Rurales
Aéreos	No aéreos	Aéreos	Aéreos	No aéreos	Aéreos
12896	6000	10800	500	32	973
Costos de las unidades falladas (millones de pesos 1987)					
Urbanos			Rurales		Total
Aéreos		No Aéreos			
550		58	375		983

de capacidad de los transformadores instalados en la zona urbana.

La Tabla 2, tomada del mismo informe ¹, muestra el número de unidades instaladas, falladas y sus costos.

Para el año 1988 ³ se quemaron 758 unidades con una distribución de causas de fallas según la Figura 1.

De la Figura 1 se desprende que las principales fallas son las sobretensiones y las causas desconocidas (que pueden también incluir sobretensiones).

En el año 1988 vuelve a encontrarse que aunque el 84% de los transformadores estaban protegidos por pararrayos, sin embargo, fallaron. Igualmente se presenta un mayor porcentaje de fallas en la zona rural que en la zona urbana, repitiéndose que el 52% de las unidades falladas estaban entre 45 y 150 KVA.

Para este mismo año, los costos de mantenimiento y reposición de transformadores quemados en la zona rural de occidente alcanzaron cuatrocientos millones de pesos (cerca de 1 millón de dólares) ⁴.

En un documento del Departamento de Estadística e Información Técnica de la EEB ⁴ se insinúa la existencia de una tendencia de las fallas con el nivel cerámico ⁴.

Como conclusiones importantes del análisis estadístico de fallas en transformadores de distribución se encuentran las siguientes:

Fallan más los transformadores rurales que los urbanos.

Las fallas por sobretensiones se presentan aún con equipos bien aterrizados y protegidos con pararrayos.

Los transformadores trifásicos de 45 KVA y 112.5KVA son los que más fallan; siendo los primeros instalados en poste y los segundos en estructura H.

Los transformadores autoprotegidos fallan en muy poca proporción (8%).

Se insinúa la existencia de una alta relación entre el mayor número de fallas y el nivel cerámico ^{1, 2, 4}.

Los costos anuales de las fallas superan un millón de dólares para la EEB.

MANIFESTACIONES DE LAS FALLAS

De un análisis visual que se realizó en transformadores de distribución de la EEB, que se encontraban quemados y listos para su reparación, se observaron unidades

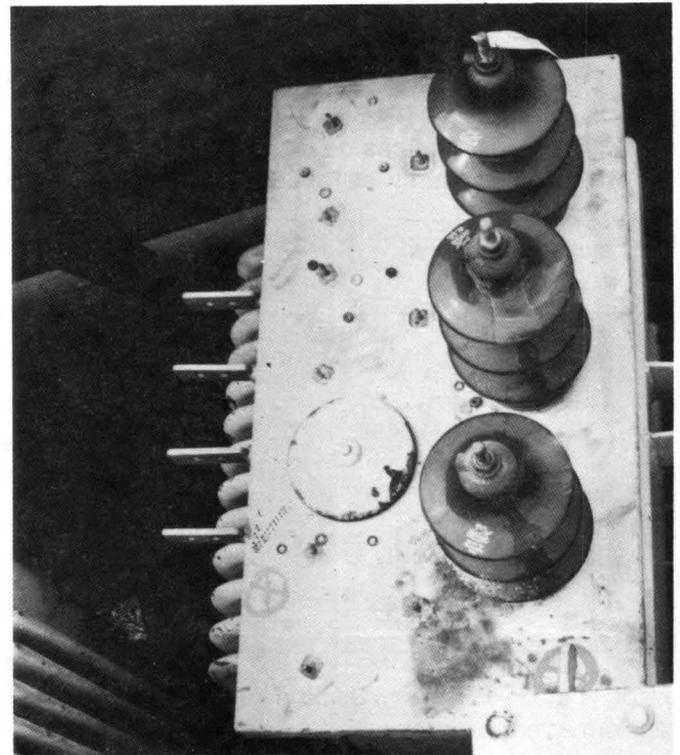


FIGURA 2. Flameo trifásico en bujes de transformador de distribución.

con claras muestras de flameo trifásico en los bujes; fenómeno muy difícil de explicar a no ser por la presencia de una descarga de rayo directa. (Véase Figura 2).

Al extender esta observación a transformadores de varias capacidades y aún en otra ciudad, se comprobó que los flameos bifásicos y trifásicos eran bastante comunes en las unidades falladas.

El caso no era tan notorio en los transformadores que tenían cuernos, pero al revisar estos últimos se hallaron pruebas indiscutibles de que operaron, ya que se encontraban fundidos parcialmente. (Véase Figura 3).

En un análisis que se realizó al azar en 75 unidades falladas de 75, 112.5 y 150 KVA, que usualmente se instalan en estructura tipo H, se obtuvieron los siguientes datos:

30 unidades con bujes flameados y discriminados así:

- 8 con flameos con tres bujes.
- 9 con flameos con dos bujes.
- 13 con flameos en un solo buje.
- 18 unidades sin flameo.
- 22 unidades no determinables pues carecían de bujes y de cuernos.

Como conclusión a las manifestaciones de las fallas pue-

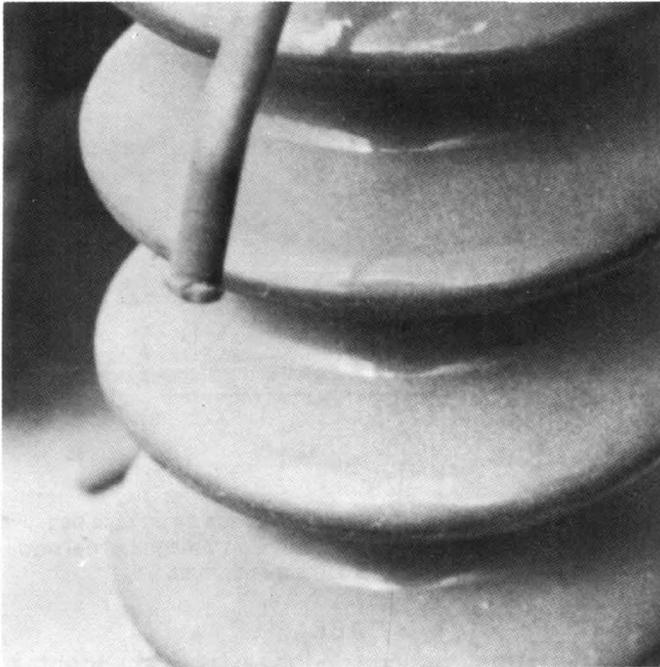


FIGURA 3. Flameo en cuernos del transformador

den mencionarse las siguientes:

1. Una alta presencia de flameos de los bujes de los transformadores de distribución, ya sea en una, dos o tres fases; fenómeno cuyo origen es difícil de explicar, ya que implica la presencia de sobretensiones trifásicas que son invisibles para el pararrayos. A este respecto cabe mencionar que la mayoría de los flameos bifásicos eran en los bujes laterales del transformador y pocas veces estaba incluido el central.
2. Los transformadores instalados en estructura tipo H, aparentemente muy bien protegidos, presentan una alta proporción de flameos en los bujes.

ANALISIS TEORICO DEL PROBLEMA

Para presentar el problema de la alta quema de transformadores, se iniciará con un análisis de la operación de los pararrayos, calculando cuáles son las corrientes máximas que a él llegan y cuáles los valores de diseño. Posteriormente se discuten las características principales de los rayos que pueden considerarse como posibles causas de las fallas. Se analizan las tensiones inducidas por descargas de rayos cercanos a la línea y los cambios de impedancia en el sitio de instalación del pararrayos.

Con estos elementos se procede al análisis del modelo de Lazos Inductivos, calculando los que aparecen por norma en el montaje del arreglo transformado-pararra-

yos, finalizando con el cálculo de las pendientes de las corrientes que pueden dañar los equipos.

OPERACION DE LOS PARARRAYOS

A continuación se analiza cuáles pueden ser los posibles valores de corriente que llegan al pararrayos por efecto de las descargas de rayos.

Al caer una descarga directa sobre la línea, la energía del rayo se divide en dos, viajando como dos ondas de voltaje y corriente que se alejan del sitio de impacto. La distribución de esa energía en la línea hace que ella responda con su impedancia característica, actuando ella como una guía de onda.

Los cálculos presentados en el Anexo 1 del informe de Referencia [1], establecen éste valor en 338 Ohmios para las líneas de la EEB. El valor máximo del voltaje que puede soportar el aislamiento de la línea sin fallar limita el valor de la corriente que puede ingresar al pararrayos. Este valor de voltaje es el BIL de la línea que para este caso se considera de 635kV, el cual incluye los valores del BIL del aislador, la cruceta de madera y el poste de madera. Según lo anterior la máxima corriente que puede llegar al pararrayos será:

$$I = \text{BIL} / Z = 635 / 368 = 1900[\text{A}] \quad (1)$$

Donde:

BIL= Nivel básico de aislamiento de la línea. [kV]

Z = Impedancia característica de la línea [Ω]

Los pararrayos de distribución que generalmente se instalan en el país, tienen como valor nominal de corriente de descarga 5.000 y 10.000 Amperios. Esto significa según la norma IEC 99-1¹⁸, que ellos deben soportar 0.5, 1 y 2 veces la corriente nominal de descarga, con ondas 8/20 μ s, sin superar la tensión residual máxima del pararrayos que para los de 12 kV y de los valores de corriente arriba indicados, deben ser de 54 y 43 kV respectivamente. Según esta norma, el pararrayos debe soportar sin destruirse, dos ondas de corriente de gran amplitud -65 y 100 kA respectivamente para los dos tipos antes mencionados-, y forma de onda 4/10 μ s. Los pararrayos así ensayados deben continuar operando sin fallar. Las normas IEEE presentan una serie de pruebas con valores muy cercanos a los mencionados. Una diferencia se encuentra en que esta norma exige ensayos solamente hasta 65 kA.¹⁹

En conclusión, puede afirmarse que un pararrayos, de distribución del tipo de 10 kA, es un dispositivo apto para

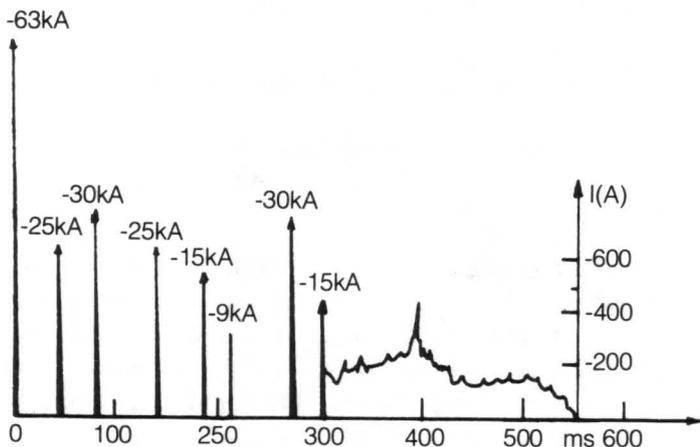


FIGURA 4. Desarrollo en el tiempo de un rayo nube-tierra negativo⁵.

soportar el 50% de todos los rayos hasta ahora clasificados¹⁴ (véase Figura 6) sin que se supere la tensión residual especificada para los sistemas de 12 kV, es decir sin que se queme el transformador de distribución. Adicionalmente, debe poder soportar el 95% de todos los rayos hasta ahora clasificados sin destruirse.

Como conclusión, resulta incomprensible, el hecho que descargas de tan sólo 2000 amperios puedan hacer fallar los transformadores.

CARACTERISTICAS DE LOS RAYOS

Dependiendo de la polaridad de la nube de tormenta o de la polaridad en una punta o asta ubicada en tierra, pueden existir cuatro clases de rayos:

- Rayo negativo nube-tierra (descendente)
- Rayo positivo nube-tierra (descendente)
- Rayo negativo tierra-nube (ascendente)
- Rayo positivo tierra-nube (ascendente)

Cuando se presentan las ramificaciones del rayo hacia abajo se trata de un rayo descendente; cuando son hacia las nubes, se trata de un rayo ascendente.

Los rayos más comunes en las regiones planas, son los de tipo negativo nube-tierra^{12, 14} (Rayos descendentes).

Existe a su vez una diferencia entre los rayos descendentes, dependiendo de su polaridad:

Los rayos negativos descendentes en la mayoría de los casos y en forma radical, poseen menor carga y duración

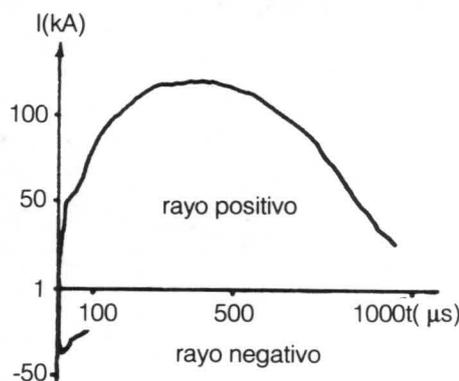


FIGURA 5. Comparación de la forma de onda de un rayo negativo y uno positivo. Nótese la mayor duración y magnitud del rayo positivo⁶, pero una menor di/dt.

TABLA3
Valores característicos de los rayos descendentes

Rayo	Parámetros	Valor medio	Valor máximo'
+	i	30KA	200KA
+	(di/dt) _{max}	20 KA/μs	200 KA/μs
+	Q	10 As	300 As
+	∫ i ² dt	105 As ²	107 As ²

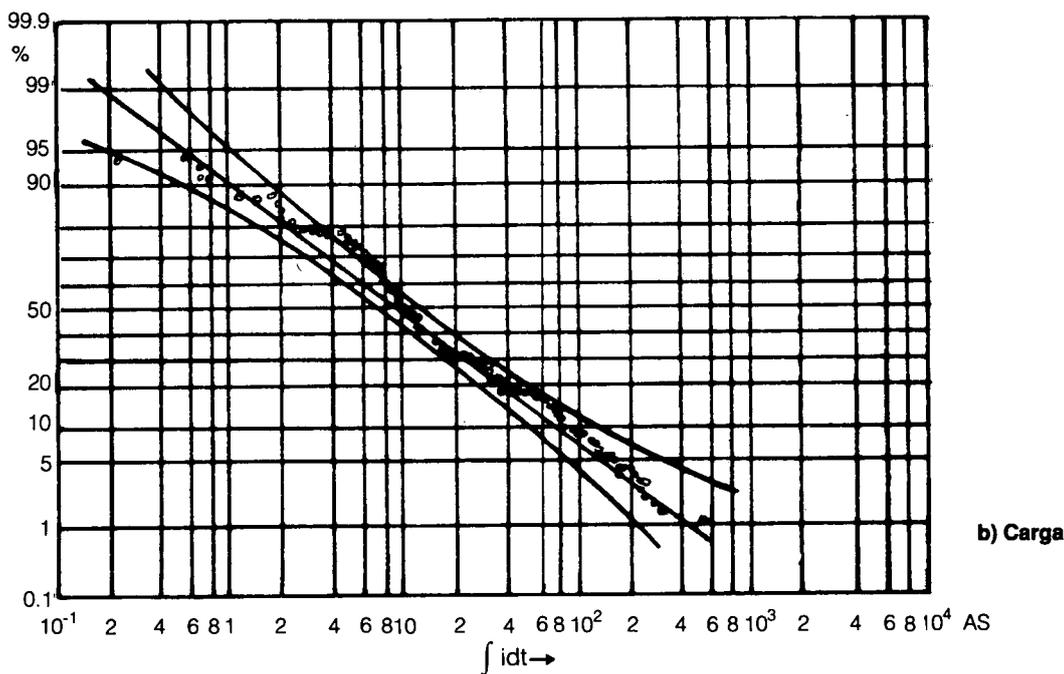
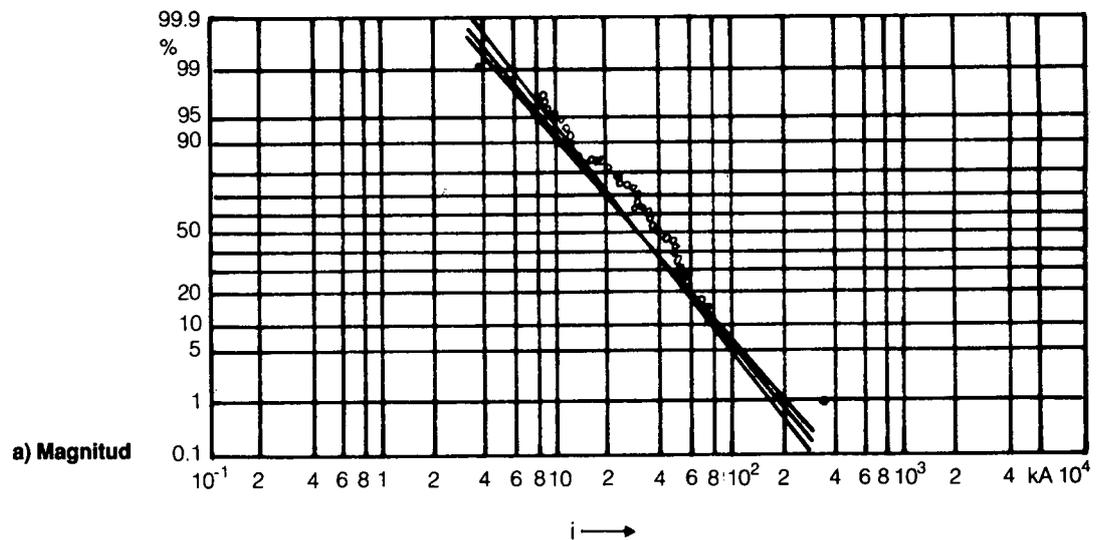
que los rayos positivos.

Adicionalmente, los negativos nube-tierra, muestran como característica muy especial, que es la de poseer descargas sucesivas que viajan por el mismo canal de la descarga inicial, tal como puede apreciarse en la Figura 4.

Una comparación de la forma de onda de rayos positivos y negativos, puede apreciarse en la Figura 5.

Los parámetros que definen la criticidad de los rayos son los siguientes⁵:

- La pendiente de la corriente del rayo (di/dt), de ella dependen las tensiones inducidas en líneas e instalaciones.
- La carga de la corriente del rayo ∫ idt que es responsable de la fundición causada por el rayo.
- La integral cuadrática de la corriente en el tiempo ∫ i²dt es la responsable del calentamiento de los objetos y la fuerza que éstos reciben.
- El valor máximo de la corriente I es el responsable de



la caída de tensión en la puesta a tierra de los objetos aterrizados.

Un resumen de los máximos valores que han tenido estos parámetros se presentan en las Figuras 6 a,b,c,d^{5, 14}

A manera de resumen se incluye la Tabla 3 "Valores característicos de los rayos ascendentes"⁷.

Es importante entonces resaltar los grandes valores de di/dt asociados con los rayos negativos. Este es un factor que tomaremos en cuenta para el desarrollo del modelo de los Lazos Inductivos.

EFEECTO DE LAS TENSIONES INDUCIDAS

En su trabajo "Effects of Close Lightning on Electric Po-

wer Distribution Lines". El Dr. Francisco de la Rosa presenta la teoría y los resultados experimentales de su estudio de las tensiones inducidas por efecto de los rayos cercanos a las líneas aéreas de distribución.

A lo largo de su trabajo demuestra que para explicar los voltajes inducidos por descargas eléctricas atmosféricas, debe tenerse en cuenta la contribución del campo eléctrico horizontal a lo largo de la línea (Véase Figura 7a.).

Para efectos de cálculo emplea "Las ecuaciones del telegrafista", en donde el campo eléctrico horizontal es una fuente de voltaje y la línea de transmisión está terminada en su impedancia característica en ambos extremos.

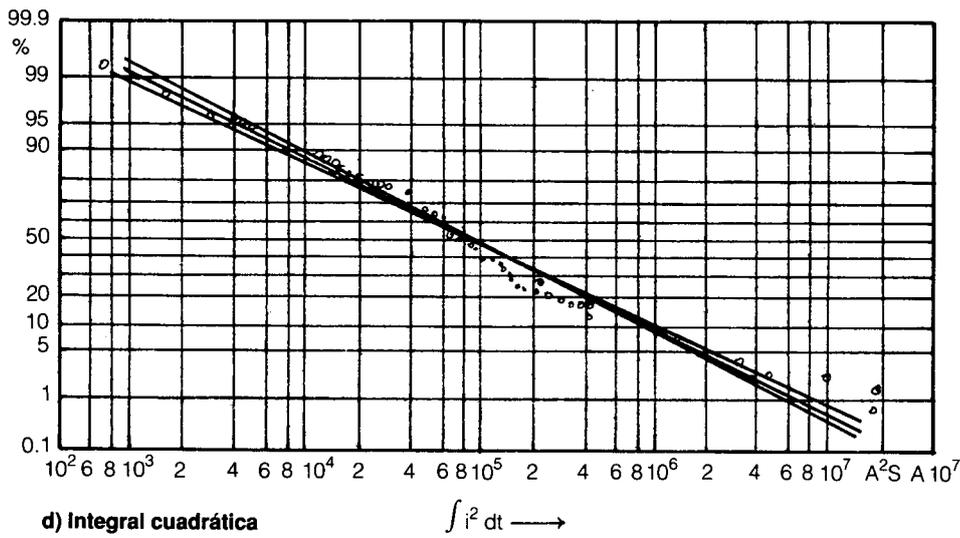
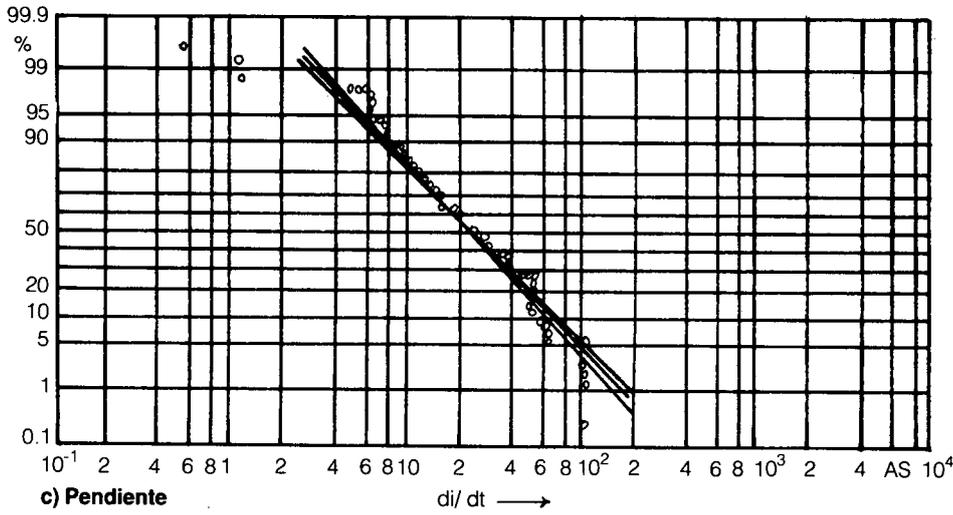


FIGURA 6. a,b,c,d: Distribución de probabilidad de los datos característicos de los rayos medidos por Berger^{5,14}.

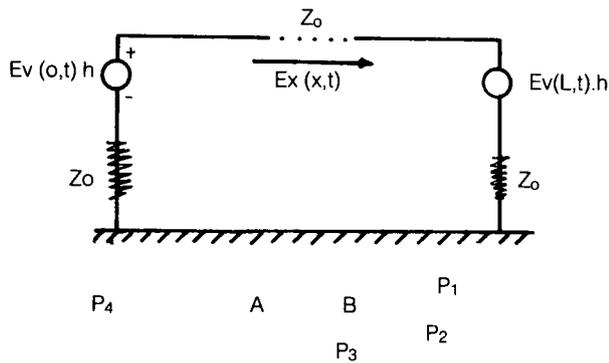


FIGURA 7. Posición de los Impactos de los rayos simulados P1-P4 con respecto a la línea A-B. Los puntos se emplean en la Figura 8.

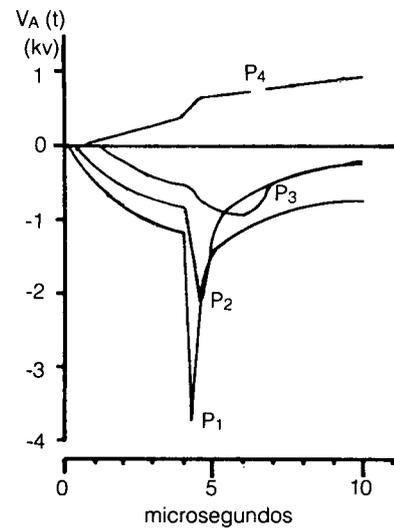


FIGURA 8. Voltajes calculados en el terminal A de la línea para posiciones de impacto de los rayos P1-P4.

Una de las principales conclusiones de este trabajo la comprobación del efecto que tiene la resistividad del terreno el valor de la tensión inducida en los extremos de la línea. Mediante la simulación matemática del fenómeno, se obtienen las formas de onda de la Figura 8c y que corresponden a los voltajes medidos en el punto A de la línea experimental cuando impactan los rayos simulados en los puntos P1- 4 de la Figura 8b, considerando una conductividad del terreno de 10^{-2} [Ω/m].

Textualmente afirma: "Nótese que el tiempo de ascenso del voltaje es mayor para rayos que forman ángulos pequeños con respecto a la línea (P1,P2). Se encontró que para un ángulo dado, el efecto de disminución de la resistividad de la tierra, fue un incremento del tiempo de ascenso y el ancho de la porción de ascenso rápida de la forma de voltaje".

En los cálculos de los voltajes de la Figura 8c, encontró un cambio de la polaridad del voltaje del rayo con respecto al resto de los casos, aunque todos los rayos simulados eran de polaridad negativa. "Este cambio de polaridad se debe a la dirección diferente de la componente horizontal del campo eléctrico a lo largo de la línea en los diferentes casos"⁸.

En el trabajo del Dr. de la Rosa, no se analizaron las formas de las ondas de corriente, sin embargo, podemos concluir, que formas de voltaje tan escarpadas como P1 de la Figura 8c, deben tener asociadas corrientes muy escarpadas que pueden incrementar su amplitud y variar su pendiente en sitios donde la impedancia disminuya bruscamente, tal como es el caso de puestas a tierra de pararrayos bien aterrizados. Este efecto podría presentarse aun en el caso de rayos directos.

La pendiente de la corriente estaría también incrementándose con resistividades altas del terreno, tal como es el caso en algunas zonas rurales.

En resumen, se trata de demostrar que existen dos fuentes principales de corrientes escarpadas que pueden llegar a los transformadores de distribución:

- Los rayos negativos nube-tierra, que son en general más frecuentes en la naturaleza de acuerdo a las mediciones hasta ahora realizadas en diferentes partes del mundo ^{9, 12}
- Las sobretensiones inducidas por rayos que caen en cercanías de la línea, formando un ángulo pequeño con el eje de la misma. Estos valores de pendiente de la corriente podrían aumentar con incrementos de la resistividad del terreno y con los cambios de impedancia.

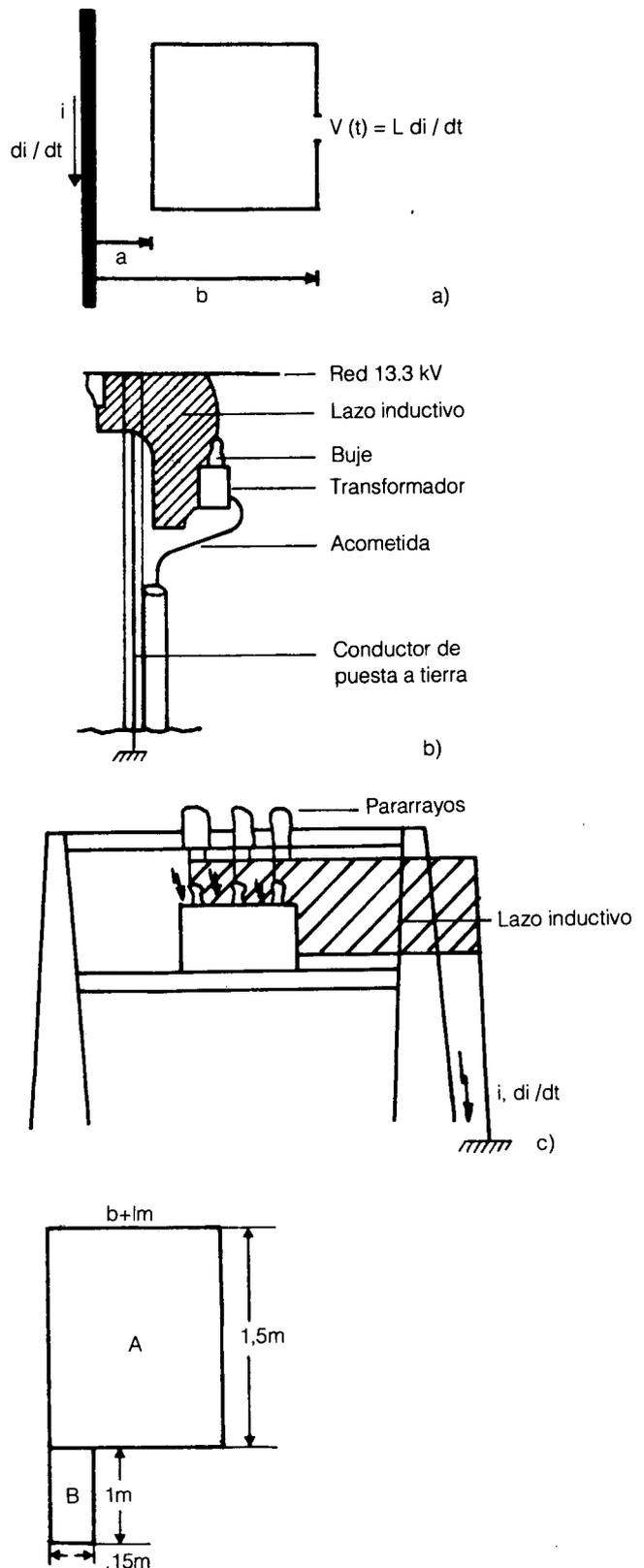


FIGURA 9. a) Lazo Inductivo. b) lazo inductivo en transformador de Poste. Los lazos externos son mayores que el central. c) Lazos Inductivos para estructura tipo H. d) Areas para calcular voltajes inducidos.

TEORIA DE LOS LAZOS INDUCTIVOS

En los conductores de conexión a tierra de los pararrayos tipo Franklin que protegen las edificaciones y que dejan lazos abiertos, se presentan sobretensiones inducidas que tienen su origen en el di/dt de la corriente del rayo. 7, 17, 20, 21.

Este parámetro, sin embargo, no había sido tenido en cuenta en las instalaciones de los transformadores de distribución, ya que su efecto parecía no ser importante. El propósito de éste trabajo es demostrar su importancia como fuente de sobretensiones peligrosas para el transformador y el usuario.

En cualquier espira ubicada en las cercanías de un conductor que lleva una corriente variable en el tiempo, se induce una tensión que es proporcional al valor de la inductancia (L) de la espira y la variación de la corriente en el tiempo (di/dt), como puede apreciarse en la Figura 9a. Sabiendo que la inductancia L, es la razón del total de enlaces del flujo magnético a la corriente que enlazan ¹⁰ y que el voltaje inducido V(t) es de la forma:

$$V(t) = L \frac{di}{dt} [V,H,A,s] \quad (2)$$

puede calcularse el valor de la tensión inducida en la espira de la Figura 9a según la ecuación siguiente:

$$V(t) = L di/dt = 0.2.l \dots \ln(b/a) . di/dt [kV] \quad (3)$$

- L : inductancia del lazo [H]
- di/dt : pendiente de la corriente [kA/ s]
- l, a, b : dimensiones de la Figura 9 [m]
En la instalación en poste y estructura H, se están dejando lazos de inducción, que son los que se muestran en las Figuras 9 b y c.

Empleando un método aproximado como el indicado en la Figura 9d, se pueden calcular las inductancias de estos lazos y predecir cuáles son los valores críticos de la pendiente de las corrientes que llegan hasta el transformador y son conducidas a tierra, generando voltajes indeseables para los transformadores, tal como se indica en la Figura 10, y que pueden explicar los flameos trifásicos y bifásicos en las unidades instaladas en poste o en estructuras en H.

TABLA 4

Voltajes generados en lazo inductivo

di/dt (kA/ s)	15	20	25	30	35	40
V-Poste (kV)	50	65	80	95	110	140
V-H (kV)	58	77	96	115	134	172

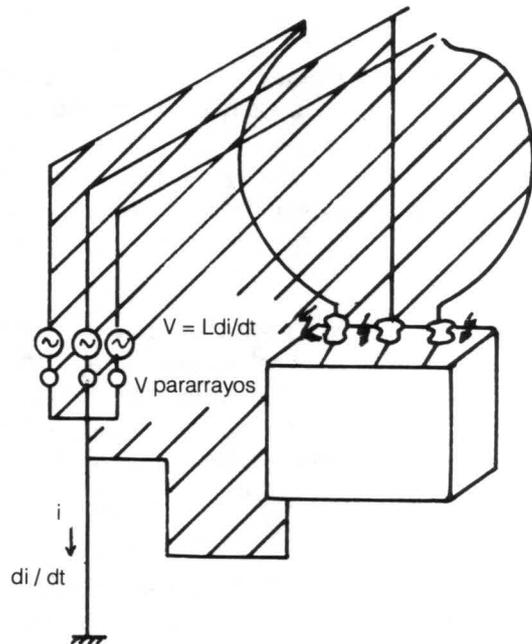


FIGURA 10. Voltajes que aparecen en el transformador por efecto del lazo inductivo y generan un flameo trifásico o bifásico.

NORMAS DE DISTRIBUCION

El Instituto Colombiano de Energía Eléctrica -ICEL- inició la normalización técnica de las líneas de transmisión y distribución hacer cerca de 20 años.

A este esfuerzo le siguieron las diferentes empresas del sector eléctrico, tomando todas ellas el modelo inicial como norma general. Es por ésta razón que en casi todo el país se encuentran los pararrayos instalados en paralelo con el conjunto Cortacircuitos-Transformador, siguiendo la práctica empleada en los sistemas de distribución de los Estados Unidos ^{12, 13}.

Este modelo de protección se ha empleado para la instalación de los Transformadores Autoprottegidos CSP (Completely-Self-Protecting-Transformers) desarrollados hacia 1932 ¹², donde el fusible de alta tensión se encontraba dentro del tanque y los pararrayos montados en el cuerpo del transformador.

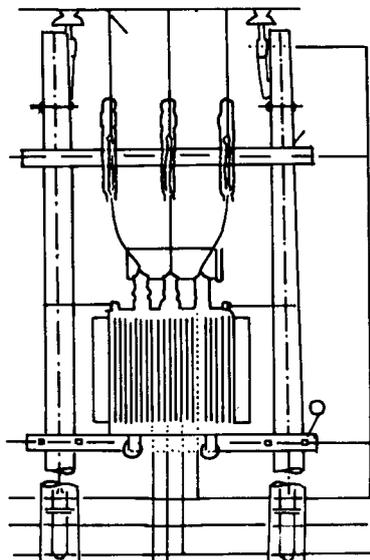
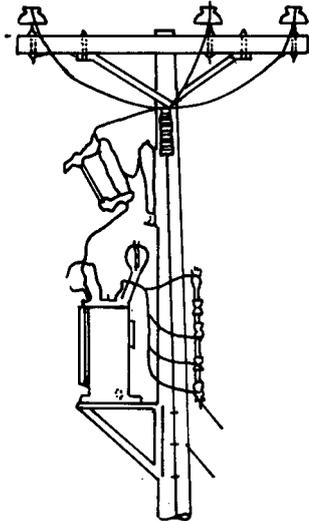
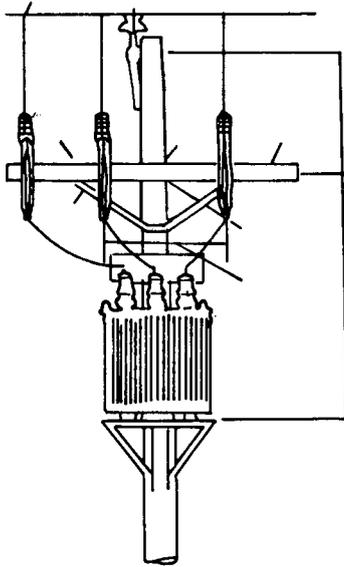


FIGURA 11. Montajes Normalizados por el ICEL para la instalación de transformadores en poste y estructura tipo H. ¹⁵

Una posible razón para colocar el cortacircuitos después del pararrayos puede ser la quema de los fusibles de bajos valores nominales debido a sobretensiones por rayos. ¹³, pág. 127.

Los montajes normalizados de transformadores en poste y estructuras tipo H pueden verse en la Figura 11, donde se resaltan cuáles son los lazos inductivos que allí aparecen por efecto del montaje.

Vale la pena resaltar que este lazo inductivo puede haberse incrementado en el momento de ejecutar los montajes, debido a los cambios de dimensiones físicas de unidades de la misma potencia de diferentes fabricantes o por condiciones locales que así lo exijan, tal como es el caso de los sitios contaminados -como la costa colombiana-, donde para distribución se emplean aisladores de mayor tamaño (Serie 30kV en vez de Serie 15kV). Igualmente en el momento mismo de desarrollar la norma, pudieron primar factores tales como la simetría del montaje o la comodidad para instalar elementos de la línea. Por otros aspectos locales pueden también incrementarse los lazos inductivos, tal como es el caso de herrajes diferentes o problemas en el sitio de instalación.

Las razones antes expuestas predicen que en todo Colombia existe el problema de los lazos inductivos, siendo posiblemente más graves en ciudades como Barranquilla, Cartagena y Santa Marta.

VALORES ESPERADOS DE di/dt

A partir de los montajes normalizados para transformadores en poste y estructura tipo H y empleando las áreas de la Figura 9d, se obtienen los siguientes resultados:

- Para montaje en poste: $3 \mu\text{H}$
- Para montaje en H: $3,8 \mu\text{H}$

Considerando que el circuito que se establece por efecto del lazo de inducción y la tensión residual es el indicado en la Figura 10, pueden calcularse cuáles deben ser las pendientes de las corrientes que generen tensiones superiores al BIL en el lazo inductivo, empleando para ello la ecuación (3).

Los valores se indican en la Tabla 4. Para el cálculo se consideró que el pararrayos tiene una tensión residual de 20kV e n el momento de entrar en conducción.

Como conclusión de la Tabla 4, puede decirse que una corriente con pendiente de más de 30 kA/ s puede quemar un transformador de poste y una de 25 kA/ s uno instalado en estructura en H. Estos resultados pueden

explicar la tendencia a la falla de los transformadores de 112.5 y 75 kVA que se comentaba anteriormente.

De la gráfica 6c se concluye, que para los datos de rayos medidos hasta ahora en el mundo, cerca del 40% de los rayos tienen esta pendiente o más.

Debe aclararse que los valores de la inductancia de 3 y 3.8 H, son en cierta forma conservadores, pues en el montaje mismo el operario puede dejar lazos inductivos que puede estimarse en un 30% más altos. Esta circunstancia hace que las pendientes de rayo menores puedan hacer fallar los equipos.

Un aspecto importante a considerar y que puede aumentar las consecuencias de este efecto es, paradójicamente, un buen aterrizamiento del pararrayos, pues una vez el pararrayos opera, la impedancia característica cambia bruscamente de 338 Ohmios a un valor muy bajo del orden de 10 Ohmios. La consecuencia inmediata es una reflexión positiva de la onda de corriente, con un aumento posible de la pendiente-efecto que debe simularse y comprobarse experimentalmente -que hace los flameos aún más probables pues las pendientes de corriente requeridas serán aún más bajas.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Del presente trabajo puede concluirse, que por efecto de los lazos inductivos dejados por norma en la instalación de los transformadores de distribución colombianos, se crean condiciones propicias para la generación de sobretensiones inducidas, que son una función directa del valor di/dt asociado a los rayos que impacten directamente la línea o caigan en su vecindad.

Las sobretensiones generadas por los lazos inductivos pueden producir una serie de fallas en transformadores, cuyo origen era difícil de explicar, tales como flameos trifásicos, flameos bifásicos -especialmente en los bujes laterales que poseen un mayor lazo inductivo-, flameos monofásicos y en especial, explicar la quema de unidades teóricamente bien protegidas, es decir con una buena puesta a tierra y un pararrayos adecuado. Igualmente explican la mayor sensibilidad de falla en unidades montadas en estructura en H y las instaladas en poste con un conductor de conexión largo, tal como ocurre en las unidades de mayor potencia que se ubican en poste (75 y 45 kVA).

Se sugiere igualmente, que esta corriente puede ser aún más escarpada por efecto de la operación del pararrayos, ya que el abrupto corte de la tensión y la puesta a tierra con una baja impedancia, hacen que la corriente

se incremente en la misma proporción que el voltaje decrece, siendo paradójicamente más grave entre mejor esté aterrizado el pararrayos.

Los estudios de tensiones inducidas demuestran que existe una relación directa entre el aumento de la pendiente de aumento de las tensiones inducidas y los aumentos en la resistividad del terreno.

Los efectos de las tensiones inducidas se traducen en un aumento de los niveles de falla de transformadores, en los sitios donde no se tenga un apantallamiento adecuado, tal como es el caso de las zonas rurales, acentuándose el problema en los sitios de alta resistividad y alto nivel cerámico.

Para comprobar los efectos de las tensiones inducidas, se sugiere construir una línea experimental e instrumentarla. Esta es una labor que debe ser respaldada por las empresas del sector eléctrico, quienes son las primeras beneficiadas con los resultados allí obtenidos.

Como importante conclusión del efecto de los lazos inductivos, es el bajo nivel porcentual de fallas de los transformadores autoprottegidos, que carecen de lazos inductivos considerables (menores a 1 H), mientras que explican fallas en equipos que en apariencia no debían hacerlo, como son los condensadores de distribución instalados en líneas aéreas, los cables de acometidas subterráneas de media tensión protegidos por pararrayos a la entrada, los transformadores de 34.5 kV instalados en subestaciones tipo intemperie y la presencia de sobretensiones inesperadas en los usuarios alimentados por líneas que forman lazos inductivos considerables.

Recomendaciones

Para reducir los lazos inductivos debe ubicarse el pararrayos tan cerca como sea posible, al transformador, es decir, después del cortacircuitos.

Para ello sería necesario analizar cuáles son las corrientes de rayo que pueden soportar los fusibles sin fundirse y conocer las características que definen la criticidad de los rayos colombianos. Esta labor que ya se adelanta en nuestro país, es una responsabilidad de todo el sector eléctrico y las universidades que regionalmente pueden asociarse a las electrificadoras en este propósito. A nivel nacional se ha creado el grupo de estudio de rayos que se propone encontrar mediante mediciones, cuál es la polaridad de los rayos más frecuentes en Colombia, cuál es su polaridad, su magnitud de corrientes y cuáles son las zonas de mayor densidad de rayos.

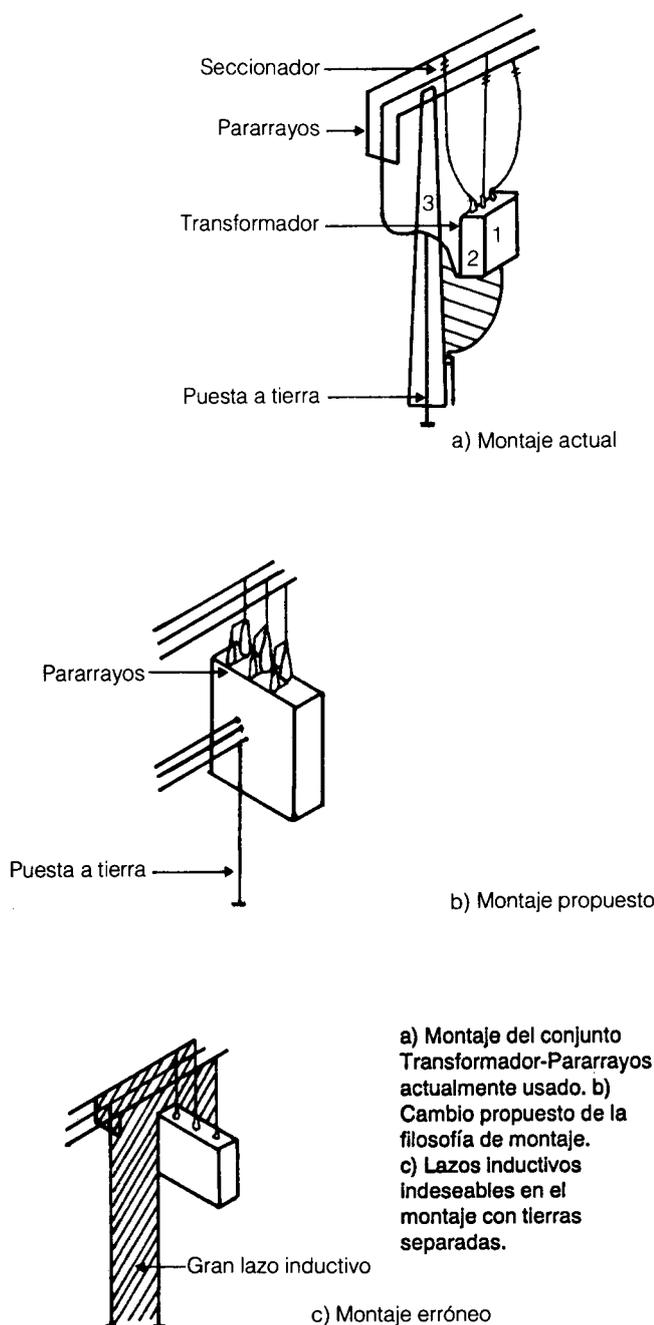


Figura 12: a) Montaje del conjunto Transformador-Pararrayos actualmente usado. b) Cambio propuesto de la filosofía de montaje. c) Lazos Inductivos Indeseables en el montaje con tierras separadas.

El cambio antes sugerido en la ubicación del pararrayos puede verse como una nueva filosofía de instalación del conjunto pararrayos-transformador. Actualmente se aterriza el transformador al aterrizamiento del pararrayos. Ahora se sugiere lo contrario es decir, aterrizar muy bien el transformador y los accesorios se aterrizan a él. La Figura 12 presenta estas dos filosofías de montaje.

Las ventajas de la anterior propuesta serían:

- Una mejor referencia de voltaje a 60 Hz para el usuario ya que no tendría tantas caídas de su voltaje en neutro, como hoy sucede en los puntos 1, 2 y 3 de la Figura 12a.
- Una mayor protección pues desaparecen los lazos inductivos del transformador.
- Se independiza el cortacircuitos del pararrayos, lo cual permite hacer mantenimiento preventivo y correctivo al conjunto pararrayos-transformador sin tener que desenergizar el circuito o trabajar en caliente.
- Las unidades montadas en estructura tipo H estarían también más protegidas y se podría variar su altura de instalación sin mayor problema.

Este cambio de filosofía de instalación estaría sujeto a los estudios que se han planteado, tales como son:

- Respuestas de los fusibles de distribución a las corrientes de rayo que permita el BIL de la línea.
- Estudios de transitorios para evaluar el efecto de la respuesta del pararrayos en la nueva posición.
- Estudios de transitorios para conocer las posibles sobretensiones en el usuario.
- Construcción de una línea de transmisión experimental para evaluar la bondad del montaje con bajo nivel de lazos inductivos.
- Estudios de transitorios para las sobretensiones inducidas.

Como recomendación adicional, basada en la teoría de los lazos inductivos, estaría el no aterrizar en el poste el pararrayos independientemente del transformador, tal como lo muestra la figura 12c, ya que el enorme lazo inductivo de cerca de $12 \mu\text{H}$ haría fallar los transformadores con apenas $8 \text{ kA}/\mu\text{s}$.

Finalmente puede afirmarse que los lazos inductivos son un peligro latente instalado en todos los transformadores de distribución de Colombia, el cual espera tan sólo el momento adecuado para manifestarse, con consecuencias casi siempre fatales para los transformadores de distribución y demás elementos de la red que los poseen, afectando de esta manera el sistema de distribución de energía, obligando a inversiones millonarias cada año, las cuales es necesario parar.

AGRADECIMIENTOS

El autor agradece al ingeniero Jorge Gutiérrez de la EEB por los valiosos comentarios e información suministrada

y a los ingenieros de las distintas empresas del Sector Eléctrico que contribuyeron con este trabajo. Igualmente a la Universidad Nacional y a Colciencias por la financiamiento de la investigación en Descargas Eléctricas Atmosféricas que actualmente adelantamos y en cuyo marco se presenta este artículo.

ción de la investigación en Descargas Eléctricas Atmosféricas que actualmente adelantamos y en cuyo marco se presenta este artículo.

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

1. EEEB (1988) Análisis de las fallas en transformadores de distribución. División de Ingeniería Eléctrica. Parte I.
2. EEEB (1988) Análisis de las fallas en transformadores de distribución. División de Ingeniería Eléctrica. Parte II.
3. EEEB (1989) Análisis y conclusiones sobre estadísticas de falla. Taller de transformadores San Fason.
4. EEEB (1969) Estudio de clima y actividad cerámica de la zona occidental Subgerencia Técnica. Departamento de Estadística e Información Técnica.
5. Boeck, W. (1986) Blitzenladung (rayos) en Beyer, Boeck, Mueller, Zaengl. Hochspannungstechnik. Theoretische und praktische Grundlagen fuer die Anwendung. (Teoría de la Alta Tensión Fundamentos teóricos y prácticos) Editorial Springer. Berlin, Heidelberg, New York, London, Paris, Tokyo.
6. Trapp, N. (1985) Erfassung des zeitlichen Verlaufes und des Wirkungsparameter von Blitzstroemen in automatisch Blitzmesstationen. Promoción de Doctorado TU Munich.
7. Vogelsanger, E. (1988) Grundlagen des Blitzschutzes (Fundamentos de la protección contra rayos), Bulletin SEV. VSE 79, 13; 2 Juli p 775-780.
8. De la Rosa, Francisco. (1985) Effect of close lightning on Electric Power Distribution Lines. Tesis de Doctorado. Instituto for High Voltage Research. Universidad de Uppsala.
9. Baatz, H. (1985) Mechanismus der Gewitter und Blitze (Mecanismos de las tormentas y los rayos). Editorial VDE 2 Edición. VDE-reihe 34 p 24.
10. Hayt, W.H. (1982) Teoría Electromagnética. Editorial Mc Graw Hill p 323.
11. ICEL (1971) Normas de Transmisión y Distribución. Tomos I, II, III. Bogotá. Editorial ICEL.
12. Westinghouse (1950) Electrical Transmission and Distribution Reference Book.
13. Westinghouse (1959) Distribution Systems.
14. Berger. Karl (1973) Wissenschaftlicher Bericht ueber die Blitzforschung auf dem San Salvatore in den Jahren 1963-1971 (Informe científico sobre la investigación en rayos sobre el Monte San Salvador en los años 1963-1971).
15. ICEL (1971) Normas para el diseño y construcción de sistemas de transmisión y distribución. Instituto Colombiano de Energía eléctrica ICEL.
16. CERCO (1970) Especificaciones técnicas de redes y líneas rurales. I Congreso de Electrificación Rural Colombiano. (I CERCO) Moreno Angel, Pablo; Ochoa, Nestor. CAR. 28 Julio-1 de Agosto.
17. Hasse-Wiesinger (1982) Handbook für Blitzschutz und Erdung Editorial Pflaum y VDE.
18. IEC (1970) Lightning Arresters publication 99-1. Parte 1: Pararrayos de resistencia no lineal para sistemas de corriente alterna. IEC. p 28, 30, 50.
19. IEEE (1981) IEEE Standard for Surge Arresters for AC power Circuits. IEEE p 16, 17.
20. Prinz, H. (1976) Gewitterelektrizitaet als Gefahr. Bull ASE/VSE 67 (24,18Dz) (Peligro de la electricidad de las tormentas) - 1313-1322'.
21. Prinz, H (1977) Die Blitzenladung in vier Parameterdarstellung. Bulletin ASE/VDE 68, 12, 18 Juni (El rayo en una representación de cuatro parámetros) p 600-603.