

Del Mantenimiento Correctivo al Predictivo en Líneas de Transmisión de ISA

Leonardo Fabio Porras

Calle 12 Sur No. 18 – 168, El Poblado, Medellín, Colombia.

Resumen

En promedio el 70% de los eventos que perturban el funcionamiento de las Líneas de Transmisión (LT) de Energía Eléctrica en Colombia se deben a Descargas Eléctricas Atmosféricas y el 30 % tienen otros orígenes, trayendo como consecuencia aumento del riesgo de apagones. Para mitigar lo anterior el autor creó una metodología al interior de Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. (ISA), motivo del presente artículo.

Introducción

Los sistemas utilizados para conducir las sobrecorrientes en líneas de transmisión originadas por descargas eléctricas atmosféricas o por maniobra, o para mitigar sobretensiones han evolucionado con el transcurrir del tiempo gracias al trabajo en equipo de entidades dedicadas al desarrollo teórico, los fabricantes y las empresas. Antes del año 2006 los mejoramientos en el funcionamiento de líneas de transmisión eran especificados y aplicados técnicamente como normales o especiales, tanto en el diseño como en el mantenimiento, y debían cumplir la función principal de guardar la seguridad de las personas y de los equipos.

El valor más importante era la resistencia de este conjunto y no debía sobrepasar los 20 ohmios y si así ocurría era necesario conectar cables de cobre o de acero galvanizado de diferentes longitudes, llamados contrapesos, enterrándolos a lo largo del terreno hasta lograr un valor igual o menor. Si el valor deseado no era obtenido con esta modificación, se procedía a hacer pozos al final de los contrapesos con suelo artificial el cual es

denominado Bentonita. Esta práctica fue utilizada de manera repetitiva tanto en construcción como en mantenimiento, pero las líneas en operación fallaban año tras año superando el número máximo de salidas indicado desde el diseño.

En este documento se presenta el análisis y el desarrollo realizado para mejorar estos criterios de diseño y procesos, el cual se convirtió en una metodología que permite alcanzar eficientemente los estándares establecidos, de una manera viable desde lo técnico y desde lo económico. Aplicada desde el año 2006 de forma “manual” y automatizada en el año 2015.

1. Estrategia y definiciones de la metodología

La metodología presentada se basa principalmente en la aplicación e integración de métodos de solución de problemas y herramientas utilizadas tanto por la empresa como por entidades externas, algunos de ellos sencillos como el método Empírico y el análisis mediante diagramas de Pareto y otros más complejos como el Método Científico y los procedimientos utilizados por Mantenimiento Centrado en Confiabilidad (MCC), los cuales se apoyan en herramientas administrativas como ciclo de Deming (PHVA) y diferentes herramientas computacionales. Para minimizar los posibles errores en la definición y aplicación de la metodología es fundamental precisar claramente las partes de la línea de transmisión, cuál es su función principal, sus límites, las fallas, modos de falla, las causas y

las acciones a realizar para mitigarlas.¹

La función principal de la línea de transmisión es transportar energía, entre dos subestaciones a tensiones, corrientes y frecuencias normales de operación, con los niveles de seguridad adecuados. Cuando una de estas variables es afectada, el funcionamiento es anormal. Para realizar un análisis exitoso y simple de las anormalidades, especialmente los cortocircuitos, es conveniente definir claramente lo que es el origen, la causa y el efecto, esto para evitar cualquier tipo de confusión.

Los sistemas eléctricos se ven influenciados por sus parámetros internos y por su entorno, formando un equilibrio entre ellos. El **origen** de los problemas en los sistemas de transmisión esta dado en las circunstancias que cambian transitoriamente la inercia del sistema y se asocia con fenómenos externos, los cuales son de difícil, más no de imposible predicción y control. La **causa** es la razón por la cual el sistema sale de equilibrio y es de carácter interno, pudiéndose controlar mientras que el **efecto** es la reacción o respuesta característica ante esta variación.

En este tipo de eventos es común confundir los orígenes, las causas y los efectos, por lo que las acciones para mitigarlos tienden a ser diversas y equivocadas.

Ante tantas variables a analizar y controlar, lo más importante es el conocimiento de las mismas y el orden en que estas se prioricen. Para conseguirlos es recomendable utilizar

¹ En este trabajo las definiciones de conceptos técnicos se consideran conocidas por el lector, en su mayoría se encuentran en normas técnicas internacionales o nacionales como las IEC, ANSI o el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas

todas las fuentes de información posibles con alto grado de confianza y de fácil consulta, utilizando las herramientas suficientes y adecuadas para encontrar y respaldar con evidencias y medidas la causa raíz de los problemas y así plantear y ejecutar acciones para controlarla, dejando a un lado la subjetividad. Para ello se utilizan y desarrollan las siguientes fuentes de información.

2. Fuentes de Información y su Utilización

2.1 Banco de Información Técnica de ISA (BIT)

Está ubicado en la sede principal de ISA en Medellín y es el sitio donde se almacenan y administran los informes y planos de diseño y construcción de los proyectos de la mayor parte de las líneas de transmisión de la empresa, en papel y en medio magnético.

De allí se obtienen los parámetros que se utilizan principalmente como punto de comparación entre lo planeado en diseño y el estado actual y como fuente de entrada a los programas de simulación, en caso de carecer de alguno de estos en el mantenimiento.

2.2 Centros de Transmisión (CTE) – Tablas de Torres

La información técnica de cada torre de las líneas de ISA se encuentra organizada en tablas archivadas en medios magnéticos, las cuales están localizadas en servidores y son actualizadas por los ingenieros encargados del mantenimiento al presentarse cambios.

2.3 Sistema de Seguimiento Operativo (SIGO)

Cada vez que se presenta un evento en una línea, el personal de operación lo reporta actualizando así en este sistema la información de los sucesos que perturban los activos de

ISA, tanto los originados por mantenimiento como los forzados. Para estos últimos, principal motivo de esta investigación, la información proviene de mediciones eléctricas y de tiempo suministradas por los transformadores de tensión y corriente, las protecciones, los localizadores de falla y el sistema operativo (SOE), entre otros.

Cuando se presenta una falla en algún punto del Sistema de Transmisión Nacional de ISA – STN- se identifica, entre otras cosas: el circuito fallado, la hora de falla y las medidas de distancia a la falla, suministradas por los localizadores con un error de ± 5 kilómetros. Para determinar la causa más probable, el SIGO está en conexión directa con el Sistema de Información de Descargas Eléctricas Atmosféricas (SID - descrito más adelante), el cual indica si hubo reporte de rayos o no para la misma hora y zona de falla, con un error en su localización de ± 0.5 kilómetros, permitiendo así inferir un posible sitio y origen. Este resultado es comparado posteriormente, en el proceso denominado análisis posoperativo, con las señales de corriente y tensión de las protecciones y confirmando o no el sitio y el origen más probables. Del SIGO también proviene la información para determinar la repetitividad o no de la falla para diferentes periodos de tiempo y dependiendo de la fase o fases afectadas, sitios y tipo se puede inferir si la causa de la salida es por acercamientos u otro motivo.

2.4 Sistema de Aplicaciones Informáticas (SAP)

Es un programa computacional empresarial, reconocido internacionalmente, el cual cuenta con módulos integrados como el financiero, el de materiales, el de compras y el de mantenimiento, entre otros. El resultado de la ejecución de las actividades de mantenimiento preventivas o correctivas es reportado por el

personal responsable en los denominados “Avisos de Mantenimiento”. En este sistema se reportan los datos de los hallazgos encontrados durante la ejecución de los mantenimientos, ya que en las inspecciones realizadas en las líneas de transmisión se encuentran condiciones normales, o anormales que dan evidencia de falla por arco eléctrico en componentes y también se miden variables para determinar las condiciones del sitio. Esta información es correlacionada con los datos operativos para confirmar o no los orígenes de las fallas.

2.5 Sistema de Información de Descargas (SID)

Hasta el año 2017 estaba compuesto por un conjunto de seis sensores propiedad de ISA y en el año 2018 ya se compran los datos mediante un servicio con un externo. Los datos recibidos son: año, mes, día, hora, minuto, segundo, nanosegundo de presentación, coordenadas geográficas de Latitud y Longitud, pico de corriente calculada en kiloamperios, multiplicidad, polaridad, entre otros.

Adicional a esto existe un respaldo de programas computacionales creados en ISA, tanto operativo como estadístico, para el procesamiento de la información y su utilización. Una de estas aplicaciones en tiempo correlaciona la salida de funcionamiento de las líneas con la presencia de descargas y con un método matemático responde afirmativa o negativamente a la pregunta de si el origen de la salida fue por rayo, colocándolo en el reporte del SIGO. Otro programa computacional denominado Zeus da resultados en mapas o gráficos para determinar la estadística de los parámetros del rayo en Colombia. Todo lo anterior permite conocer los parámetros probabilísticos de los rayos para diferentes tipos de zonas, las cuales se pueden definir según el tamaño requerido para el análisis, como por ejemplo las áreas aledañas a

las torres, con el fin de determinar las mejores acciones para la mitigación de su efecto.

2.6 Sistema de Información Geográfica (SIG)

Todo lo concerniente a la digitalización de mapas, cartografía, parámetros geográficos, modelos de optimización geográfica y de elevación digital está disponible en este sistema. Las áreas de mantenimiento y operación usan principalmente sus herramientas como base para el procesamiento de la información suministrada por el SID y para la localización y visualización de planta de las torres y subestaciones de ISA, con errores de localización mínimos. Allí se pueden visualizar los sitios por los que pasan las líneas, permitiendo conocer su entorno, determinando cruces con carreteras, ubicación de gasoductos y construcciones y otra serie de datos necesarios para apoyar la definición del origen y la causa raíz de las fallas.

2.7 Simuladores Computacionales

Como parte de la investigación de la causa raíz de las fallas es necesario utilizar herramientas computacionales que permitan modelar con el menor error posible las situaciones presentadas en la realidad. Dos de los programas más utilizados en el caso de simulación del funcionamiento de líneas ante las descargas eléctricas atmosféricas son: *Lightning Protection and Design Workstation* (LPDW), Versión 5.0 de la EPRI, modulo T-Flash es un programa computacional que calcula el número de salidas de circuitos por flameos inversos y salidas por falla del apantallamiento de líneas de transmisión, involucrando para su mejoramiento modelos con opciones tales como pararrayos, mejoramiento del sistema de puesta a tierra de las torres, aumento del número de aisladores y cambio en el apantallamiento debido a objetos cercanos. En este modulo se ingresan por cada torre los datos tomados de las tablas de torres, del BIT,

del SAP y del SID. Los otros programas computacionales son el *Analysis Transient Program* (ATP), Matier y Gtierras. Son programas utilizados para el diseño de mallas de puesta a tierra en torres de líneas de transmisión, están configurados para cumplir con dos condiciones fundamentales: la seguridad de las personas y la seguridad de los equipos, la Mayoría de programas computacionales han sido desarrollados en conjunto con el grupo GIMEL de la Universidad de Antioquia para buscar bajar principalmente los valores de resistividad del terreno.

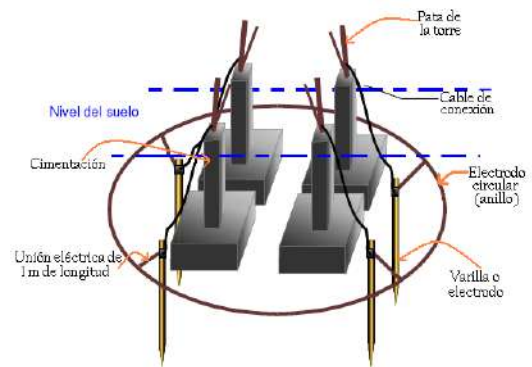


Fig 1. Configuración modelo de contrapesos resultado investigación con GIMEL

2.8 Convenios con Universidades

Antes del año 2006 existían dentro de la empresa múltiples criterios sobre el mejoramiento de la resistencia de puesta a tierra y sobre el funcionamiento de las líneas de transmisión ante rayos. Para que la metodología desarrollada tuviera un sustento óptimo y riguroso se actualizaron y aplicaron los conocimientos en el tema de sistemas de puestas a tierra teniendo como base los existentes a nivel internacional, mediante la investigación científica realizada por distintas entidades externas, entre ellas las Universidades. El autor determinó que cada Universidad tiene sus grupos especializados por temas, para el caso de sistemas de puesta a

tierra trabajó con la Universidad de Antioquia [1] y para la investigación de los parámetros del rayo con la Universidad Nacional.

Uno de los resultados más importantes obtenidos con la Universidad de Antioquia fue la configuración de los contrapesos y sus materiales para torres de líneas de transmisión y con la Universidad Nacional los parámetros del rayo para cada una de las torres de ISA.

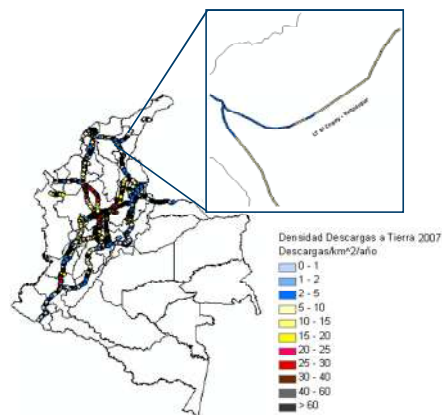


Fig 2. Ejemplo de mapa de densidad de descargas por torre

2.9 Otras Empresas y Entidades

Enmarcados dentro de las normas nacionales e internacionales, tanto eléctricas como ambientales, colocando pruebas piloto en distintos sitios y trabajado paralelamente y como resultado de las anteriores investigaciones se han buscado y encontrado los equipos de medida, productos y materiales más adecuados de mejoramiento del funcionamiento de líneas de transmisión, ofrecidos por fabricantes y aplicados por otras empresas a nivel mundial, presentados en congresos, simposios, portafolios de servicio e información obtenida de Internet.

Entre ellos están: Medidor de Resistividad de Terreno y Resistencia de Puesta Tierra LEM Norma Saturn Geo X y Megabras TM25m.

Cable y varillas de puesta a tierra *Coperclad* y Conexiones termofundidas.

El uso de los llamados Suelos Artificiales, se optó por realizar pruebas piloto, determinando que en contadas ocasiones se utilizarían este tipo de compuestos, especialmente por su elevado costo y dando eficiencias medias en su desempeño.

Los Descargadores de sobretensión o también denominados pararrayos de línea, son dispositivos colocados en paralelo con los aisladores de las torres, especialmente en aquellos sitios donde los tratamientos con contrapesos y suelos artificiales han sido infructuosos o donde por solicitud del cliente del servicio la línea requiere cero salidas al año por sobretensiones por rayo o por maniobra. Como son equipos construidos bajo normas internacionales facilitan su adquisición e instalación.

3. Método de Análisis

Una vez conocida la anterior información, en el año de 2006 se procedió a crear y aplicar la metodología central de este estudio la cual se resume en la siguiente gráfica y procedimiento:

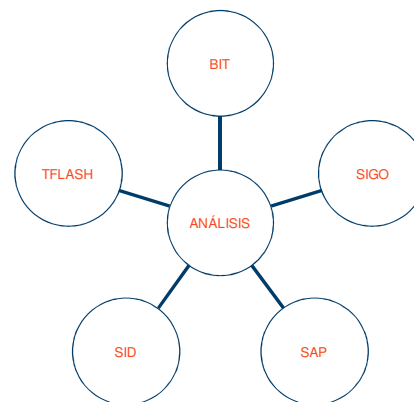


Fig 3. Modelo Metodología

Escoger los circuitos a ser estudiados: para ello y aplicando el método de Pareto, fueron

seleccionados los veinte circuitos con la mayor cantidad de salidas originadas por descarga y por causa no establecida, que superaban su cantidad de salidas máximas por año, según la información suministrada por el SIGO.

Crear archivo maestro: consistía en organizar y correlacionar en hojas de cálculo los datos de las diferentes fuentes de información para cada una de las líneas de transmisión cuestionadas, utilizando como objetivo de análisis la identificación de las torres o sectores de torres con la mayor cantidad de salidas, reportes de mantenimiento, parámetros técnicos y ambientales fuera de los límites de los rangos considerados normales.

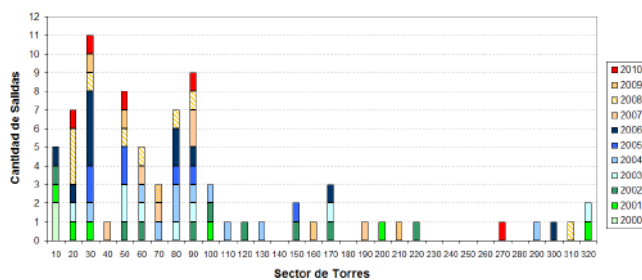


Fig 4. Ejemplo de evento en SIGO

Información del BIT: se debía consultar en los informes de diseño y construcción de la línea, ubicados en el BIT lo referente a resultados de medidas de resistividad del suelo y resistencia de puesta a tierra y mejoramientos realizados por torre con número de construcción, conciliándola con la información de ubicación definitiva dada por el mantenimiento. Esta verificación de información es fundamental para conocer con precisión cual es la torre más cuestionada por este valor. Si no hay datos de este valor es necesaria la simulación en el T-Flash.

Información del SID: se requería comparar la información suministrada del SID, especialmente la densidad de rayos a tierra por kilómetro cuadrado al año, graficándola en zonas cada diez torres para obtener las zonas

de mayor y menor cantidad de descargas en ellas.

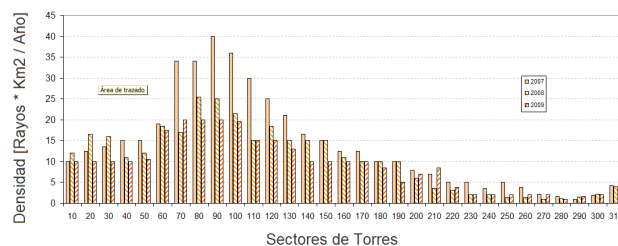


Fig 5. Ejemplo de densidad de rayos a tierra promedio por sector de torre

Información de SAP: había que buscar los reportes del mantenimiento por torre de la línea en estudio en los avisos preventivos y correctivos del SAP. Para ello era necesario leer toda la información contenida en ellos, ordenándola, tabulándola y agregándola al archivo maestro.

Integrar Información: en este caso el objetivo era correlacionar la información agrupándola en promedios y sectores de diez torres, esto para facilitar su visualización y análisis, realizando gráficas de barras que presentaba las zonas más y menos afectadas por salidas de funcionamiento, con presencia de aislamiento flameado, alambres rotos en cables de guarda o fases, actos mal intencionados, entre otros.

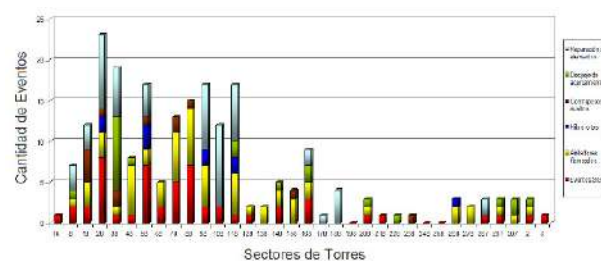


Fig 6. Ejemplo de comparación gráfica entre eventos y reportes de mantenimiento por sector de torre

En este ejemplo, nótese como la primera mitad de la línea es la que más presenta eventos operativos, daños y mantenimientos. Se cruzaba la información para establecer cuales

de los efectos presentados en mantenimiento coinciden en mayor medida con los eventos operativos.

Simulación en T-Flash: en este paso se ingresa al T-Flash cada parámetro solicitado por torre para simular su respuesta ante descargas eléctricas atmosféricas y obtener la causa más probable de falla por sector de torre.

Analizar resultados y definir acciones: se delimitaban los sectores y torres más afectados para aplicar en cada uno el método de mejoramiento correcto y costear los mejoramientos para determinar el presupuesto de estos trabajos. Posteriormente, se elaboraba el informe técnico con todos los aspectos anteriormente mencionados para dejar documentado el procedimiento, los resultados, las conclusiones y recomendaciones. Los resultados eran conciliados con personal de los CTE y de planeación del mantenimiento para programar la ejecución de las actividades.

3.1 Implementación

Este mismo procedimiento se aplicó a diferentes circuitos de otros países, cuatro de Bolivia, uno de Perú. Un análisis de circuito se realizaba completamente en un tiempo promedio de un mes, dependiendo de la cantidad de torres que poseía. Los resultados fueron entregados al área de Diseño, la cual aplicó los correctivos necesarios para los nuevos proyectos.

4. Evaluación de los Resultados

En el mantenimiento se han ejecutado los mejoramientos para la mayoría de los circuitos, obteniendo de una manera general una disminución en el número de salidas de funcionamiento:

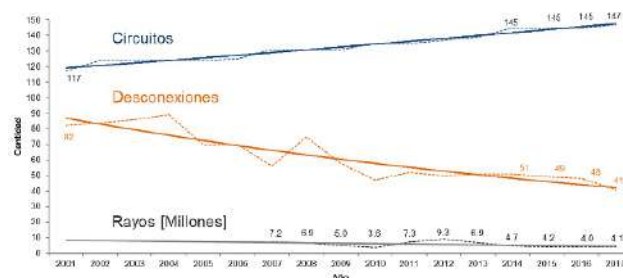


Fig 7. Desconexiones de circuitos, cantidad de circuitos y cantidad de rayos por Año.

Entre el año 2001 al año 2017 la cantidad de circuitos ha aumentado un 20% y las desconexiones han disminuido en un 50%, la cantidad de descargas a nivel nacional tiene una tendencia a la disminución del 57%, con aumentos hasta del 23%.

También se compararon los costos totales de instalación para cada método de mejoramiento, obteniendo los siguientes resultados:

Tabla I. Comparación de métodos de mejoramientos, eficiencias y costos unitarios.

Método	Efectividad	Costo Promedio Torre USD
Descargadores	100%	6000
Suelos Artificiales	65%	3000
Contrapesos	50%	1500

A mayor efectividad de solución mayor el costo de implementación en una relación doble. En los casos colombianos y peruanos los ahorros para los clientes han sido del orden de los 40 millones de dólares.

En el año 2015 esta metodología se automatizó mediante un contrato con el Grupo T&T de la Universidad Nacional de Colombia, creando el programa computacional denominado Origen de Fallas de Líneas de Transmisión (OFL). Es un servicio *web* que permite ayudar a

determinar cuál es el origen de la salida de funcionamiento de un circuito, donde se tenga alguna duda sobre su naturaleza a falta de información de los análisis post operativos o de correlaciones con el Sistema de Información de Descargas Eléctricas Atmosféricas (SID).

El OFL consulta las bases de datos históricas del Sistema de Gestión Operativa (SIGO) y del mantenimiento de las líneas, consignadas en el Sistema de Aplicaciones Tecnológicas (SAP) y mediante correlación de estos datos en ecuaciones de probabilidad, determina estadísticamente cuál puede ser el origen más probable de la falla y en cual torre.

Este proceso se demora cinco minutos, permite determinar si personal de ejecución del mantenimiento debe ir o no a sitio para realizar la inspección y confirmar la causa de la salida de funcionamiento. Adicionalmente, al confirmar rigurosa y sistemáticamente los orígenes y las causas de las salidas de funcionamiento de las líneas se pueden planear acciones a largo plazo que minimicen de nuevo su aparición en estos sitios o en otros.

5. El Futuro de la Metodología

Debido al trabajo de organización de la información para realizar los análisis de cada línea, esta se migró a bases de datos relacionales, esto permitirá realizar la segunda versión del OFL, con la cual se indicará cuál es la probabilidad de que un circuito salga de funcionamiento por cualquier origen y en donde, dentro de un tiempo de predicción de hora, día o semana, para poder desde la planeación operativa determinar las acciones a realizar proactivamente, minimizando el riesgo de apagones y energía no suministrada. Ya desde el mantenimiento se están realizando las mejoras según el modelo de gestión de activos de Riesgo – Costo – Desempeño, cambiando la estrategia de implementación de la metodología en los circuitos más críticos.

6. Conclusión

Debido a la integración eléctrica de las regiones, la tendencia es a la homologación de las mejores y más estrictas prácticas para la obtención en el servicio transporte de energía de unos índices de disponibilidad, confiabilidad y calidad cercanos al 100%. La metodología está encaminada a este objetivo y aporta al desarrollo del Grupo ISA y de los países en los cuales está presente.

7. Referencias

[1] ARANGO VÉLEZ, Juan Carlos HINCAPIÉ BOTERO, Luis Guillermo. PORRAS, Leonardo Fabio. Actualización Tecnológica en Sistemas de Puesta a Tierra para Líneas de ISA. Medellín, 2004, 48 p.

[2] VISACRO, Silvério. M. A. Felipe, R. Z. Oliveira. “*Non-Conventional Medtodology to improve Lightning Performance of Transmisión Line*”. Ground’2002. pp. 267 – 270.

Leonardo Fabio Porras, Ingeniero Electricista de la Universidad Nacional de Colombia graduado en 1996, con Maestría en Ingeniería Eléctrica de la Misma Universidad. Desde ese año hasta el momento ha ejercido su profesión en el Grupo Interconexión Eléctrica S.A E.S.P. (ISA), en Colombia, desempeñándose hasta el año 2002 como Ingeniero de Mantenimiento y desde ese año hasta ahora como Analista de Mantenimiento en Líneas de Transmisión. Sus responsabilidades incluyen realizar análisis eléctricos especializados, entre ellos el disminuir el riesgo eléctrico por descarga para la infraestructura corporativa de ISA.

1. Nombre del Autor: Leonardo Fabio Porras.
2. Teléfono:
 - a. Residencia: No Aplica
 - b. Oficina: 57 4 3157177
 - c. Celular: 3108234865
3. Dirección del Autor:
 - a. Residencia: Calle 20 C Sur No. 7 – 40, Envigado.
 - b. Oficina: Calle 12 Sur No. 18 - 168
 - c. E. mail: lfporras@intercolombia.com
 - d. Ciudad: Medellín
 - e. País: Colombia