



UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA

Integración de los Sistemas de Alerta de Tormentas Eléctricas en Redes Inteligentes

Autor:

I.E. JUAN CARLOS INAMPUÉS BORDA

Universidad Nacional de Colombia

Facultad de Ingeniería, Departamento de Ingeniería Eléctrica y Electrónica

Bogotá, Colombia

2014

Integración de los Sistemas de Alerta de Tormentas Eléctricas en Redes Inteligentes

Autor:

I.E. JUAN CARLOS INAMPUÉS BORDA

Tesis presentada como requisito parcial para optar al título de:

Magister en Ingeniería Eléctrica

Director:

Horacio Torres Sánchez

Línea de Investigación:

Descargas Eléctricas Atmosféricas

Grupo de Investigación:

Programa de Adquisición y Análisis de Señales PAAS – UN

Universidad Nacional de Colombia

Facultad de Ingeniería, Departamento de Ingeniería Eléctrica y Electrónica

Bogotá, Colombia

2014

Este trabajo está dedicado a mi Padre y a mi Madre, quienes con su amor y constante apoyo me han permitido alcanzar este logro. A mis hermanos Andrés, Isabel y Jenny por su apoyo incondicional. A mis sobrinos Diego Andrés, Juan Sebastián y José Manuel, quienes llenan mi vida de felicidad y alegría.

Agradecimientos

Al profesor Horacio Torres Sánchez por la dirección de esta tesis, por su continuo apoyo, paciencia y motivación y por brindarme su gran amistad desde hace varios años.

A Daniel Aranguren por su orientación constante y recomendaciones para la realización de esta tesis y a la empresa Keraunos S.A.S. de la cual obtuve la información meteorológica utilizada.

A Jesús López por sus sugerencias y valiosos consejos durante el desarrollo de esta tesis.

Al grupo de Investigación PAAS de la Universidad Nacional de Colombia y al gran grupo de investigadores que lo conforman.

Resumen

Esta tesis aborda dos temas actuales y complementarios como son: la evolución de las Smart Grids – SG y los Sistemas de Alerta de Tormentas eléctricas – SAT y su integración. La combinación de estos dos sistemas está dirigida al mejoramiento de los índices de calidad de los sistemas eléctricos y a la protección de vidas y bienes.

La tesis planteada sugiere que la implementación de un SAT dentro de la operación de los sistemas eléctricos como parte de un sistema de protección activa (o dinámica), y con base en el concepto de Smart Grids, permite aumentar los índices de calidad del servicio. La reducción del riesgo por rayos sobre los sistemas eléctricos se puede lograr, entre otros medios, a través de la predicción de una posible actividad de rayos que puede presentarse y que pueden ser causa de fallas en la operación normal del sistema.

Teniendo en cuenta que el fenómeno del rayo es una de las causas más importantes de falla en todos los niveles de tensión de los sistemas eléctricos en Colombia, se ha analizado un sistema de distribución que cuenta actualmente con un SAT compuesto por una red de molinos de campo eléctrico e información en tiempo real de la actividad de rayos proveniente de la red de detección LINET; así mismo se discuten varios criterios para el predicción de tormentas eléctricas.

Finalmente, analizados los indicadores estadísticos que evalúan el desempeño del método de predicción se definen los eventos asociados al rayo que con una gran probabilidad pueden resultar una amenaza para el desempeño normal de las redes. Por otro lado, se describen varias acciones preventivas que deben tomarse en cuenta cuando una tormenta eléctrica representa una amenaza.

Palabras clave: Calidad de energía, confiabilidad, Smart Grids, rayo, Sistemas de alerta de tormentas eléctricas, predicción.

Abstract

Title: Integration of Thunderstorms Warning Systems in Smart Grids.

This thesis addresses two relevant and complementary issues such as Smart Grids – SG and Thunderstorms Warning Systems – TWS and their integration. The combination is addressed to improving the power quality index of electric distribution systems and protecting lives and property.

This thesis suggests that the implementation of a TWS within the operation of electrical systems, as part of an active protection system and the basis of the concept of SG, allows increasing power indexes quality. Reduction of lightning risks on electrical systems can be achieved, among others, through accurate forecasts of possible lightning strikes that could cause failure in the normal operation of the system.

Taking into account that lightning flash is one of the major causes of failure in all voltage levels of power systems in Colombia, it has been analyzed a distribution system that current has a TWS composed by electric field mills and information available on real-time lightning activity from LINET detection network, likewise discuss several criteria for the thunderstorms early detection.

Finally, Lightning Related Events – LRE representing a threat for the power systems normal operation are defined from previously analyzed statistical indicators which assess the performance of the prediction method. On the other hand, several preventive actions are described to be taken into account against thunderstorm.

Keywords: Smart Grids, Lightning, Thunderstorm Warning System, Forecast, Reliability.

Contenido

| | Pág. |
|---|-------------|
| Resumen | IX |
| Abstract | XI |
| Contenido | XIII |
| Lista de figuras | XV |
| Lista de tablas | XIX |
| Introducción | XXI |
| 1. Generalidades | 27 |
| 1.1 Metodología de investigación aplicada | 27 |
| 1.2 Sistemas de Distribución de energía eléctrica | 28 |
| 1.2.1 Definición del Problema | 30 |
| 1.2.2 Mantenimiento centrado en confiabilidad | 35 |
| 1.2.3 Sistema dinámico de protección contra rayos..... | 36 |
| 1.2.4 Evolución en la automatización de los sistemas eléctricos..... | 36 |
| 1.2.5 Conceptos de resiliencia en los sistemas eléctricos | 37 |
| 1.3 Smart Grids | 38 |
| 1.3.1 Sistemas de Información..... | 43 |
| 1.3.2 Interoperabilidad de las Smart Grids | 44 |
| 1.3.3 Uso de información meteorológica en Smart Grids..... | 45 |
| 1.4 Generalidades de las tormentas eléctricas atmosféricas | 46 |
| 1.4.1 Formación y evolución de las tormentas eléctricas atmosféricas | 47 |
| 1.4.2 Actividad de rayos en Colombia..... | 48 |
| 1.5 Sistemas de alerta de Tormentas Eléctricas – SAT | 50 |
| 1.5.1 Avances en normatividad de los SAT..... | 51 |
| 2. Sistemas y dispositivos para la detección de tormentas eléctricas | 57 |
| 2.1.1 Radares meteorológicos..... | 57 |
| 2.1.2 Redes de Detección y Localización de Rayos. Red LINET en Colombia | 58 |
| 2.1.3 Molinos de Campo Eléctrico | 59 |
| 2.1.4 Clasificación de los dispositivos de detección y sus propiedades | 61 |
| 3. Metodología para la predicción de tormentas eléctricas | 65 |
| 3.1 Detección temprana a partir de molinos de campo eléctrico y redes de localización total de rayos..... | 65 |

| | | |
|-----------|--|------------|
| 3.2 | Metodología para la detección temprana de rayos | 67 |
| 3.2.1 | Método de las áreas de alarma..... | 68 |
| 3.2.2 | Verificación de predicciones | 71 |
| 3.3 | Definición de LRE | 73 |
| 3.4 | Definición de criterios para la detección temprana | 74 |
| 3.4.1 | Criterios basados en información de rayos (CG e IC) proveniente de la red LINET..... | 74 |
| 3.4.2 | Criterios basados en registros de campo eléctrico ambiental | 76 |
| 4. | Sistema de distribución bajo estudio | 79 |
| 4.1 | Descripción del Sistema de distribución bajo estudio..... | 79 |
| 4.2 | Densidad de descargas a tierra – DDT sobre el sistema de distribución..... | 80 |
| 4.3 | Fallas en el circuito bajo estudio | 81 |
| 4.4 | Red de molinos de Campo Eléctrico | 83 |
| 4.5 | Red de detección de rayos LINET | 84 |
| 4.6 | Diagrama de flujo del algoritmo de predicción..... | 85 |
| 5. | Resultados | 87 |
| 5.1 | Análisis de sensibilidad basados en información de rayos (CG e IC)..... | 87 |
| 5.2 | Análisis de sensibilidad utilizando registros de campo eléctrico | 95 |
| 5.3 | Análisis de sensibilidad combinando registros de campo eléctrico e información de rayos..... | 98 |
| 6. | Discusión de resultados | 103 |
| 6.1 | Análisis de los parámetros estadísticos POD, FAR, BIAS | 103 |
| 6.1.1 | Criterios basados en la tasa de rayos por minuto..... | 103 |
| 6.1.2 | Criterios basados en registros de campo eléctrico ambiental | 105 |
| 6.1.3 | Tiempos asociados a la detección temprana (Lead-Time)..... | 107 |
| 7. | Acciones preventivas..... | 111 |
| 8. | Conclusiones y trabajos futuros..... | 115 |
| 9. | Bibliografía | 119 |
| A. | Anexo: Artículos de Investigación publicados..... | 125 |

Lista de figuras

| | Pág. |
|--|-------------|
| Figura 1-1 Tipos de configuración de un sistema de distribución | 29 |
| Figura 1-2 Causa de fallas en redes MT y BT y de equipos. | 31 |
| Figura 1-3 Tasas de falla por año y por kilometro de línea, para el grupo de calidad I. | 32 |
| Figura 1-4 Valor medio de tiempos de reparación por tipo de falla, para el Grupo de Calidad I. . | 32 |
| Figura 1-5 SAIDI publicado por el Consejo Nacional de Investigación para varios países. | 34 |
| Figura 1-6 Modelo conceptual de las operaciones de gestión y control en las SG. | 45 |
| Figura 1-7 Mapa global de Densidad de flashes / km ² - año. (Fuente NASA). | 46 |
| Figura 1-8 Mapa de Densidad de Flashes / km ² - año 2012 para Colombia [19]..... | 50 |
| Figura 1-9 Sistema Integral de Protección contra Rayos - SIPRA | 53 |
| Figura 2-1 Área de cobertura de la red LINET en Colombia y la ubicación de los sensores | 59 |
| Figura 2-2 Variaciones de campo eléctrico DE en función de la distancia de impacto del rayo al punto de medida. | 61 |
| Figura 3-1 Tormenta típica registrada por la red LINET y un Molino de Campo Electroestático ... | 66 |
| Figura 3-2 Típicas formas de áreas de interés..... | 69 |
| Figura 3-3 Representación de las áreas de alarma según el método de las áreas | 70 |
| Figura 3-4 Tiempos de encendido de las alarmas | 71 |
| Figura 3-5 Ubicación geográfica de los tres SCE y sus áreas de cobertura. Radio= 10 km. | 77 |
| Figura 4-1 Topología del circuito bajo estudio, ubicado en los llanos orientales de Colombia..... | 80 |
| Figura 4-2 Mapa de Densidad de Descargas a Tierra en el circuito bajo estudio. | 81 |
| Figura 4-3 Causas de falla del circuito de distribución de 34,5 kV. | 81 |
| Figura 4-4 Instalación típica del molino de campo eléctrico | 83 |

| | | |
|-------------|---|-----|
| Figura 4-5 | Área de monitoreo de los molinos de campo eléctrico..... | 84 |
| Figura 4-6 | Ejemplo de área de cobertura del SAT (radio de AOC=5 km, MA = 30 km)..... | 85 |
| Figura 4-7 | Diagrama de flujo del algoritmo de predicción..... | 86 |
| Figura 5-1 | POD para cada criterio de activación en función del radio de MA..... | 87 |
| Figura 5-2 | FAR para cada criterio de activación en función del radio de MA..... | 88 |
| Figura 5-3 | BIAS para cada criterio de activación en función del radio de MA..... | 88 |
| Figura 5-4 | Parámetros estadísticos POD y FAR por cada radio de MA..... | 88 |
| Figura 5-5 | Número de aciertos y fallos por cada radio de MA..... | 89 |
| Figura 5-6 | Lead – Time obtenido para cada evento de falla en función del criterio de activación. | 90 |
| Figura 5-7 | Tormenta registrada el 2011-10-03 graficada en rayos/minuto. Falla 1 | 91 |
| Figura 5-8 | Tormenta registrada el 2011-10-12 graficada en rayos/minuto. Fallas 2 y 3 | 91 |
| Figura 5-9 | Tormenta registrada el 2011-10-17 graficada en rayos/minuto. Falla 4. | 92 |
| Figura 5-10 | Tormenta registrada el 2011-12-01 graficada en rayos/minuto. Falla 5 | 92 |
| Figura 5-11 | Tormenta registrada el 2012-04-09 graficada en rayos/minuto. Fallas 6 y 7..... | 93 |
| Figura 5-12 | Aproximación de la tormenta (cruces rojas) y medida de CE (línea azul)..... | 93 |
| Figura 5-13 | Tormenta registrada el 2012-05-21 graficada en rayos/minuto. Falla 8. | 94 |
| Figura 5-14 | Lead obtenido para los eventos de falla 6 a 8 en función del umbral de CE..... | 95 |
| Figura 5-15 | Lead obtenido para los eventos de falla 6 a 8 en función de la derivada de CE | 96 |
| Figura 5-16 | Lead obtenido para el evento de falla 8 en función del umbral de CE..... | 96 |
| Figura 5-17 | Lead obtenido para la falla 8 en función de la derivada de CE..... | 97 |
| Figura 5-18 | Parámetros estadísticos POD y FAR en función del umbral de CE para el MCE 1 .. | 97 |
| Figura 5-19 | Parámetros estadísticos POD y FAR en función del umbral de CE para el MCE 2 .. | 98 |
| Figura 5-20 | POD y FAR obtenidos en función del umbral de CE..... | 98 |
| Figura 5-21 | Comportamiento de la predicción en función del umbral de CE | 99 |
| Figura 5-22 | Número de rayos que fueron predichos vs fallos aviso..... | 99 |
| Figura 5-23 | Comportamiento de la predicción en función de la derivada de CE | 100 |
| Figura 5-24 | POD y FAR generados por la derivada de CE como criterio de activación..... | 100 |
| Figura 5-25 | Número de rayos pronosticados y fallos de alarma..... | 100 |
| Figura 5-26 | Comportamiento de la predicción en función de la tasa de rayos por minuto..... | 101 |
| Figura 5-27 | Parámetros estadísticos POD y FAR en función de la tasa de rayos por minuto | 101 |
| Figura 5-28 | Número de rayos que fueron pronosticados y fallos de alarma..... | 101 |

| | |
|---|-----|
| Figura 5-29 Desempeño de la metodología de predicción en función de la derivada del CE..... | 102 |
| Figura 5-30 Parámetros estadísticos POD y FAR en función de la derivada del CE..... | 102 |

Lista de tablas

| | Pág. |
|--|-------------|
| Tabla 1-1: Áreas y aplicaciones de las SG. Tomado de [27] | 41 |
| Tabla 2-1 Propiedades de los detectores de tormentas eléctricas..... | 63 |
| Tabla 3-1: Tabla de contingencia..... | 72 |
| Tabla 3-2: Fecha de tormentas analizadas para el análisis del criterio Lightning Rates | 75 |
| Tabla 4-1: Fallas en el sistema de distribución causadas por rayos tomadas para análisis | 83 |
| Tabla 5-1 Instante de LR máximos registrados previos y durante los eventos de falla. | 94 |
| Tabla 6-1: Criterios con los indicadores de mejor desempeño basados en LR | 104 |

Introducción

La presente tesis es fruto del interés del autor que ha despertado por el estudio del fenómeno del rayo, sus efectos en la vida diaria y principalmente el desarrollo de técnicas de predicción para reducir sus consecuencias. Del mismo modo, la forma en la cual su conocimiento puede ser aprovechado para el desarrollo de tecnología que permita la integración en sistemas de predicción y prevención.

El proceso de generar energía eléctrica, transmitirla y distribuirla hasta el usuario final ha sido desde sus inicios una tarea compleja, que ha requerido el desarrollo de equipos, modelos, sistemas, entre otros, para realizar cada labor en forma eficiente, confiable, segura y con parámetros aceptables de calidad.

Debido al continuo avance de la tecnología el ser humano depende cada vez más del uso de equipos eléctricos, electrónicos y de telecomunicaciones, siendo necesario incrementar la confiabilidad y robustez de los sistemas eléctricos e implementar técnicas de control y de automatización; sin embargo, mientras se desarrollan tecnológicamente su vulnerabilidad a las fallas se incrementa.

Particularmente, los niveles de confiabilidad de los sistemas de generación y transmisión reciben mayor atención comparada con los de un sistema de distribución. Esto se debe a que una falla en el sistema de generación afectaría una gran cantidad de población, provocando un posible apagón generalizado. Contrario a esto las fallas que se presentan en un sistema de distribución afectan a un número menor de usuarios cuyas consecuencias económicas son inferiores, aunque con mayor frecuencia. Las estadísticas asociadas a tasas de falla en los sistemas eléctricos indican que los niveles más altos se presentan en los sistemas de distribución, por tal razón, son necesarios mayores esfuerzos para mantener altos índices de calidad y confiabilidad desde los sistemas de

generación hasta el usuario final; así mismo, para cumplir con los niveles de calidad que la regulación exige.

Muchas han sido las soluciones que han sido implementadas con el fin de mejorar los índices de calidad; dentro de los cuales cabe destacar las labores de ampliación de la red, pasando de ser de topología radial a anillo para volverla más robusta; el mejoramiento de sus niveles de aislamiento en dispositivos, equipos y el mejoramiento del sistema de puesta a tierra, programas de mantenimiento correctivo y preventivo, entre otros.

Específicamente, el enfoque de los planes de mantenimiento ha ido evolucionando, orientado inicialmente al de tipo correctivo, donde se busca atender la falla; sin embargo, el nuevo enfoque de los planes de mantenimiento está centrado en la confiabilidad, donde se busca reducir la indisponibilidad de los activos, incrementando los índices de disponibilidad y confiabilidad al menor costo. No obstante, el enfoque de estos programas aun no ha sido adoptado plenamente por la mayoría de operadores de red de distribución en Colombia.

Aunque las soluciones mencionadas anteriormente incrementan el buen desempeño de los sistemas eléctricos, no son suficientes para evitar una falla cuando se presentan eventos externos al sistema (externalidades) que pueden afectar su operación normal. Una de las principales causas que impactan en mayor proporción el buen desempeño de una red de distribución son los fenómenos atmosféricos [1].

Particularmente en Colombia, el rayo es una de las principales causas de falla en las redes eléctricas para la mayoría de empresas de distribución [2] [3] [4] [5]. Esta problemática se vuelve más visible debido a las exigencias de la regulación nacional, la cual es cada vez más exigente para las empresas de distribución pero con más beneficios para el cliente.

La Resolución CREG 097 de 2008 [6], en cuanto a la calidad del servicio de los sistemas de distribución definió un esquema de incentivos y compensaciones que son aplicados en función de la gestión de calidad que cada operador de red realice. Esta calidad del servicio se expresa como un índice de discontinuidad que relaciona la cantidad promedio de energía no suministrada – ENS por cada unidad de energía Suministrada – ES por un operador de red. Sin embargo, esta regulación permite no tener en cuenta para el cálculo de los índices de discontinuidad, indisponibilidades

relacionadas con catástrofes naturales, en las que se encuentran: erosión (volcánica, fluvial o glacial), terremotos, maremotos, huracanes, ciclones y/o tornados y las debidas a actos de terrorismo, entre otras; no obstante, la actividad de rayos, principal fenómeno natural que afecta la continuidad de los sistemas de distribución, no se encuentra incluido como causa para la exclusión de interrupciones.

Esta nueva regulación exige a los operadores de red implementar planes de mejora en la planeación y operación de sus circuitos, enfocados a reducir el efecto negativo de la actividad eléctrica atmosférica en sus redes, principalmente (programas de mantenimiento centrado en confiabilidad y la inclusión de nuevas tecnologías). Con base en estas exigencias el pronóstico del tiempo se vuelve una herramienta muy importante dentro de la operación de los sistemas eléctricos, pues no solamente éstos deben ser diseñados para resistir en lo posible tales fenómenos, sino además, deben estar continuamente preparados ante una inminente falla.

Esta exigencia implica el diseño y rediseño de los sistemas eléctricos orientándolo a darle la capacidad de soportar, adaptarse y recuperarse ante las perturbaciones del entorno y funcionar en medio de la mayor variedad de condiciones desfavorables, esta característica es definida como “*resiliencia*”. Cuando un sistema tiene un alto grado de resiliencia pueden soportar y auto-recuperarse a perturbaciones externas más fácilmente.

Hoy en día, son posibles las comunicaciones y la interoperabilidad entre sistemas de monitorización de parámetros eléctricos de la red, información meteorológica y los sistemas de información geográfica, los cuales, son integrados en la operación de los sistemas eléctricos, lo que ha permitido la evolución hacia lo que en idioma inglés se ha acuñado como “*Smart Grid – SG*” y en español mal traducido como “*Red Inteligente*”. Como lo expone Torres en [7] el término “*Inteligente*” no puede ser acuñado a un objeto inanimado: una red, un edificio, un aparato electrónico, si se tiene en cuenta el sentido estricto de este adjetivo. En el desarrollo de esta tesis se usará el término en inglés “*Smart Grid*” y no “*red inteligente*”.

Gracias al avance en el estudio del fenómeno del rayo en Colombia durante los últimos 20 años [8] [9], se han logrado caracterizar en cierta medida las tormentas eléctricas típicas en varias regiones del país, a través del desarrollo de dispositivos y metodologías, lo que ha permitido el desarrollo de sistemas de predicción de tormentas eléctricas [10] [11].

Los Sistemas de Alerta de Tormentas Eléctricas – SAT pueden ser integrados dentro de los sistemas de distribución dentro del concepto de SG, con el fin de generar modelos y criterios que permitan una operación más eficiente, tomando anticipadamente medidas preventivas temporales para reducir el riesgo al que está expuesto el sistema.

La justificación para el desarrollo de esta tesis está basada en la necesidad de analizar la integración de los SAT dentro de las SG en los sistemas de distribución, teniendo en cuenta el creciente desarrollo de este tipo de tecnología que ha tenido lugar en Colombia en los últimos años y las características particulares del fenómeno del rayo en nuestro país.

Este análisis, está basado en información suministrada por una empresa del sector petrolero ubicada en la región del piedemonte llanero, sobre el departamento del Meta, la cual opera una red de distribución de 34,5 kV, y cuenta con un SAT conformado por dispositivos de monitoreo y detección de rayos (una red de molinos de campo eléctrico e información en tiempo real de la actividad de rayos) sobre estos circuitos. Así mismo, se dispone de registros históricos de fallas (8) del sistema de distribución que fueron ocasionadas por rayos en parte del año 2012. Uno de los objetivos es analizar la información histórica que provee el SAT para determinar si es posible encontrar criterios que hubieran permitido realizar la detección temprana de las fallas producidas. Igualmente, se evalúa el desempeño del SAT para la correcta predicción de rayos sobre un área de interés a proteger.

En el primer capítulo de la presente tesis se expone en forma general conceptos de los sistemas de distribución, la problemática y la evolución de las SG, la integración de los SAT como sistema de información meteorológica. Posteriormente, se describen las generalidades de las tormentas eléctricas y en particular las características del rayo que se presentan en Colombia. Finalmente se describen los SAT, su objetivo, el modo de operación y la normatividad nacional e internacional existente.

El capítulo 2 describe los dispositivos de monitoreo y predicción de tormentas eléctricas, la clasificación y sus propiedades. El capítulo 3 detalla la metodología usada por el SAT para la predicción de rayos y la activación de alarmas por riesgo de tormentas eléctricas sobre una región de interés. En este capítulo también se definen los eventos relacionados con el rayo (Lightning Related Event – LRE) que pueden afectar la calidad de potencia y se definen los criterios que

indican la inminente ocurrencia de una falla del sistema. En el capítulo 4 se describe el circuito de distribución bajo estudio, el SAT implementado y la información que se dispone para el análisis.

Los resultados de los análisis realizados basados en la metodología descrita se exponen en el capítulo 5. La discusión y análisis de resultados se describen en el capítulo 6. En el capítulo 7 se expone algunas medidas preventivas que pueden ser tomadas dependiendo del nivel de riesgo que reporte el SAT dentro de la operación de un sistema de distribución. Finalmente se exponen las conclusiones y algunas recomendaciones y trabajos futuros en el capítulo 8.

1. Generalidades

1.1 Metodología de investigación aplicada

El enfoque de la metodología utilizada para el desarrollo de este trabajo de investigación, es de tipo *cuantitativo*, el cual establece patrones de comportamiento de un fenómeno y comprueba las hipótesis planteadas, con base en conceptos teóricos previamente definidos y en la recolección de datos y en su posterior análisis [12].

La metodología de investigación seleccionada tiene un *alcance descriptivo - correlacional*. El alcance descriptivo busca especificar las características más importantes del fenómeno que se analiza, en este caso, la actividad de tormentas eléctricas en una región determinada. La utilidad del alcance correlacional es saber cómo se puede comportar una variable (confiabilidad de un sistema de distribución) al conocer el comportamiento de otras variables que se asocian a esta (intensidad y frecuencia de la actividad de rayos, considerándola cómo la principal causa de falla). Determinando la magnitud de la asociación de estas variables se tiene las bases para predecir el valor aproximado que tendrá una de estas variables con cierta exactitud [12].

La metodología utilizada comprende el siguiente proceso:

- Inicialmente se realiza el planteamiento del problema.
- Se realiza una revisión del marco teórico
- Se define el alcance de la investigación, se plantean hipótesis y las variables son definidas
- Posteriormente se recolectan los datos y se efectúa su análisis.
- Finalmente se discuten los resultados obtenidos.

1.2 Sistemas de Distribución de energía eléctrica

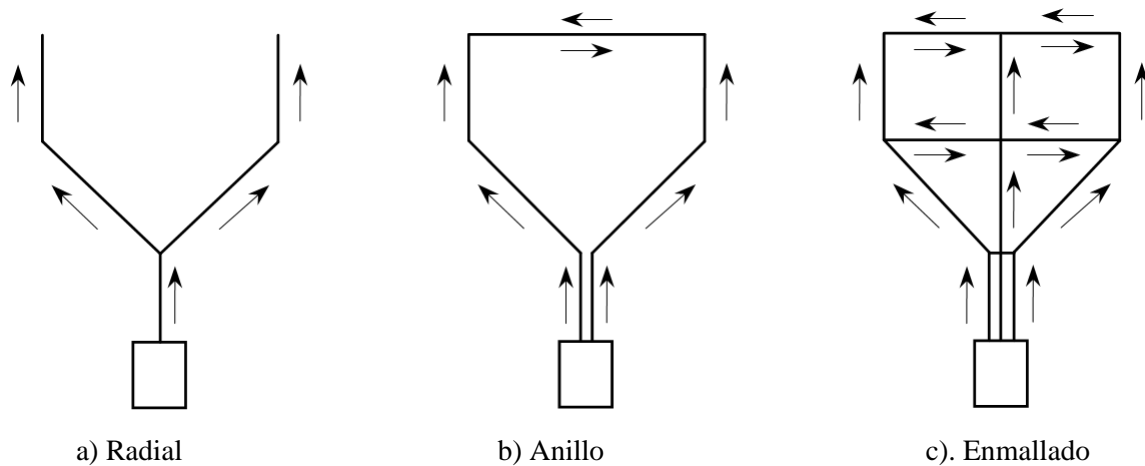
La ciencia de los sistemas eléctricos de potencia y en particular los sistemas de distribución contemplan una gran cantidad de temas de análisis, en cuanto a su planeación, diseño, tecnología integrada y operación. En este capítulo se abordarán algunos de estos temas teniendo como objetivo analizar su evolución hacia redes más eficientes y con mayor automatización, las tendencias en la implementación de nuevas tecnologías, los problemas más comunes en su operación, entre otros.

Un sistema eléctrico de potencia puede definirse como un conjunto de elementos que tiene por objeto generar, transformar, transmitir, distribuir y consumir la energía eléctrica en forma segura, confiable, de buena calidad y al menor costo. Esta cadena del sistema puede dividirse en subsistemas de: Generación, transmisión, distribución y comercialización.

Debido a la complejidad que han alcanzado los sistemas eléctricos, generalmente, en muchas partes del mundo se prefiere separar los sistemas de potencia y los de distribución para analizar su operación; como en Colombia, donde cada etapa del sistema eléctrico de potencia es operada por diferentes empresas. Particularmente, los sistemas de distribución se encargan de conducir la energía eléctrica desde una subestación de potencia hasta el usuario final.

Los sistemas de distribución en sus inicios se diseñaron para llevar energía eléctrica a la mayor cantidad de la población ubicada en zonas urbanas (segunda mitad del siglo XIX), cuya carga comúnmente se encontraba cerca al lugar de generación con el fin de minimizar las pérdidas [13]. Posteriormente se inició la electrificación rural con circuitos que eran típicamente de topología radial. Este tipo de redes reflejan un equilibrio entre el costo y la confiabilidad. Aunque el costo de construcción, operación y mantenimiento son relativamente bajos en la redes en forma radial, su confiabilidad así mismo es reducida. La evolución de los sistemas de distribución ha sido enfocada a mejorar su confiabilidad, derivándose tres principales topologías en su diseño [14] (ver Figura 1-1):

Figura 1-1 Tipos de configuración de un sistema de distribución



- **Sistema radial:** La mayoría de los sistemas de distribución están diseñados en forma radial, teniendo de este modo un solo camino de alimentación entre el consumidor y la subestación. Este tipo predomina debido a que es más económico que las otras dos topologías y es mucho más sencilla su planeación, diseño y operación. No obstante, una falla en una red de este tipo resulta en la pérdida total del suministro de energía a toda la carga.
- **Sistema en anillo:** Una alternativa del diseño radial es un diseño en anillo. Este cuenta con dos caminos entre la fuente y el usuario. Aunque su confiabilidad es mayor que el sistema radial, los costos asociados a su construcción, operación y mantenimiento se incrementan considerablemente.
- **Sistema en malla.** Los sistemas enmallados son más complejos, pero de mayor confiabilidad. Este tipo de sistemas contiene múltiples caminos entre todos los puntos de la red y ofrece mayor confiabilidad que los sistemas de tipo radial o en anillo. Los sistemas enmallados son más costosos que los sistemas radiales, pero no lo es en gran medida en zonas urbanas densamente pobladas.

El avance tecnológico desde el último siglo ha conllevado a la transformación de los sistemas eléctricos en cuanto a su diseño, planeación y operación, siendo además la creciente demanda de energía a nivel global el factor más importante de la necesidad de inclusión de nuevas tecnologías, fuentes de generación y con ellas la inclusión de energías renovables, el desarrollo de la generación

distribuida, la automatización de las redes, etc. Lo anterior ha definido las estrategias para el desarrollo futuro de los sistemas eléctricos evolucionando a redes eléctricas con mayor automatización (Smart Grid).

Los objetivos de una Smart Grid en un sistema de distribución desde el punto de vista operativo está enfocado al mejoramiento de los índices de confiabilidad; basados en la reducción de la tasa de falla, menores tiempos de reparación, a través de la integración de sistemas de información, comunicaciones, infraestructura, metodologías de análisis, etc; lo que a su vez permite un mayor grado de flexibilidad en su actualización, verticalidad, autoreparación, integración a gran escala y la interoperabilidad de una gran diversidad de tecnologías y aplicaciones de uso final.

1.2.1 Definición del Problema

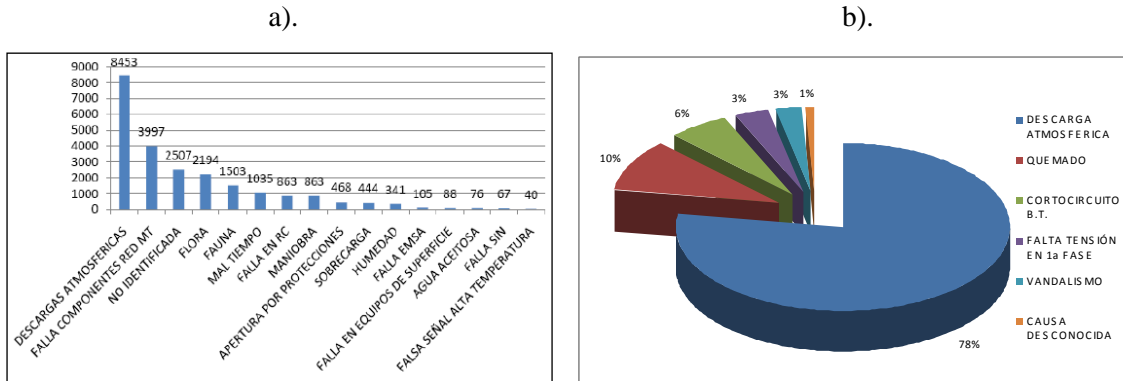
En Colombia, las condiciones geográficas y climáticas dan lugar a un entorno mucho más exigente para el sistema eléctrico, el cual diariamente se enfrenta a una gran cantidad de causas de falla que afectan en menor o mayor medida su operación normal y producen un alto deterioro en la calidad de energía, principalmente en cuanto a la continuidad. Estas causas pueden surgir dentro de la misma operación del sistema o como externalidades debidas a factores climatológicos; una de las externalidades con mayor impacto en regiones tropicales es el fenómeno del rayo [1] [5] [4] [15].

Anualmente este sector tiene pérdidas millonarias por los efectos del rayo, tanto en los sistemas de transmisión como en distribución. Según información consultada de la Unidad de Planeación Minero energética – UPME y de la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG, Colombia cuenta aproximadamente con más de 200.000 km de redes de distribución de energía eléctrica y más de 450.000 transformadores en los niveles de tensión 2 y 3. Gran parte de esta infraestructura tiene más de 40 años de construida y está muy poco automatizada. Se estima que del total de transformadores de distribución instalados en zona rural en Colombia, el 5% son destruidos cada año a causa de rayos.

En varios proyectos de investigación [2] [3] realizados en Colombia donde se aborda el tema del desempeño de los sistemas de distribución de energía eléctrica, se ha podido concluir que cerca del 70% de fallas son causadas por los efectos del rayo, en las regiones de mayor actividad de rayos.

Figura 1-2 Causa de fallas en redes MT y BT y de equipos.

a). Reportado por una empresa petrolera 2009-2010. b). Causa de falla en equipos. Reporte Codensa 2012.



Recientemente Murillo en [16] analizó el impacto del rayo sobre redes de distribución en Bogotá. Los resultados de la investigación demostraron que más del 30% de los hundimientos de tensión (o Sags en idioma inglés) fueron causados por descargas atmosféricas; no obstante, tal proporción puede ser mayor debido a que la información de rayos utilizada para el análisis provenía de una red de baja eficiencia, la cual identifica principalmente rayos de mayor corriente, de esta manera no fue posible asociar rayos de menor corriente los cuales podrían ser también causa de hundimientos de tensión.

Por otro lado, en cuanto a la calidad del servicio, la CREG, en el documento 069 de 2004 [17] publicó los resultados del estudio titulado “Concepto técnico sobre procedimientos operativos y tiempos admisibles para solución de fallas”. En dicho estudio se identificaron las tasas de falla por kilómetro de red y por año para varios circuitos de distribución típicos para cada Grupo de Calidad definido en función de las causas de falla, con base en información suministrada por los Operadores de Red – OR entre los años 2000 y 2003. La Figura 1-3 muestra las tasas de falla (límite inferior y superior), para todos los Grupos de Calidad I, II, III y IV, donde se consideraron tasas de falla iguales.

La Figura 1-4 muestra los valores medios del tiempo de reparación, en horas, en función de los diferentes tipos de fallas para cada Grupo de Calidad.

Figura 1-3 Tasas de falla por año y por kilómetro de línea, para el grupo de calidad I. (L.inf: Límite inferior; L Sup: Límite Superior), Tomado de CREG 069,2004.

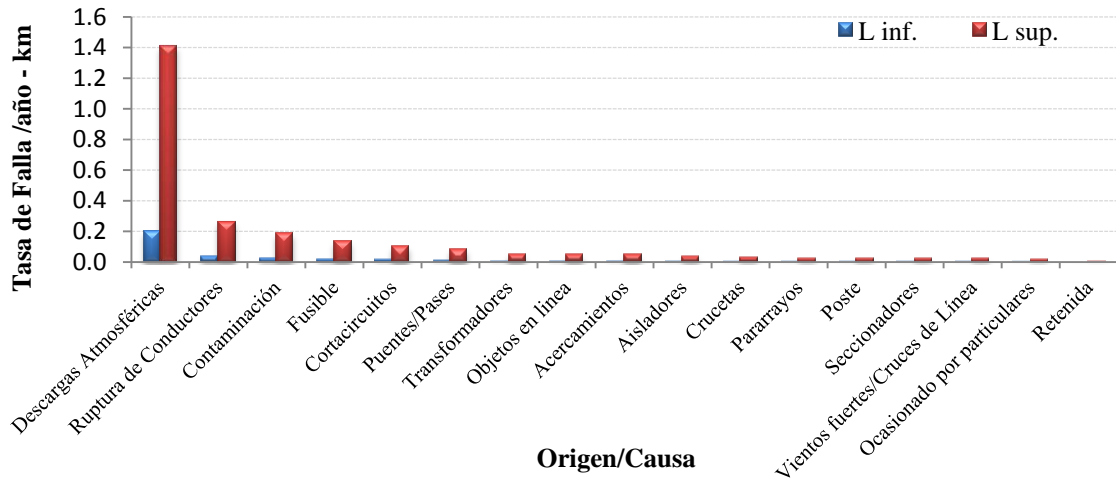
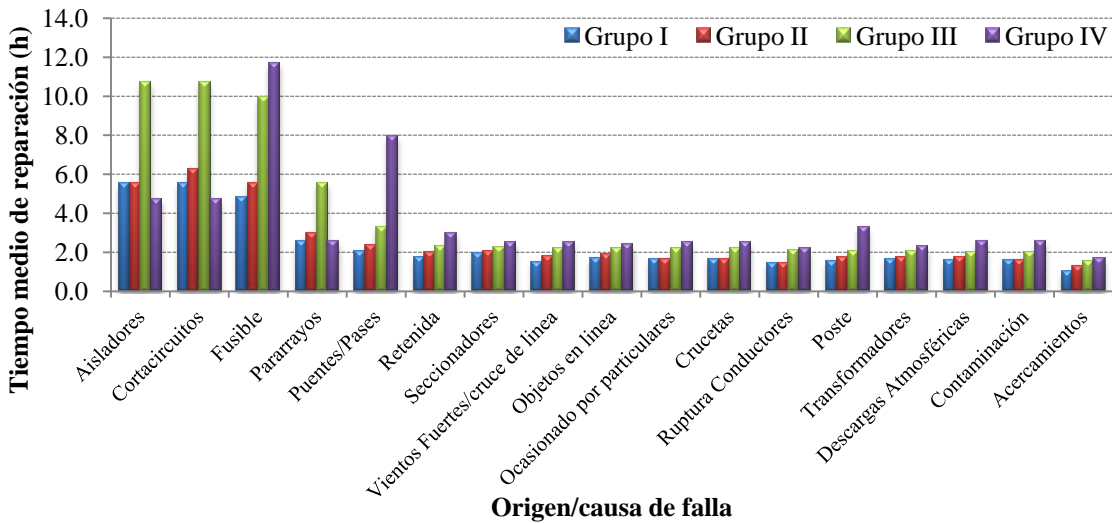


Figura 1-4 Valor medio de tiempos de reparación por tipo de falla, para el Grupo de Calidad I. Tomado del Documento 069 CREG de 2004.



Comúnmente en sistemas de transmisión se presentan fallas en el aislamiento provocadas por impactos directos de rayos los cuales producen flameo. En los sistemas de distribución en cambio, afectan en mayor proporción las tensiones inducidas debidas a descargas eléctricas atmosféricas cercanas o por maniobras. En estos últimos sistemas, son afectados con mayor frecuencia debido a que recorren mayores distancias, lo que incrementa en gran proporción la probabilidad de falla por efectos del rayo.

Los sistemas de protección contra rayos en redes eléctricas (sistemas de apantallamiento y contra sobretensiones), protegen el sistema con una determinada eficiencia, asegurando el buen funcionamiento de cada elemento o equipo que lo componen; sin embargo, cuando se presenta una gran actividad de rayos a lo largo de una línea de distribución, ningún sistema de protección es suficiente para evitar la totalidad de los daños producidos por el rayo, aunque éste sea robusto. En este caso es importante desarrollar un sistema de protección contra rayos que opere en forma dinámica, no en forma pasiva como hasta ahora, sino uno que se acomode a las condiciones climáticas y que permita mitigar los efectos del rayo sobre la misma. Una mayor definición de estos sistemas se presenta en el numeral 1.2.3.

En cuanto a la regulación, en Colombia la CREG definió un nuevo esquema regulatorio, estipulado en la resolución CREG 097 de 2008, donde busca reducir la dispersión en la calidad de la energía eléctrica suministrada por los operadores de red, estableciendo un esquema de incentivos y compensaciones a la calidad del servicio.

Este nuevo esquema beneficia al usuario en general, pero requiere de un gran esfuerzo para los operadores de red, debido a la definición de nuevos indicadores de discontinuidad del servicio, los cuales son afectados en gran proporción por la calidad del servicio suministrado a los usuarios peor servidos.

La continuidad del servicio de distribución de energía puede verse interrumpida cuando se presentan indisponibilidades que ocasionan Energía No Suministrada; sin embargo, esta resolución excluye varias causas que producen indisponibilidades. Catástrofes naturales como la erosión (de tipo volcánica, fluvial, o glacial), terremotos, maremotos, huracanes, ciclones o tornados que pueden provocar una indisponibilidad son excluidas para el cálculo de la indisponibilidad de un activo; sin embargo, las descargas eléctricas atmosféricas como causa de indisponibilidad no están contempladas [6].

El Índice de duración de la interrupción promedio del sistema (SAIDI¹ por sus siglas en ingles),

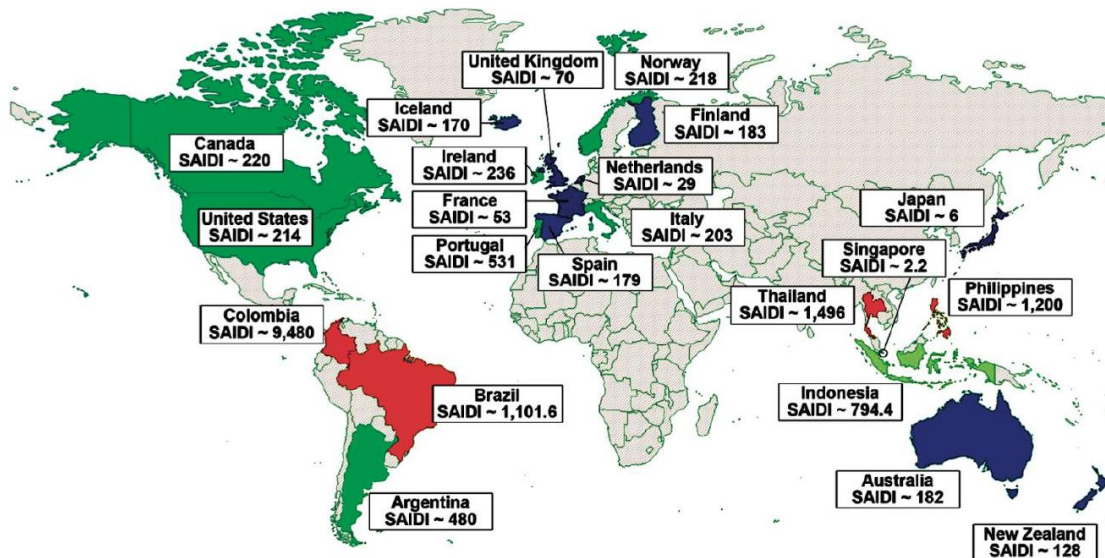
¹ System Average Interruption Duration Index – SAIDI (Aunque a la fecha no ha sido publicado oficialmente en Colombia)

comúnmente usado como indicador de la confiabilidad, para Colombia, según los cálculos del concejo nacional de investigación de los Estados Unidos², es muy superior a los reportados por diferentes países a nivel global; donde mientras en países europeos tales valores llegan a varios minutos en Colombia pueden incluso llegar a días.

Esto demuestra un retraso en temas regulatorios y planes de mejora de los operadores de red para incrementar la calidad del servicio de energía que se presta en Colombia. La Figura 1-5 ilustra el SAIDI calculado para varios países.

Figura 1-5 SAIDI publicado por el Consejo Nacional de Investigación para varios países.

Tomado de [19]



Lo anteriores problemas conllevan a impulsar programas de modernización de las redes por parte de los operadores de red, buscando la integración de nuevas fuentes de información y la inclusión de nuevas tecnologías para el mejoramiento de la calidad del servicio.

El problema planteado no solo aborda temas de confiabilidad en los sistemas eléctricos sino también, del riesgo que se encuentran los seres vivos ante los efectos negativos del rayo. Según

² National Research Council – NRC. EE.UU.

reportes periodísticos, en promedio, cerca de 100 personas mueren anualmente por los efectos del rayo en Colombia [18].

1.2.2 Mantenimiento centrado en confiabilidad

Con el objeto de garantizar los índices de calidad aceptables, los operadores de red han definido planes de mantenimiento de sus redes para procurar obtener el menor tiempo de indisponibilidad de los equipos o activos. Dentro de estos planes se distinguen tres tipos de mantenimiento: correctivo, preventivo y de actualización.

Tradicionalmente, estos planes se han enfocado en el mantenimiento de tipo correctivo, donde se busca la solución de la falla en el menor tiempo posible; sin embargo, poco a poco se ha ido redireccionado este enfoque para darle mayor importancia a los programas de mantenimiento de tipo preventivo, donde se busca prever la ocurrencia de la falla.

Dentro del tipo mantenimiento preventivo se diferencian dos clases: programado y predictivo. El mantenimiento programado se ejecuta cada periodo de tiempo dependiendo de las indicaciones del fabricante, la cantidad de operaciones efectuadas por los dispositivos o el tiempo que se encuentre en operación. En el mantenimiento predictivo se determina la condición técnica en la que se encuentra los activos, con el fin de identificar cuando puede fallar, de esta manera tomar acciones de reparación o cambio antes que ocurra la falla.

Finalmente el mantenimiento de actualización está orientado a la modernización o actualización de la infraestructura o parte de esta.

El nuevo enfoque de los planes de mantenimiento está basado en la confiabilidad (en inglés: Reliability Centred Maintenance – R.C.M.), donde se asegura que cualquier activo continúe realizando su función incrementando los niveles de disponibilidad y confiabilidad, a un menor costo [20].

1.2.3 Sistema dinámico de protección contra rayos

En años recientes, el concepto: “Sistema Activo de Protección contra Rayos” (Active Lightning Protection – ALP), ha tomado mayor fuerza, gracias a la inclusión de nuevas tecnologías de información en la operación de los sistemas eléctricos, enfocadas a monitorear variables internas y externas a los sistemas eléctricos, los cuales permiten tomar medidas preventivas en forma activa (dinámica ó en tiempo real) para la reducción del riesgo por los efectos del rayo. Chong T. en [21] define el sistema de protección contra rayos activo como: “aquel que permite tomar medidas preventivas necesarias con anticipación en función de la información en tiempo real de la actividad de rayos”, suministrada por sistemas de información de tormentas eléctricas

Los sistemas activos de protección contra rayos basados en información de actividad eléctrica atmosférica alrededor de la red eléctrica logran garantizar en gran medida la continuidad del servicio aún en medio de tiempo severo.

Contrario a los sistemas de protección activos, los llamados “sistemas convencionales de protección contra rayos”, son aquellos compuestos por elementos tales como: pararrayos, descargadores de sobretensión, cables de guarda, entre otros. Estos equipos por sus características operan en forma pasiva, sin tener en cuenta las variaciones del tiempo que se presentan alrededor del sistema eléctrico. Estos dos sistemas de protección contra rayos son complementarios.

1.2.4 Evolución en la automatización de los sistemas eléctricos

La evolución de los sistemas eléctricos está enfocada a mantener altos niveles de calidad del servicio, haciendo un uso óptimo de los recursos energéticos disponibles. Esto conlleva, Por un lado, a aumentar los niveles de automatización, por medio de la integración de nuevas fuentes de información, procesos, metodologías y de la gestión eficiente del uso de la electricidad, a través de una operación óptima.

Tales niveles de automatización permiten adelantarse a cualquier eventualidad que pueda presentarse durante la operación normal de los sistemas eléctricos, permitiendo realizar maniobras anticipadamente a fin de evitar ó reducir el efecto de las fallas ó proyectar a futuro cambios

considerables como el crecimiento de la demanda. Esta evolución ha llevado a definir y diseñar las llamadas Smart Grids que serán descritas posteriormente.

Estos cambios en la operación permiten tener un mayor grado de “resistencia” a las perturbaciones externas que puedan afectar las redes, la cual puede medirse en el grado de resiliencia que tiene el sistema.

1.2.5 Conceptos de resiliencia en los sistemas eléctricos

El termino resiliencia nace como un concepto dentro de la ciencia de la ecología para describir la capacidad de las comunidades para soportar, adaptarse y recuperarse ante las perturbaciones del entorno. Fue Crawford Holling [22] quien introduce por primera vez este concepto en la ecología como una forma para comprender las dinámicas no lineales así como los procesos a través de los cuales los ecosistemas se auto-mantienen y persisten frente a perturbaciones y cambios.

Varios autores consideran la resiliencia como un tiempo de retorno a un estado estable después de una perturbación. Otro término que describe los procesos que modifican la resiliencia es la capacidad de adaptación de los sistemas [23].

La resiliencia en sistemas eléctricos, es la capacidad del sistema de soportar y recuperarse ante desastres y perturbaciones. De este modo, esta característica en un sistema refuerza los factores protectores y reduce la vulnerabilidad frente a las situaciones riesgosas [24]. La resiliencia también mide la magnitud de tales perturbaciones que puede absorber el sistema para pasar de un equilibrio a otro. Es también referida a la robustez del sistema y a la rapidez de restauración.

Los sistemas eléctricos pueden ser robustos pero a la vez frágiles, lo que significa que tienen cierto grado de resiliencia cuando se anticipan a peligros, pero pueden ser frágiles ante amenazas no previstas.

Si bien, no es posible controlar lo impredecible, al menos se pueden diseñar y rediseñar los sistemas para que absorben mejor las perturbaciones, para funcionar en medio de la mayor variedad de condiciones y pasar de un estado estable a otro.

1.3 Smart Grids

En los últimos años la automatización de los sistemas eléctricos ha tomado mayor importancia, principalmente en los sistemas de distribución, debido a la necesidad de contar con una operación más eficiente y económica. Su desarrollo está encaminado a la obtención de una red capaz de tomar decisiones en corto plazo, basadas en información en tiempo real de parámetros eléctricos, registros históricos, pronósticos meteorológicos, entre otros, orientándola a convertirse en un “Sistema Smart”. Tal término ha ganado una gran popularidad hoy en día.

El término “*Smart Grid*” se refiere a todo el sistema eléctrico, incluyendo las etapas de generación, transmisión, distribución y la red al interior del hogar, edificios o complejos industriales. Este concepto general ha sido propuesto en forma distinta, el cual procura abarcar todos sus objetivos, características operacionales y beneficios.

La European Technology Platform for Smart Grids³ define el concepto como “una red que puede integrar en forma inteligente las acciones de los usuarios que se encuentran conectados a ella – generadores, consumidores y aquellos que son ambas cosas a la vez, con el fin de conseguir un suministro económico, seguro y sostenible. Las SG emplean productos innovadores y servicios junto con sistemas de monitoreo, control, comunicación y tecnologías que permitan la auto-reparación”, con el objeto de alcanzar los siguientes objetivos [25]:

- facilitar la conexión y operación de los generadores de todos los tamaños y tecnologías;
 - permitir a el usuario final desempeñar un papel en la optimización de la operación del sistema (uso eficiente de la energía);
 - proveer a los consumidores una mayor información y elección de la oferta;
 - reducir significativamente el impacto ambiental del sistema eléctrico;
 - ofrecer mejores niveles de confiabilidad y seguridad del suministro.
-

³ También llamado Smart Grids ETP, es el principal foro europeo para la realización de investigaciones en normatividad y tecnología y vías de desarrollo para el sector de las redes inteligentes, así como el enlace entre las iniciativas relacionadas a nivel europeo.

Para alcanzar los anteriores objetivos es necesario que una SG cuente con las siguientes características (entre otras) [26]:

- **Interactiva:** Un sistema inteligente con comunicación bidireccional en tiempo real entre compañías eléctricas, sistemas de generación, transmisión, distribución y usuarios finales relacionado con el estado de los sistemas de potencia, costos de generación y del consumo en cada momento del día.
- **Confiable:** Con más dispositivos de monitoreo, así como sistemas de control automatizado en redes de transmisión y distribución, será posible tener una mayor capacidad de respuesta y adaptación a las condiciones de red en tiempo real. Esto permitirá obtener un sistema más confiable y seguro.
- **Alto grado de Resiliencia:** Capaz de soportar y recuperarse ante perturbaciones.
- **Flexible:** La energía eléctrica puede provenir de una variedad de fuentes ubicadas en diferentes sitios geográficos, incluyendo nuevas fuentes de energía renovables a pequeña o gran escala, así como fuentes de generación convencionales.
- **Óptimo:** Una SG permitirá la implementación de programas de respuesta a la demanda que mejorará la combinación entre carga y fuente de alimentación en cualquier momento y al menor costo, optimizando así el uso de los recursos energéticos disponibles. Esto permitirá reducir la necesidad de inversión de capital en la construcción de una excesiva capacidad para suplir la demanda máxima.
- **Económica:** Mejorando la eficiencia operacional, la confiabilidad y la sostenibilidad se logrará que el costo de generación y distribución se mantenga lo más bajo posible para que el costo final asumido por el cliente y los efectos sobre el medio ambiente se mantengan bajos.
- **Económicamente responsable:** En cualquier momento basándose en la mejor asignación de recursos y la capacidad de generación, las SG permitirán a las compañías eléctricas y a los

clientes mejorar la eficiencia en los costos, mediante el uso de datos e información detallada. Estos determinarán el precio justo y así mantendrán el costo de generación de energía y su uso tan bajo como sea posible, para permitir el uso de almacenamiento descentralizado cuando estén disponibles fuentes de generación con energías renovables descentralizadas.

- **Sostenible:** Reduciendo la necesidad de construir más generación y los consecuentes efectos adversos sobre el medio ambiente, las SG pueden ahorrar dinero y recursos, además de lo que podría llamarse uso inteligente de la electricidad siga proporcionando energía eléctrica en el futuro. Por otro lado, las SG permiten fomentar la innovación, permitiendo nuevos mercados y oportunidades que con la tradicional red no sería posible.
- **Ambientalmente responsable:** Con la capacidad de conectar fuentes de energía, tanto a nivel local como de distintos sitios geográficos que produzcan poca o ninguna contaminación sobre el aire o el agua, las SG permitirá a los clientes elegir fuentes más limpias de energía. Por lo tanto, se minimiza la necesidad de utilizar fuentes de energía que producen más contaminación.

El desarrollo de una SG es progresivo, integrando poco a poco dispositivos de monitoreo en sus redes, planificando en forma óptima la topología de la red e implementando nuevas fuentes de información en su operación.

Particularmente en Colombia, el avance en la implementación de las SG en los últimos años ha sido impulsado por: universidades, gremios y comités, fabricantes y proveedores, entidades del gobierno, institutos de investigación, entre otros (particularmente las empresas distribuidoras de energía dentro de sus planes de mejora). Tales entes han iniciado este desarrollado a través de grupos de trabajo, iniciativas como la llamada “*Colombia Inteligente*”. Los objetivos iniciales que se ha planteado son la identificación del estado actual de las SG, la recolección de la información para su posterior diagnóstico por parte de los entes participantes y finalmente la definición del plan de implementación de las SG definiendo a grandes rasgos los pasos para alcanzar este objetivo. El objetivo general está orientado a la integración de nuevas tecnologías y de mejores prácticas referidas con eficiencia energética.

El concepto de las SG abarca numerosos campos de acción en diferentes áreas: Generación, Transmisión, Distribución, Consumidor, Regulación, Soporte de Talento Humano y Técnico. El informe “*Marco Estratégico y Propuesta Proyecto Nacional de Redes Inteligentes en Colombia*” publicado en marzo de 2011 [27] por un grupo trabajo compuesto por varias empresas públicas y privadas relacionadas con el sector eléctrico y de investigación resume las diferentes áreas de acción de las SG. La Tabla 1-1 ilustra el área, componente y aplicaciones que los componen.

Tabla 1-1: Áreas y aplicaciones de las SG. Tomado de [27]

| Área | Componente | Aplicación |
|---------------------|-----------------------------------|---|
| Consumidor | SG en hogares | Equipos de uso final inteligentes |
| | | Equipos y sistemas de programación/control |
| | | Integración de medición/control de diferentes servicios |
| | Gestión de la demanda | Desconexión de cargas (sistema/precios) |
| | | Sistemas de información al usuario (mensajes) |
| | | Programas de etiquetado y de información al usuario |
| | Eficiencia energética | Equipos de uso final |
| | | Automatización/Control centralizado |
| | | Edificios “Verdes” – Domótica |
| | | Generación local del consumidor |
| | Masificación vehículos eléctricos | Almacenamiento de energía – Carga baterías |
| | | Suministro a la red (señal de precios) |
| Distribución | Desarrollo infraestructura | Gestión avanzada de activos |
| | | Infraestructura avanzada de medición – AMI |
| | | Sistema GIS-SCADA-DMS – Load Management |
| | | Control, detección y monitoreo de los PHEV |
| | Red Flexible | Automatización de la red |
| | | Automatización de subestaciones de distribución |
| | | Elementos activos de almacenamiento de energía |
| | | Limitadores de corrientes de falla |
| | Operación inteligente | Operación de redes de generación distribuida |
| | | Protección inteligente |

| | | |
|--------------------|---|--|
| | <i>Cont.</i> | Aumento de eficiencia |
| | | Detección automática de fallas y auto reparación |
| | | Mantenimiento inteligente |
| | | Calidad de acuerdo de requerimientos específicos |
| Generación | Generación con fuentes renovables | Estudios potencial pequeñas centrales hidroeléctricas, eólicas |
| | | Generación distribuida para las ZNI |
| | | Reducción de emisiones de GHG |
| | | Celdas de combustibles |
| | Generación centralizada | Desarrollo potencial de carbón con nuevas tecnologías |
| | | Plantas térmicas con mejor eficiencia |
| | | Planeamiento óptimo de expansión |
| | Mercadeo | Estructura de mercado dinámica |
| | | Incentivos a plantas de energía renovables |
| | | Contratos óptimos |
| | | Ampliación de rango No Regulado |
| | | Ampliación número de agentes |
| Transmisión | Infraestructura de Sincrofasores (PMUs) WAC | Modelo Estado-estable y dinámico |
| | | Monitoreo avanzado (frecuencia, tensión sobrecarga) |
| | | Estimación de estado mejorada |
| | | Control en tiempo real |
| | | Aplicaciones avanzadas de sincrofasores |
| | Red flexible incorporando electrónica de potencia | Facts y HVDC |
| | | Sensores automáticos avanzados |
| | | Almacenamiento de energía |
| | Uso de nuevas tecnologías en activos | Materiales avanzados y superconductividad |
| | | Subestación digital |
| | | Procesos y metodologías avanzados de gestión de activos |
| | Operación avanzada (inteligente) | Modelo común del sistema (CIM) y aplicaciones avanzadas |
| | | Protección adaptativa |

| | | |
|--|----------------------|---|
| | <i>Cont.</i> | Restauración del sistema de potencia |
| | | Despacho avanzado orientado a eficiencia energética |
| | | Análisis avanzado post-falla en corto tiempo |
| | | Cargabilidad estática y dinámica |
| SopORTE Regulatorio | Regulación | Regulación dinámica |
| | | Actualización regulación de acuerdo con el desarrollo tecnológico |
| | | Incentivos económicos y tributarios |
| | Regulación Ambiental | Limitaciones a emisiones de CO2 |
| | | Estudios de impacto ambiental |
| | Estandarización | Análisis de estándares internacionales aplicables |
| Adopción de estándares (normas nacionales) | | |
| SopORTE técnico | Comunicaciones | Backbone de información y recolección de datos |
| | | Protocolos de comunicación estandarizados |
| | Informática | Prácticas de seguridad |
| | | Integración de sistemas |
| | | Desarrollo de sistemas de gestión avanzados |
| | | Aplicaciones de predicción |

1.3.1 Sistemas de Información

Los sistemas de información juegan un papel muy importante en el grado de automatización de una SG. Mientras mayor sea el número de estos sistemas que se logren integrar dentro de una SG, mayores serán los niveles de automatización. Lo anterior exige el desarrollo de protocolos de comunicación que permitan el intercambio de información en forma segura y eficiente [28].

Tales sistemas pueden proveer información acerca de las características internas de las redes eléctricas, así como de variables externas a estas. Dentro de muchas otras tecnologías de información que pueden ser integradas dentro de una SG caben destacar las siguientes:

- sistemas de información geográfica – GIS,
- Sistemas de información meteorológica,

- Sistemas de medición de parámetros eléctricos,
- Sistemas de gestión de la seguridad de la información.

1.3.2 Interoperabilidad de las Smart Grids

La capacidad de las SG de operar con diferentes sistemas de información es una característica fundamental. Esta ha sido materia de numerosos estudios, debido a que no es trivial su integración, toda vez que pueden ser basadas en diferentes tecnologías y lenguajes.

La guía IEEE 2030 [28], ha sido desarrollada para proveer los lineamientos para una mejor comprensión y da una definición de interoperabilidad de las SG en los sistemas eléctricos con aplicaciones de uso final. Para lograr una operación óptima desde la generación de energía hasta los usuarios finales, es indispensable la integración de tecnologías energéticas y tecnologías de información y comunicaciones; de esta manera se permite el flujo bidireccional de energía.

Esta norma define la interoperabilidad como:

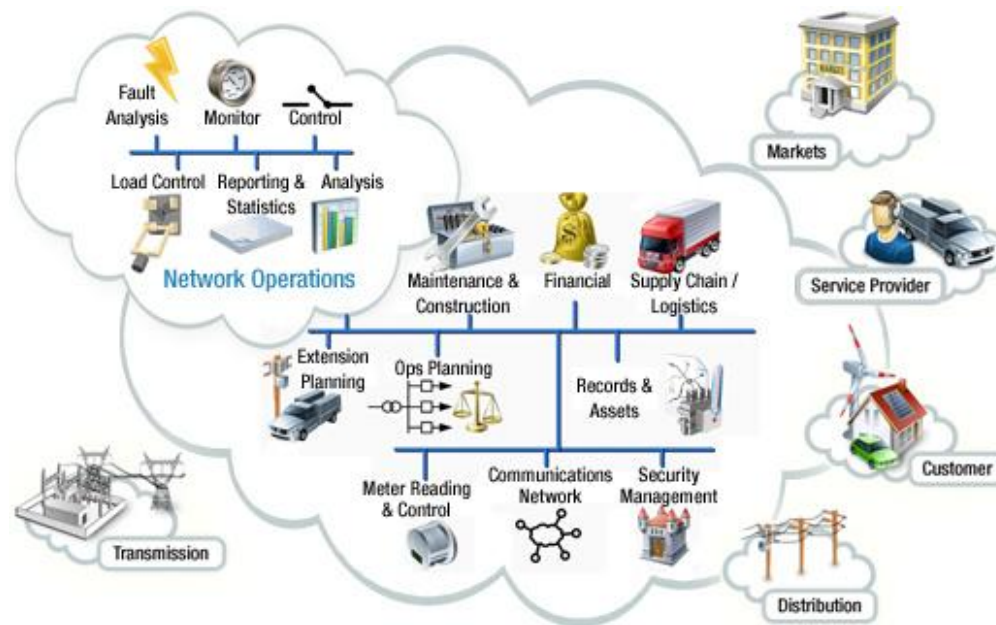
“La capacidad de las organizaciones de comunicarse de manera efectiva y transferir información significativa a pesar de que puedan estar usando diferentes sistemas de información sobre infraestructuras muy distintas, posiblemente a través de diferentes regiones geográficas y culturas”.

La interoperabilidad de las SG se asocia con lo siguiente:

- Componentes de hardware y software, sistemas y plataformas que permiten la comunicación máquina a máquina. Este tipo de interoperabilidad a menudo se centra en los protocolos de comunicación y la infraestructura necesaria para que estos protocolos puedan operar.
- Formatos de los datos, para que los mensajes transmitidos por los protocolos de comunicación tengan una sintaxis bien definida para su codificación y que puedan ser interpretados correctamente.
- Por lo tanto, la interoperabilidad en este nivel significa que hay un entendimiento común sobre el significado del contenido que se intercambia.

Figura 1-6 Modelo conceptual de las operaciones de gestión y control en las SG.

(Tomado de [29])



La interoperabilidad de la SG permite a las empresas de servicios públicos, consumidores y otros interesados en el mercado de hardware y software fácilmente incorporarlo a las diferentes áreas de la SG de modo que funcionen perfectamente y operen con otros componentes de las redes [28].

1.3.3 Uso de información meteorológica en Smart Grids

La integración de sistemas de información que proveen datos acerca del estado del tiempo basadas en estaciones meteorológicas, imágenes satelitales, redes de detección y localización de tormentas eléctricas y que pueden operar dentro de los sistemas de monitoreo y control de los centros de generación, transporte y distribución de la energía eléctrica son una herramienta muy útil que permite la planificación de su operación en forma anticipada.

A modo de ejemplo, en la etapa generación, conociendo el estado del tiempo y con pronósticos acertados en periodos de tiempo de días, horas o incluso minutos pueden permitirle a las empresas generadoras reprogramar óptimamente sus fuentes de generación. Otro de los usos es el pronóstico de la cantidad de radiación solar sobre una zona o la velocidad del viento, los cuales pueden afectar la generación de energía solar ó eólica; de la misma manera, pueden registrar y reportar

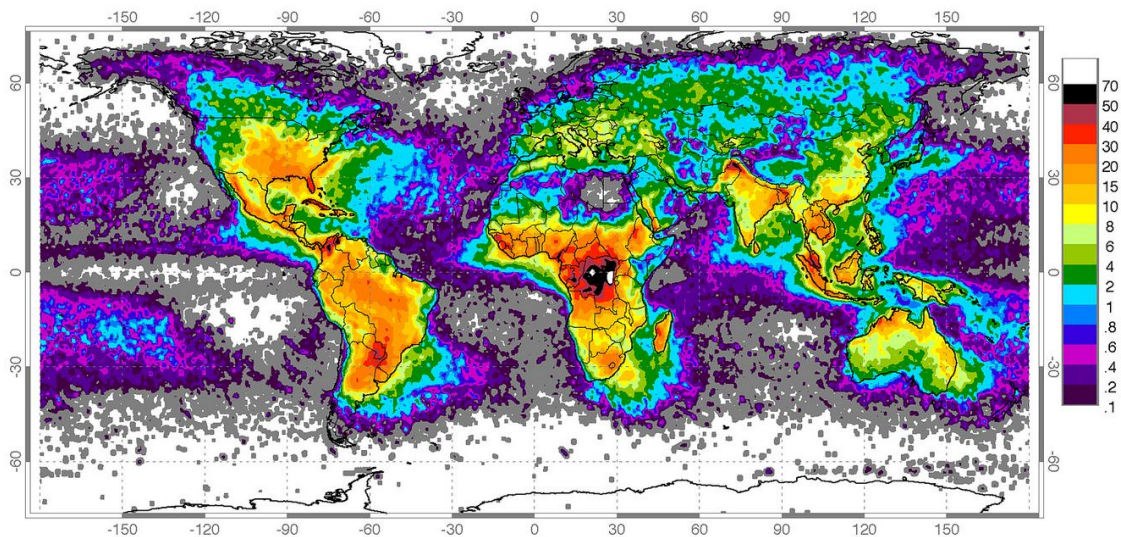
temperatura ambiente excesiva sobre las líneas de transmisión que pueden limitar la capacidad de transmisión de los conductores. En general, un pronóstico preciso basado en información meteorológica permite un óptimo uso de fuentes de energías renovables.

El problema como se indicó previamente es más agudo en los sistemas de distribución por el efecto del rayo que ejerce en todo el recorrido de los circuitos. El sistema activo de protección contra rayos, permite la reprogramación de actividades de mantenimiento preventivo y correctivo de los componentes del circuito, permitiendo así la reducción del tiempo de reparación y a su vez la mitigación del riesgo.

1.4 Generalidades de las tormentas eléctricas atmosféricas

La formación y evolución de las tormentas eléctricas y en particular, los parámetros del rayo, presentan variaciones en forma temporal y espacial [2]. A pesar de la relativa poca investigación realizada sobre las tormentas eléctricas producidas en zona tropical, observaciones realizadas a nivel mundial indican que sobre esta zona se presenta la mayor actividad de rayos en el mundo, siendo Colombia uno de los países con los más altos índices de densidad de rayos [30].

Figura 1-7 Mapa global de Densidad de flashes / km² - año. (Fuente NASA).



1.4.1 Formación y evolución de las tormentas eléctricas atmosféricas

Las tormentas eléctricas comúnmente son clasificadas en función de su origen en dos tipos principalmente: de tipo convectivo y de tipo frontal o ciclónico [31].

Los cambios de temperatura, humedad y presión sobre la superficie terrestre, generados por la radiación solar durante el día, dan origen a las tormentas de tipo convectivo. Las características orográficas influyen en gran medida en la formación de este tipo de tormenta, donde suelen iniciarse sobre regiones montañosas desplazándose posteriormente a zonas planas. Las tormentas de origen frontal son generadas por la interacción entre frentes, los cuales suelen diferenciarse en cuatro tipos: fríos, cálidos, estacionarios y ocluidos. Esta interacción origina el proceso de convección, facilitando la formación de nubes de tormenta [32].

Ciclo de vida de las tormentas eléctricas

En el ciclo de vida de una tormenta pueden distinguirse tres etapas: Etapa de formación, madurez y disipación.

El proceso de desarrollo de una célula de tormenta inicia con el incremento de la temperatura del aire sobre la superficie terrestre causado por la radiación solar, el cual genera corrientes ascendentes de aire elevándose hasta su punto de rocío, instante en el cual el vapor de agua se condensa en pequeñas gotas de agua y cristales de hielo; así mismo, por la separación de carga resultante debida a las colisiones entre partículas de granizo y partículas de hielo (graupel-ice mechanism). Aunque la cantidad y polaridad de la carga transferida depende de la temperatura, humedad, factores orográficos, entre otros, en la mayoría de las tormentas el proceso de separación de carga conduce a una disposición de carga tripolar con carga positiva cerca de la parte superior de la nube, una capa o región de carga negativa en el medio y una región de carga positiva en la parte baja de la nube [31] [33].

Generalmente, la primera descarga eléctrica ocurre dentro de la nube, neutralizando la carga entre las regiones positivas ubicadas en la parte alta de la nube y las regiones de carga negativa. Este tipo de descarga se conoce como rayos Intranubes (Intra-cloud – IC). Típicamente los rayos nube tierra (Cloud-to-Ground – CG) se generan posterior a los rayos intranubes, con tiempos de retraso que

van desde unos pocos minutos hasta más de una hora, dependiendo del tipo de tormenta [31]; sin embargo, dependiendo de la ubicación geográfica, hasta una cuarta parte de las tormentas generan rayos nube – tierra como primera descarga [33]. Esta etapa es asociada a la fase más madura del ciclo de vida de la tormenta.

La etapa final del ciclo de la tormenta incluye parte de la fase de maduración (donde la tasa de rayos CG e IC alcanza valores máximos) y la fase de disipación, cuya tasa de rayos por minuto disminuye rápidamente y eventualmente cesa. Durante la etapa de disipación la carga no está separada activamente, pero pueden aun existir regiones electrificadas en la nube.

1.4.2 Actividad de rayos en Colombia

Colombia se encuentra sobre la Zona de Confluencia Intertropical (ZCIT), donde confluyen los vientos alisios del sureste y del nordeste. Debido a la alta radiación solar grandes masas de aire son forzadas a ascender, esto conlleva a la alteración de las condiciones climáticas locales originando, abundante nubosidad en aéreas extensas, fuertes precipitaciones y alta incidencia de actividad de rayos. La actividad convectiva por condiciones especiales de inestabilidad atmosférica, generados por factores térmicos y de la formación de lluvias por factores orográficos, también contribuyen al aumento de la actividad eléctrica atmosférica [30].

La variación anual de las precipitaciones sobre el interior y costa norte del país, debido a los vientos alisios del sureste y nordeste, producen dos temporadas de tormenta definidas anualmente, así como en la costa norte de Colombia, a esta última, se suma la temporada de huracanes formadas sobre el mar Caribe que generan tormentas eléctricas a mitad de año (fenómeno del niño o la niña), lo que conlleva a una temporada monomodal sobre esta región [2].

Las primeras investigaciones acerca de las características de la actividad de rayos en Colombia, permitieron cuantificar la ocurrencia de rayos para todas las regiones y para diferentes épocas del año. El primer mapa de niveles ceráneos que describía este fenómeno, fue producto de observaciones humanas realizadas durante los años 1974 a 1988, el cual indica los días de tormenta que se presentan en un sitio durante un año.

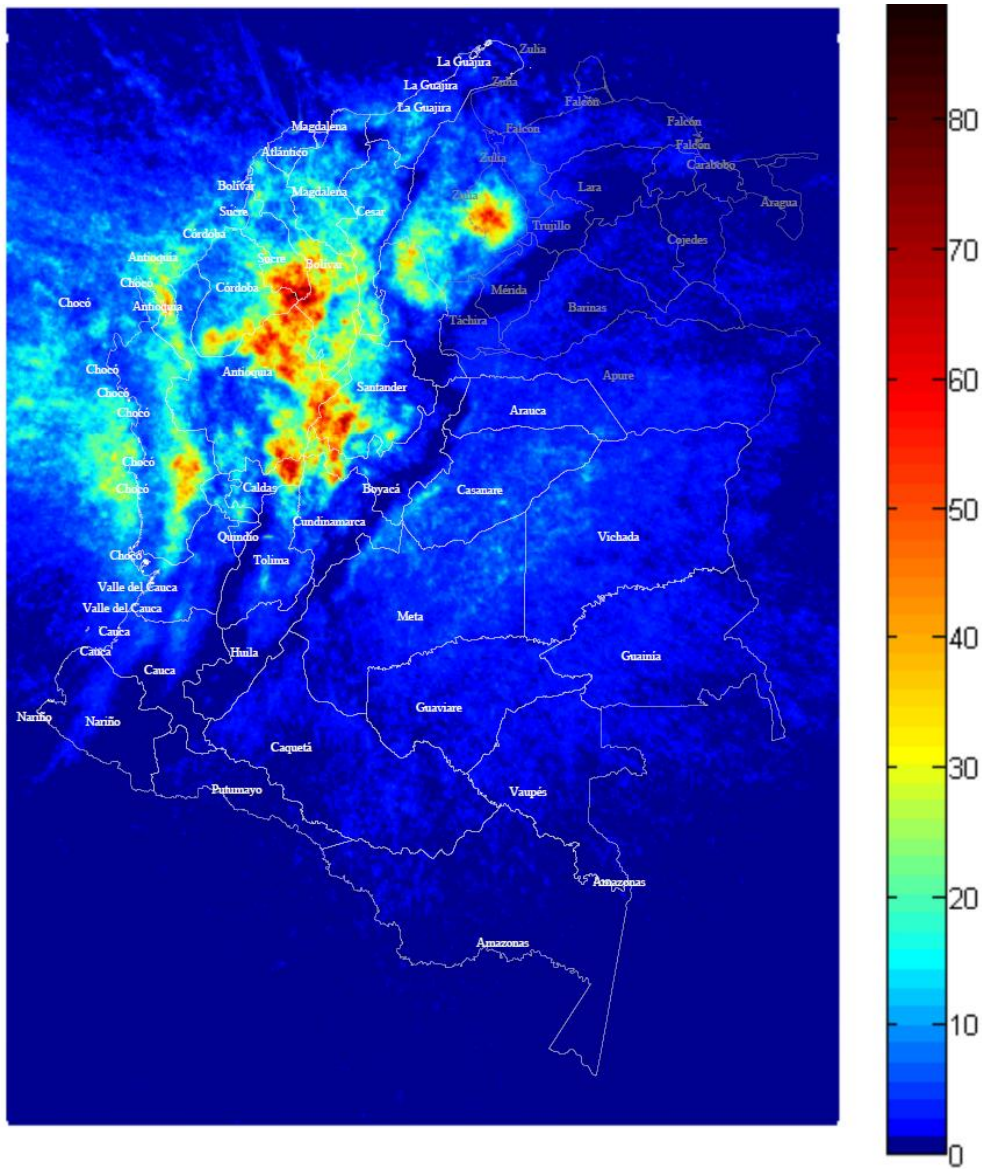
Si bien, el parámetro de nivel ceraunico da cierta idea de la actividad de rayos sobre un sitio, no obstante, no tiene en cuenta la intensidad de las tormentas ni otros parámetros del rayo, necesarios para caracterizarlas con mayor precisión.

El parámetro densidad de rayos – DDT (número de rayos que impactan dentro de un área de un kilómetro cuadrado al año), ofrece mayor información, el cual permite definir la zonas de mayor actividad y su intensidad. Este parámetro ha sido tradicionalmente determinado por dos métodos:

- Mediante mediciones directas con equipos contadores de rayos, sistemas de localización ó mediante sistemas satelitales.
- Mediante ecuaciones empíricas que relacionan la densidad de descargas a tierra con el Nivel Ceráuneo.

La Figura 1-8 ilustra el mapa de DDT más actualizado, publicado en [34] para Colombia, basado en la información suministrada por la red de detección y localización total de rayos LINET que opera en Colombia desde septiembre de 2011. La descripción detallada de esta red se muestra en la sección 1.

Este mapa define las zonas de mayor actividad de rayos en el país (Magdalena medio, Valle del Cauca, Chocó y el Catatumbo), corroborando los encontrados en estudios previos [2] [8] [35]. Sin embargo, los valores máximos de DDT encontrados, muestran un incremento considerable en lugares como los municipios de Guaranda localizado al sur del departamento de Sucre y Ayapel ubicado al oriente del departamento de Córdoba, los cuales reportan más de 90 flashes por km²-año. Según los valores máximos publicados por la literatura científica, estos valores corresponden a los más altos reportados por un sistema de localización de rayos sobre el trópico.

Figura 1-8 Mapa de Densidad de Flashes / km² - año 2012 para Colombia [19]

1.5 Sistemas de alerta de Tormentas Eléctricas – SAT

La implementación de un SAT está orientada a salvaguardar la vida de los seres vivos ante el peligro que representa el rayo; sin embargo, su aplicación puede extenderse a otras áreas que requieren de un sistema de protección contra rayos. Por ejemplo, una instalación eléctrica que cuente con un sistema de protección interna y externa contra rayos aceptable; no obstante, la

ocurrencia de una tormenta severa puede debilitar el aislamiento de los elementos de protección hasta producir fallas; Es en estos casos que un pronóstico acerca del tiempo severo puede reducir significativamente los efectos sobre la instalación eléctrica.

La técnica más sencilla de un SAT es el llamado método de la regla 30 – 30 usada por la NOAA⁴, la cual es recomendada para tomar medidas de seguridad en casos donde personas o pequeños grupos que permanecen en áreas exteriores no cuentan con equipos o sistemas especializados de monitoreo [36]. Esta regla permite calcular la ubicación aproximada del impacto del rayo, calculando el tiempo que transcurre entre el instante en el cual se ve el relámpago y el momento que se escucha el trueno; si este periodo es menor a 30 segundos indica que la tormenta está lo suficientemente cerca para representar una amenaza. Por seguridad, es necesario esperar 30 minutos después de que se escuche el último rayo para confirmar que la tormenta se ha alejado o disipado [37].

Diferentes SAT más sofisticados han sido desarrollados basados en información meteorológica, cuya eficiencia en la predicción depende de la clase de equipos o sistemas utilizados. En los siguientes numerales se describen la normatividad y la clasificación de los dispositivos que son utilizados para tal fin.

1.5.1 Avances en normatividad de los SAT

Durante los últimos años han sido desarrolladas diferentes normas que definen criterios para la implementación de un SAT, basados en el tipo de información que proveen dispositivos y sistemas capaces de monitorear la formación y el desplazamiento de nubes de tormenta. Esta normatividad hace parte integral de las normas de protección contra rayos: NTC 4552 [38] en el caso colombiano, o la serie de normas europeas IEC 62305 [39].

La norma NTC 4552 divide el sistema de protección contra rayos en tres componentes fundamentales:

⁴ National Oceanic and Atmospheric Administration – EE.UU.

- Sistema de protección externa;
- Sistema de protección interna;
- Guía de seguridad personal y Sistema de Alerta de Tormentas Eléctricas

A nivel internacional, los Sistemas de Alerta de Tormentas han sido definidos en las normas europeas EN 50536 e IEC 62793 [40], esta última publicada en abril de 2013. Su alcance establece los requisitos básicos para los diferentes tipos de sensores y redes que reúnen datos precisos de parámetros relevantes y que proveen información en tiempo real del seguimiento de las tormentas eléctricas y su rango. Así mismo, describe la aplicación de los datos recolectados en forma de alertas e información histórica.

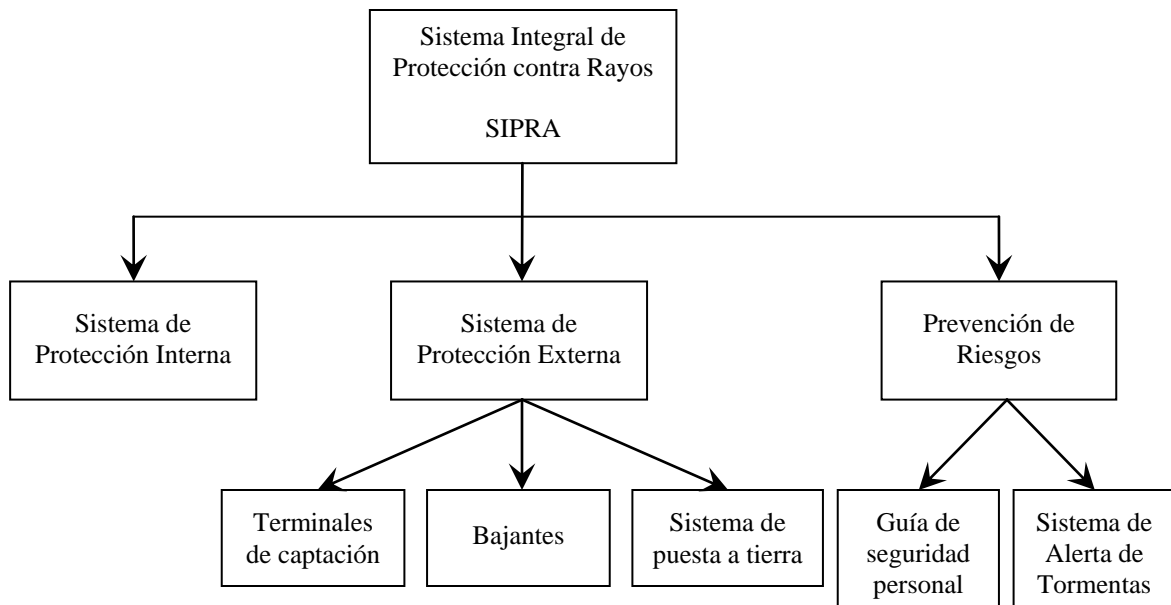
Este alcance provee:

- una descripción general de los sistemas de alerta de riesgo por rayos y electrificación de tormentas disponibles actualmente;
- una clasificación de los dispositivos de detección de tormentas eléctricas y sus propiedades;
- una guía sobre métodos de alarmas;
- un procedimiento para determinar la utilidad de la información sobre tormentas eléctricas;
- algunos ejemplos de posibles acciones preventivas (únicamente a modo de información).

La norma europea EN50536, define el Sistema de Alerta de Tormentas – SAT (Thunderstorm Warning System – TWS) como:

“Sistema compuesto por detectores de tormenta capaz de monitorear la actividad de tormenta en una área de monitoreo y algoritmos para elaborar alertas válidas relacionadas con eventos asociados al rayo para un sitio a proteger específico. Los eventos asociados al rayo se definen como: Cualquier evento peligroso causado por un impacto directo, cualquier otro efecto causado por la nube de tormenta o efectos inducidos debidos a impactos cercanos” [41].

Figura 1-9 Sistema Integral de Protección contra Rayos - SIPRA



1.6 Aplicación de los sistemas de alerta de tormentas en las Smart Grids

Una importante información meteorológica son las que proveen los sistemas de monitoreo y detección de tormentas eléctricas dentro de la operación de un sistema eléctrico, debido a que tales fenómenos naturales son responsables de una gran proporción de fallas en los sistemas de generación, transmisión y en mayor medida en redes de distribución, debido a la alta energía transferida y el área de afectación de los rayos que impactan sobre la superficie terrestre.

La información en tiempo real de actividad de rayos ha sido utilizada principalmente en los Estados Unidos durante más de 25 años para el pronóstico y análisis de fallas en los sistemas eléctricos provocadas por este fenómeno [42] [43] [44].

La información histórica de la actividad de rayos también es de gran utilidad para el desarrollo de estadísticas sobre los parámetros asociados al rayo, como: la densidad de descargas a tierra, la

multiplicidad, polaridad, corriente pico, etc, con el fin de establecer el riesgo para nuevas construcciones y definir los niveles de protección y mantenimiento [44] [45].

La integración de sistemas de información de este tipo en los sistemas eléctricos está orientado desarrollar una red eléctrica con mayor nivel de automatización y robustez; es decir, a evolucionar a una “Smart Grid”.

El concepto de SG toma aquí aplicación, combinando elementos como modelos de predicción del tiempo, registros históricos, información de la ubicación geográfica de líneas de transmisión y distribución, centros de consumo, etc.

Las ventajas del uso de este tipo de información, entre otras, es permitir a las empresas distribuidoras conocer con anticipación posibles apagones o fallas en los equipos eléctricos dentro de una región geográfica definida. Del mismo modo, pueden tener registros del estado de envejecimiento prematuro de los equipos, ocasionados debido a la alta energía que pueden transmitir los rayos ya sean directa o indirectamente y que pueden reducir su vida útil. Esto les permitirá pronosticar cuándo es necesario el cambio de elementos a través de un plan de mantenimiento preventivo, o conocer qué parte del circuito está más propensa a fallar si un rayo vuelve a impactar cerca o directamente en la zona. Por otro lado, un pronóstico del tiempo permite previamente activar protocolos de emergencia, con el fin de restaurar el servicio en el menor tiempo posible. Este tipo de información les permite reducir las tasas de falla del circuito y los tiempos de reparación debido a daños en los elementos de protección o equipos eléctricos, lo que les permitirá mejorar sus índices de confiabilidad.

Las aplicaciones que resultan de la integración de los SAT en la operación de un sistema de distribución pueden ser:

- La información que provee una red de localización de rayos sirve para identificar en menor tiempo el sitio de falla por rayos en una línea de transporte de energía eléctrica.
- Permite conocer la magnitud de la actividad de rayos que impactan históricamente un circuito y que zonas son más propensas a fallar por esta causa.
- El uso de este tipo de información permite ajustar el modo de operación del sistema eléctrico con fin de garantizar la confiabilidad y calidad del servicio.

- Permiten que el sistema de protección opere en forma activa, acorde a la predicción de actividad de rayos, tomando en forma dinámica las medidas de prevención [46].
- La generación distribuida juega un rol importante al momento de reformular el flujo de potencia cuando se pronostique actividad de rayos, de esta forma, suministrar en forma segura y continua energía a un centro importante de consumo de energía.

En Colombia las investigaciones acerca de la implementación de los SAT y el uso de este tipo de información hasta ahora inician. Gracias a proyectos de investigación liderados por la Universidad Nacional de Colombia con el apoyo de Colciencias y de empresas privadas se han podido desarrollar metodologías de predicción de tormentas eléctricas a través de redes de monitoreo, detección y localización de rayos instaladas en varias ciudades del país, y manuales de comportamiento ante una situación de riesgo por rayos [47] [48].

Esta ha permitido en nuestro país, dar un paso más en la implementación de este tipo de información durante los procesos de operación de los sectores productivos.

2. Sistemas y dispositivos para la detección de tormentas eléctricas

Durante los últimos 20 años, los sistemas de monitoreo y detección de tormentas eléctricas han venido evolucionando a nivel mundial, siendo varias las aplicaciones desarrolladas en la operación de los sistemas eléctricos. Estos dispositivos monitorean las variables que identifican los ciclos de vida de la tormenta, así como características propias de su desplazamiento, intensidad, entre otras. A continuación se describen los principales sistemas y dispositivos utilizados para la predicción de actividad de tormentas eléctricas.

2.1.1 Radares meteorológicos

Los radares meteorológicos son capaces de identificar las condiciones necesarias que se dan previo al proceso de separación de cargas en la nube; por tal razón, tienen el potencial de proveer alarmas tempranas por tormentas eléctricas. Los radares de polarización dual tienen la habilidad de identificar y medir partículas como granizo y gotas de agua, los cuales relacionan más directamente con los mecanismos de carga. Una correlación menos directa con la electrificación es la disponibilidad de precipitación suficiente a niveles apropiados de temperatura. Esta puede ser inferida de escaneos de radares volumétricos observando altos niveles de reflectividad (comúnmente 30 dBZ) [49]. Sin embargo, todas las mediciones están limitadas por la ubicación relativa del radar con respecto al desarrollo de la tormenta y por la resolución vertical [33].

2.1.2 Redes de Detección y Localización de Rayos. Red LINET en Colombia

El estudio del fenómeno del rayo ha tenido grandes avances gracias al desarrollo de las redes de detección y localización de descargas atmosféricas. Estas redes que operan en bandas de baja y muy baja frecuencia comúnmente tienen sensores separados entre 100 y 300 km de distancia, y detectan las señales de campo magnético que propagan los rayos sobre la superficie terrestre. Comúnmente las redes que operan en VLF/LF logran identificar rayos nube tierra – CG y las que operan en VHF pueden detectar rayos Intra-Nube – IC [50]. La tecnología LINET desarrollada en la Universidad de Munich, en Alemania, tienen la capacidad de detectar ambos tipos de rayos (CG e IC), trabajando en VLF/LF, debido a la técnica de detección TOA, y al algoritmo mejorado [51]. Estas características le permiten proveer no solo información de la posición horizontal (latitud, longitud) sino también de la posición vertical del rayo detectado [52].

Actualmente en Colombia operan dos redes de localización de rayos:

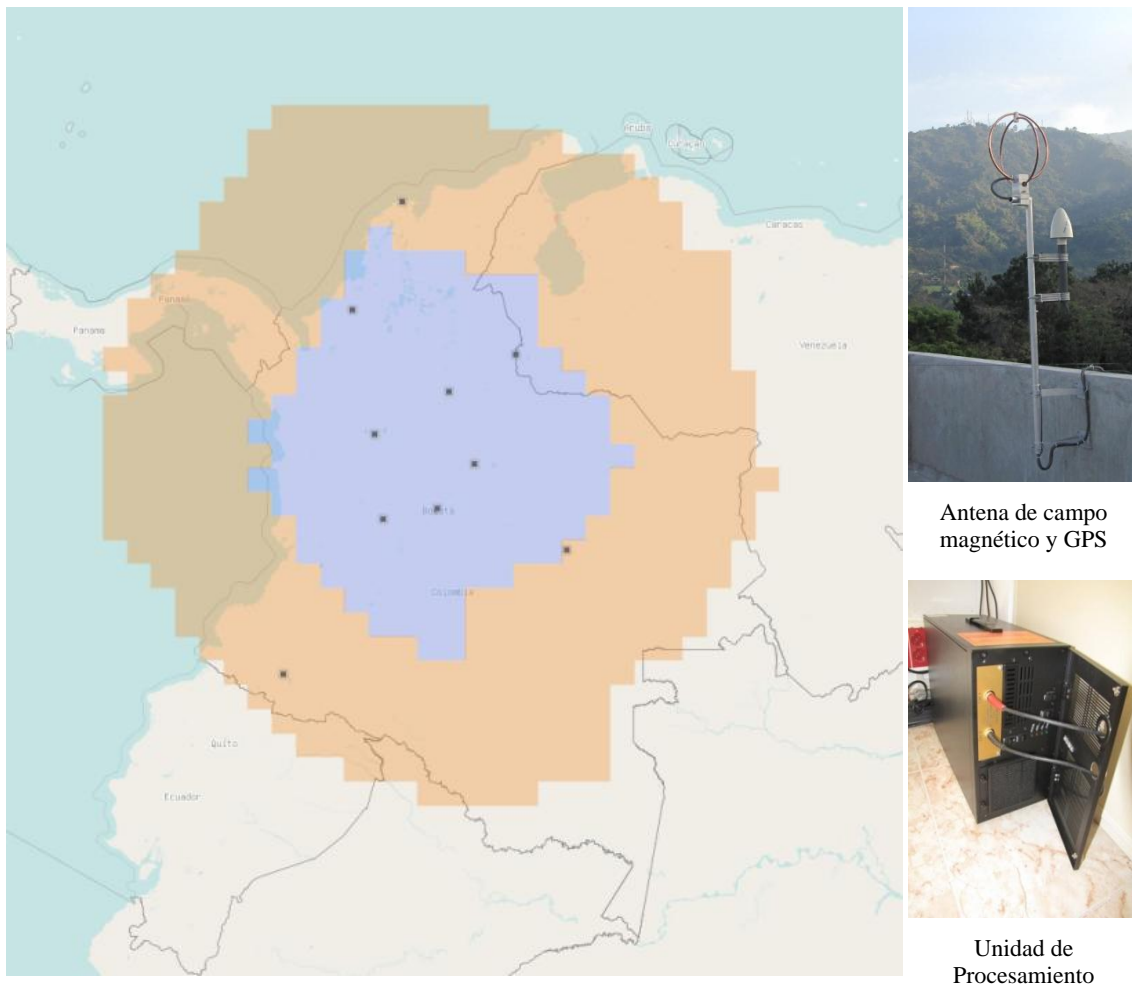
El Sistema de Información de Descargas operado por la empresa estatal Interconexión Eléctrica S.A. – ISA. Esta red se compone actualmente de 6 sensores LS 7000 (Lightning Sensor 7000) que operan en baja frecuencia - LF, instalados sobre la región Andina y la Costa norte del país, los cuales emplean técnicas de detección de dirección magnética (Magnetic Direction Finding – MDF) y tiempo de arribo (Time of Arrival – TOA) para la detección del rayo.

La red de localización y detección de rayos LINET entró en operación en Colombia en septiembre de 2011. Actualmente esta red se compone de 10 sensores instalados en las ciudades de Bogotá, Tunja, Puerto Gaitán – Meta, Ibagué, Barrancabermeja, Cúcuta, Rionegro – Antioquia, Montería, Barranquilla y Pasto. Esta red cubre aproximadamente el 80% del territorio colombiano, teniendo una eficiencia superior al 95% sobre el interior del país. Durante los dos primeros años de operación, la red detectó más de 30 millones de descargas (a septiembre de 2013) [34].

Debido al número de sensores que componen la red (10) y a la distancia entre dos o más sensores, la red LINET tiene la capacidad de detectar rayos de baja corriente, en el rango de 1 a 2 kA; esto conlleva a que tenga una alta eficiencia en la detección de rayos nube – tierra.

La Figura 2-1 muestra la cobertura de la red LINET en Colombia. La zona azul delimita la región de mayor eficiencia donde pueden ser detectados rayos CG con corrientes superiores a 2 kA y en la zona en color naranja rayos con corrientes superiores a 6 kA.

Figura 2-1 Área de cobertura de la red LINET en Colombia y la ubicación de los sensores



2.1.3 Molinos de Campo Eléctrico

En los últimos 10 años, el desarrollo de sistemas de medida que logran registrar las perturbaciones en el ambiente generadas por nubes de tormenta ha tenido grandes avances en Colombia. Estos desarrollos se han dado gracias numerosas trabajos de investigación de pregrado y posgrado en el

tema efectuados en la Universidad Nacional de Colombia. Uno de los principales dispositivos desarrollados ha sido el molino de campo eléctrico.

La medida sobre la superficie terrestre de la electrificación de la nube se obtiene de dispositivos que miden los campos eléctricos. El dispositivo de medición más común es el molino de campo eléctrico (MCE).

En condiciones de buen tiempo el campo eléctrico sobre la superficie terrestre tiene valores entre 100 y 200 V/m [31] [9]. Durante una tormenta eléctrica estos campos son influenciados por la presencia de las regiones de carga dentro de la nube de tormenta. En el proceso de separación de carga, el campo eléctrico comienza a desviarse de los valores registrados en buen tiempo, típicamente invirtiendo su polaridad e incrementando en gran medida sus niveles alcanzando valores de 1000 V/m durante varios minutos antes de que ocurra la primera descarga. La distribución de carga a nivel del suelo está definida por la superposición de campos producidos por la distribución de cargas en función de la altura y de la distancia de aquellas cargas con respecto al molino de campo eléctrico [33].

Debido a la capacidad de registrar los procesos de variación de carga en la nube previos a la ocurrencia de descargas, los molinos de campo eléctrico se convierten en los dispositivos más eficientes para la predicción de rayos.

Durante su fabricación, estos dispositivos son calibrados en el laboratorio con el fin de determinar la relación de medida y la linealidad. El proceso de calibración consiste en generar un campo eléctrico uniforme entre dos placas paralelas simulando el producido por una nube electrificada.

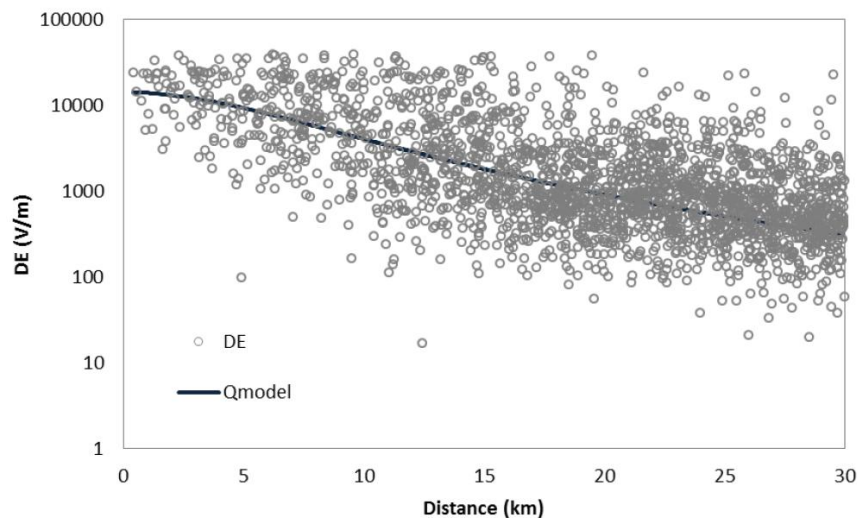
Estos dispositivos requieren de una segunda calibración en sitio, con el fin de tener en cuenta las distorsiones de la señal debido a elementos o instalaciones cercanas como: edificios, mástiles, torres de comunicación, etc; de esta manera aplicar un factor de corrección debido al sitio de instalación. De esta calibración se obtiene una curva que relaciona la amplitud del campo eléctrico y la distancia respecto a la nube de tormenta, teniendo en cuenta el modelo de carga puntual. En este modelo la carga transferida del rayo Nube-Tierra puede ser representada como una carga puntual [53] [54]. En este caso la amplitud del ΔE es proporcional al valor de ΔQ y disminuye en función de la distancia entre ΔQ y el punto de medida al cubo como se describe en la ecuación 2.1.

$$\Delta E = \frac{2\Delta QH}{4\pi\epsilon_0(H^2+D^2)^{3/2}} \quad (2.1)$$

H es la altura de la carga puntual y D la distancia horizontal entre la carga puntual y es sitio de medición.

Esta curva se construye mediante la medida de episodios de tormenta. Para los molinos utilizados en este análisis se tomaron en cuenta 8 tormentas registradas entre marzo y junio de 2013. La Figura 2-2 ilustra la curva de calibración de uno de los molinos utilizados.

Figura 2-2 Variaciones de campo eléctrico DE en función de la distancia de impacto del rayo al punto de medida.



Los molinos de campo eléctrico que hacen parte del sistema de alerta de tormentas fueron instalados en enero de 2012.

2.1.4 Clasificación de los dispositivos de detección y sus propiedades

Los dispositivos detectores de tormentas eléctricas se clasifican en función de la fase de tormenta que pueden identificar. Sin embargo, un detector puede distinguir uno o varias etapas. El ciclo de vida de la tormenta como se describió en la sección 1.4.1 se divide en cuatro fases:

1. Fase inicial
2. Fase de crecimiento
3. Fase de maduración
4. Fase de disipación

Los sensores de clase A son capaces de detectar todo el ciclo de vida de la tormenta (Fases 1 a 4). El molino de campo electrostático pertenece a este tipo de dispositivos, cuyo principal propósito es detectar las primeras señales de una tormenta eléctrica.

Los sensores de clase B detectan las fases de crecimiento, maduración y disipación de la tormenta (Fases 2 a 4). A esta clase de sensores hacen parte las redes de localización y detección de rayos nube – nube (IC) y nube – tierra (CG).

Los sensores que pertenecen a la clase C pueden detectar rayos a tierra (CG) con limitada eficiencia (fase 3 a 4).

Dentro de la clase D se catalogan los dispositivos que pueden detectar rayos CG (fase 3) y otras fuentes electromagnéticas con eficiencia muy limitada [40]. A este grupo pertenecen los dispositivos portátiles que emiten una señal audible y visual cuando detectan radiaciones electromagnéticas, pero no solo provenientes del rayo, de ahí su reducida eficiencia.

La Tabla 2-1 muestra la conexión entre el rango de frecuencia en el cual el detector puede operar y las fases, clases y rangos típicos de operación de tales dispositivos (extraído de la norma EN50536 [41]).

Tabla 2-1 Propiedades de los detectores de tormentas eléctricas

| Técnica | Fenómeno físico detectable | Frecuencia | Fases | Clase principal | Clase secundaria | Rango típico del sensor [km] | Aplicación |
|----------|---|------------|------------|-----------------|------------------|------------------------------|--|
| FSM | Proceso de electrificación | DC | 1, 2, 3, 4 | A | | 20 | Corto rango sistema de alerta temprana |
| MDF | Movimiento de cargas eléctricas | VLF | 2, 3 | C | B | Sin limite | Baja eficiencia en la detección y precisión en la localización – muy alto rango de detección |
| MDF, TOA | Radiación electromagnética (Corriente del rayo) | LF | 2, 3 | C | B | 600 – 900 | Corto rango – alta precisión en la localización para rayos CG |
| TOA | Descarga y proceso del líder (IC/CG) | VHF | 2, 3 | B | C | 200 | Rango medio – alta precisión de localización para rayos CG e IC |
| RFI | Descarga y proceso del líder (IC/CG) | VHF | 2, 3 | B | C | 300 | Rango medio – alta precisión de localización para rayos CG e IC |
| RF | Radiación electromagnética (Corriente del rayo) | LF | 3 | D | | 100 | Interés en meteorología |

NOTE: La clase principal es la clase para la cual el detector se diseña. La clase secundaria es la clase o clases para las cuales el sensor es también es adecuado.

3. Metodología para la predicción de tormentas eléctricas

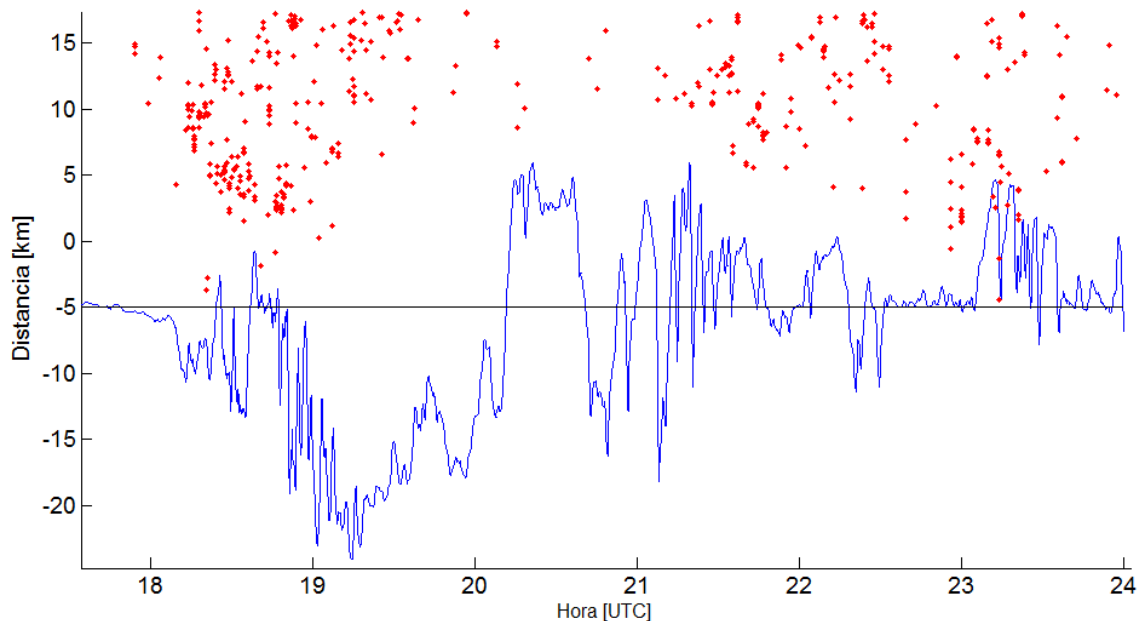
3.1 Detección temprana a partir de molinos de campo eléctrico y redes de localización total de rayos

La detección temprana de tormentas eléctricas, antes de la ocurrencia del primer rayo en un área específica es el primer paso crítico en cualquier sistema de alerta de rayos. Éste necesariamente debe estar basado en la combinación de un conjunto de criterios que permitan predecir a través de un aviso de alarma el riesgo potencial de la ocurrencia de un rayo. Dependiendo de la tecnología de detección utilizada se pueden proveer dos tipos de alarma: una, indicando que una nube de tormenta puede desarrollarse ó trasladarse al área de interés en corto tiempo y otra basada en la detección de un rayo en inmediaciones de una región de interés a proteger, la cual se espera que se desarrolle en cualquier momento dentro de tal región.

El inicio de la actividad eléctrica describe el proceso de separación de cargas dentro de la nube; por lo tanto, la medida de estas variaciones de electrificación de la nube es un parámetro confiable de predicción de rayos [31]. Los molinos de campo eléctrico permiten registrar tales cambios de campo eléctrico que sobre la superficie terrestre produce la nube de tormenta. Estos dispositivos son apropiados para monitorear alrededor de un punto fijo nubes de tormenta que se están formando o que se acercan.

En SAT basados únicamente en mediciones de campo eléctrico ambiental, típicamente un cierto nivel de campo alto puede activar una alarma, donde se espera que la descarga del rayo sea inminente. En sistemas de alerta basados únicamente en detecciones de rayos CG ó IC, el criterio de alarma está basado en función de la distancia de impacto del rayo, tasas de ocurrencia de rayos o altura de emisión de rayos intra-nube, que se detectan dentro de un área circundante al área a proteger.

Figura 3-1 Tormenta típica registrada por la red LINET y un Molino de Campo Electroestático. Los Puntos rojos indican la distancia entre rayos CG e IC y el sensor detectados a menos de 30 km. La línea azul continua muestra la medida de campo electrostático en un radio de 20 km.



Dada la alta eficiencia en el desempeño de los molinos de campo electrostático, estos son los dispositivos más utilizados para la implementación de SAT. Su principal característica permite tomar acciones preventivas antes que ocurra la primera descarga a tierra y durante todo el tiempo que exista el riesgo por rayos. La norma “ACRP⁵ Report 8 Lightning – warning systems for use by airports” [55], desarrollada como una guía para la implementación de sistemas de alerta de tormentas eléctricas para aeropuertos en los Estados Unidos, recomienda el uso de tecnologías de Clase A y B, relacionado al uso de molinos de campo electrostático o sensores similares y sistemas de detección de actividad total de rayos (CG e IC), toda vez que en este tipo de lugares, se requiere de un sistema de alto desempeño debido al tipo de labores que se desarrollan y el impacto económico que pueden ocasionar el efecto de las descargas atmosféricas en la operación normal.

El área de monitoreo del molino de campo está limitada por el rápido decrecimiento de la señal de campo eléctrico con la distancia. Típicamente, el radio de medición de un molino es de 20 km.

⁵ Airport Cooperative Research Program – ACRP

Dada su dependencia con las características topográficas y su alcance, estos dispositivos son usados como detectores locales; sin embargo, una red de dos o más molinos de campo pueden ser instalados para cubrir áreas de mayores dimensiones.

Una de las principales ventajas del uso de redes de detección y localización de rayos en los SAT, es la posibilidad de pronosticar la actividad de rayos con tiempos de ventaja considerables, incluso llegando a ser de varias horas. Como se explicará posteriormente este lapso de tiempo entre el inicio de la alerta hasta el momento de la ocurrencia del primer rayo es importante para definir las acciones preventivas.

La primera red de molinos de campo eléctrico desarrollada a nivel mundial, se instaló en la plataforma de lanzamiento del centro espacial Kennedy durante la década de los años 70's. Esta red se compone actualmente de 31 molinos y cubre un área cercana a los 1200 km².

En Colombia, durante los últimos 5 años han sido implementadas varias redes de molinos de campo eléctrico, para el análisis y el desarrollo de algoritmos, metodologías de predicción y caracterización de tormentas eléctricas. Las primeras redes fueron instaladas como parte de proyectos de investigación financiados por la empresa privada, Colciencias y dirigidos por la Universidad Nacional de Colombia en las ciudades de Bogotá, Medellín y Manizales [3] [47]. Más recientemente se han implementado en campos de producción petrolera ubicados en la región de la Orinoquia.

3.2 Metodología para la detección temprana de rayos

En la literatura científica se han sugerido numerosas metodologías para la detección temprana de la ocurrencia de rayos en una región en particular, basados en el conocimiento de la dinámica de las tormentas eléctricas [56] [57] [58] [59], su formación y evolución y del tipo de información utilizada; sin embargo, aunque no son 100% eficientes, si logran tener un desempeño aceptable de detección temprana, en función del tipo de información disponible.

La aparición de rayos en una nube de tormenta en desarrollo está precedida por la separación de carga en la nube. Por lo tanto, el precursor más confiable es la medida de la electrificación de la

nube. De las técnicas disponibles para realizar esto, la medida del campo electrostático es la técnica que proporciona el mayor número de alarmas efectivas, ya que no solamente puede identificar nubes electrificadas que se acercan al sitio de interés, sino también, las formadas directamente sobre este. Así mismo, puede tener asociadas una alta tasa de falsas alarmas, causadas típicamente por este tipo de nubes que finalmente no generan rayos a tierra. Comúnmente una alarma basada en la medida de CE requiere que este supere un umbral, ó que presente una variación rápida, esto es un indicador de una electrificación significativa [33].

Por otro lado, aunque las redes de localización de rayos no tienen la capacidad de predecir la ocurrencia del primer rayo de la tormenta, si están en la capacidad de pronosticar la ocurrencia de rayos sobre un área determinada, basada en eventos previamente observados alrededor del área de interés. Algunos de los criterios desarrollados para tal fin basados en este tipo de información incluyen: la tasa de rayos por minuto registrados, la dirección de la tormenta, la relación entre rayos nube – nube y tierra (IC/CG), la velocidad media, entre otros.

Finalmente para determinar el ciclo final de la tormenta se requieren instrumentos con amplio rango de monitoreo. Frecuentemente la disminución de la tasa de flashes por minuto que se presentan en la fase de disipación en el ciclo de la tormenta, da a las personas una sensación falsa de seguridad [60]; sin embargo, este periodo es tan peligroso como las fases precedentes, debido a que pueden producirse descargas en seco, cuyo cese de precipitaciones da cierto nivel de seguridad a las personas; no obstante, sin determinar a través de mediciones la extinción de la tormenta no cesará el peligro.

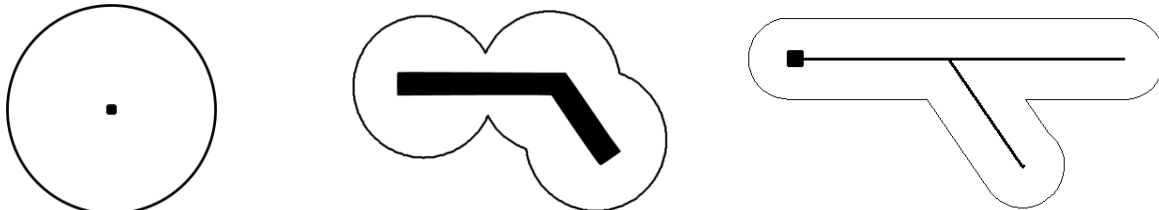
3.2.1 Método de las áreas de alarma

Con el fin de tomar acciones preventivas el SAT debe proveer una alarma para proteger un área donde cualquier evento relacionado con el rayo puede representar una amenaza. En función del tipo de actividad que se desarrolle dentro de esta área, el SAT se enfoca en proteger, ya sea vidas humanas o bienes y servicios o ambos.

Una red de localización de rayos o de molinos de campo eléctrico puede monitorear la actividad de rayos dentro del área de interés o alrededor de esta. Por consiguiente pueden definirse un área de interés y un área de monitoreo en forma concéntrica. Las área de interés o de monitoreo pueden

delimitarse por un punto fijo o a lo largo de una línea de transmisión. Así mismo, dependiendo de la forma de la región a proteger y del tipo de alertas requeridos, se adoptan las técnicas de detección y los dispositivos más apropiados.

Figura 3-2 Típicas formas de áreas de interés



a). Punto de interés fijo b). Forma arbitraria de interés c). Inclusión de servicios

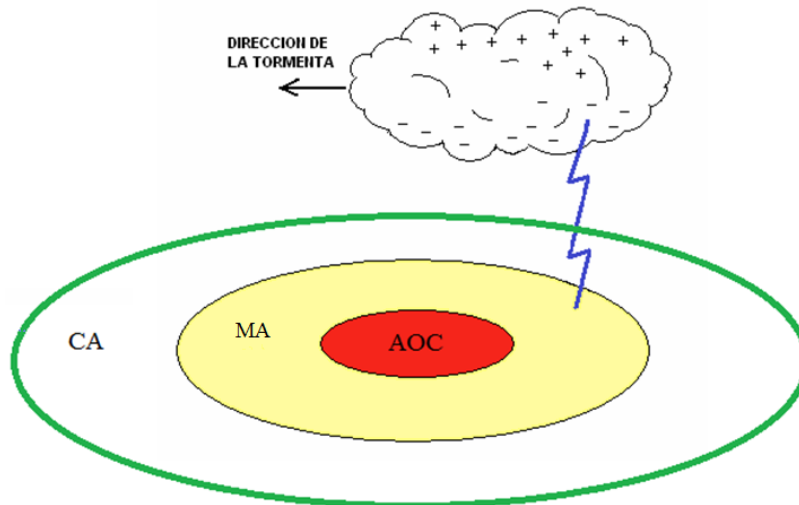
La metodología de activación de alarmas se define por el método de las áreas (este método es comúnmente usado debido a su practicidad y sencillez). Estas son determinadas por: el área objetivo (*Target*), que puede delimitar un simple punto, por ejemplo; una edificación o un tanque de almacenamiento de combustible o un área donde sea necesaria la alarma. Por razones de seguridad esta área se define de varios kilómetros de radio. Una segunda área es llamada el área de monitoreo – MA (*Monitoring Area*) que rodea el área objetivo. Su tamaño y forma se ajusta a la eficiencia de detección del sistema de advertencia, la forma del área objetivo y al desempeño del sistema de la alarma. Una vez se define el área de monitoreo el sistema de advertencia debe tener un área de cobertura – CA (*Coverage Area*) que incluya el MA, dependiendo del alcance de monitoreo de la red de sensores [40] (ver Figura 3-3).

En forma general, una alarma se emite cuando la información monitoreada por el SAT detecta eventos en el MA. El criterio de activación debe ser definido el cual depende de las características del SAT y su desempeño dentro del MA (tasa de rayos por minuto, niveles de campo electrostático variaciones rápidas de este o una combinación de estos).

Una vez encendida la alarma se mantiene encendida un periodo DT (Dwell – Time) definido previamente. Con el fin de evaluar la metodología, el tiempo de duración de la alarma se mantiene constante, aunque se sigan cumpliendo las condiciones que definen los criterios; es decir, el tiempo que dura la alarma encendida no se actualiza; Sin embargo, en un SAT en operación, si se siguen cumpliendo los criterios durante el tiempo que dura la alarma encendida, el tiempo de apagado se actualiza; es decir, si inicialmente se definió un tiempo de extinción DT y en t minutos posteriores

al encendido se siguen cumpliendo los criterios entonces el nuevo tiempo de apagado será $DT' = t + DT$.

Figura 3-3 Representación de las áreas de alarma según el método de las áreas
Área de interés (Area Of Concern - AOC), área de Monitoreo (Monitoring Area - MA), y el área de cobertura (Covered Area - CA).

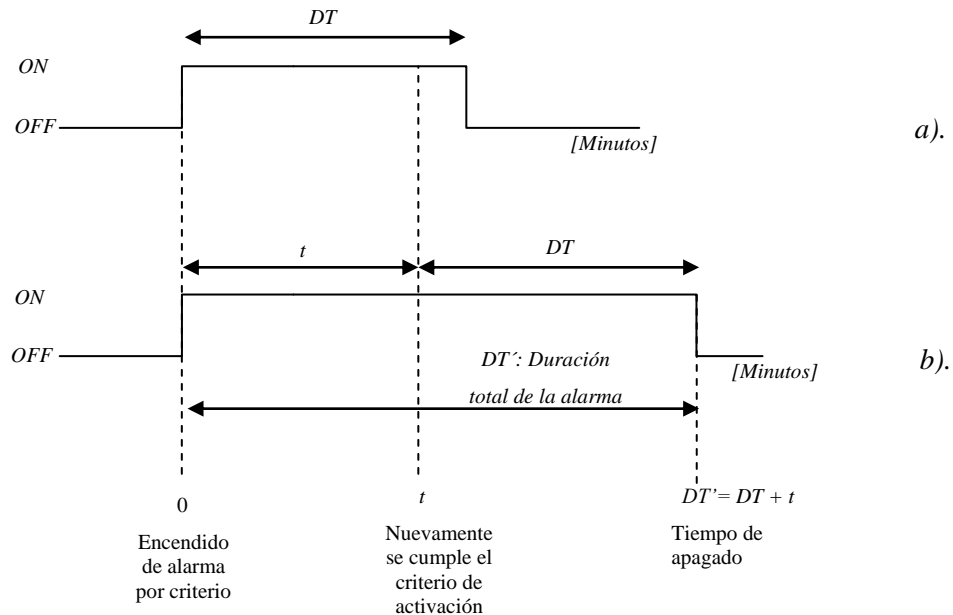


Comúnmente, el tiempo de duración de la alarma es de 30 minutos; sin embargo, puede ser menor dependiendo del lugar a proteger o el tipo de trabajo que se realiza en el mismo. Por ejemplo, en el sector aeronáutico, donde la suspensión de actividades por riesgos asociados a rayos en los aeropuertos implica gran pérdida de dinero, se requiere de un SAT de alta eficiencia que permita tener tiempos de duración de las alarmas más cortos, típicamente de 15 minutos.

El tiempo que transcurre entre el instante de activación de la alarma y el de ocurrencia de un rayo dentro del área de interés, o cualquier evento que se desea pronosticar, es llamado *Lead - Time* [LT]. Este tiempo es importante para tomar las medidas de prevención en forma oportuna.

Figura 3-4 Tiempos de encendido de las alarmas

a). Duración de alarma sin actualización de apagado, b). Tiempo total de alarma con actualización del tiempo de apagado.



3.2.2 Verificación de predicciones

La predicción es como un experimento, donde dadas una serie de condiciones pueden plantearse una serie de hipótesis que un cierto resultado puede ocurrir. Las tres razones más importantes para realizar la verificación de predicciones son:

- Para monitorear la calidad de la detección temprana: ¿Que tan exactas son las predicciones y si se están mejorando con el tiempo?
- Para mejorar la calidad de la detección temprana: Para lograr obtener un mejor desempeño es necesario identificar cuáles son los posibles errores que se están cometiendo.
- Para comparar la calidad con diferentes métodos de predicción: en qué medida un método proporciona mejores predicciones que otro y de qué manera es mejor ese método.

Para el tipo de detección temprana asociada a la ocurrencia o no de un rayo dadas ciertas condiciones, suele usarse el método de dicotomía simple. La verificación de predicciones se basa en la definición de la tabla de contingencia de donde se pueden originar los siguientes escenarios:

Tabla 3-1: Tabla de contingencia

| TABLA DE CONTINGENCIA | | | | |
|------------------------------|----|------------------------|-----------------------------------|------------------|
| | | Eventos observados | | TOTAL |
| | | SI | NO | |
| Eventos pronosticados | SI | Alarmas efectivas (EA) | Falsas Alarmas (FA) | Pronosticados SI |
| | NO | Fallos de Alarma (FTW) | Correctamente no advertidos (CNW) | Pronosticados NO |
| Total | | Observados SI | Observados NO | Total |

- Alarmas Efectivas (Effective Alarm – EA): Asociadas a Eventos “si” observados que fueron “si” pronosticados.
- Fallos de alarma (Failure To Warn - FTW): Son eventos “si” observados que fueron “no” pronosticados.
- Falsas alarmas (False Alarm - FA): Aquellos eventos “no” observados que fueron “si” pronosticados.
- Eventos correctamente no pronosticados (Correct Not Warn - CNW): Son eventos “no” observados que fueron correctamente “no” pronosticados.

Una gran variedad de parámetros estadísticos pueden calcularse con base en los elementos descritos en la tabla de contingencia; sin embargo, la norma IEC 62793 [40] define tres de estos parámetros:

Probabilidad de Detección (Probability Of Detection - POD): es el porcentaje de eventos observados que fueron correctamente pronosticados.

$$POD = \frac{EA}{EA+FTW} \quad (3.1)$$

Tasa de Falsas Alarmas (False Alarma Ratio - FAR): Fracción de alarmas que fueron emitidas que resultaron en falsas alarmas.

$$FAR = \frac{FA}{FA+EA} \quad (3.2)$$

El BIAS es un parámetro que indica si el método tiene una tendencia a la subpredicción (BIAS<1) o a la sobrepredicción (BIAS>1)

$$BIAS = \frac{EA+FA}{EA+FTW} \quad (3.3)$$

Un método de predicción resultar ser 100% exitoso si únicamente presenta alarmas efectivas y ningún fallo de aviso. De esta manera se obtendría un POD=1, FAR=0 y BIAS=1.

3.3 Definición de LRE

Los SAT implementados para la protección de sistemas eléctricos son configurados teniendo en cuenta ciertos criterios para identificar las características de las tormentas eléctricas que puedan afectar la normal operación de las redes eléctricas. De esta manera se requieren determinar los eventos asociados al rayo que con una alta probabilidad pueden generar interrupciones o efectos transitorios, como tensiones inducidas en sus líneas.

Un Lightning Related Event – LRE, se define entonces como cualquier evento relacionado con los efectos del rayo, en este caso sobre un sistema de distribución, vistos dentro del área de interés.

Un LRE puede ser una falla en el sistema de distribución el cual afecta los índices de confiabilidad. Estos son generados por una serie de condiciones que pueden presentarse durante el ciclo de vida de una tormenta. Tales condiciones pueden ser identificadas a través de la caracterización del

fenómeno natural con el fin de desarrollar predicciones acertadas ante una inminente falla o efecto negativo en el sistema eléctrico.

Las condiciones que pueden identificarse son dadas en función de la intensidad de la tormenta (medida en la tasa de rayos por minuto), la cercanía de la nube de tormenta al sitio de interés, las dimensiones de la tormenta eléctrica, o a través de información del registro del campo eléctrico ambiental midiendo sus variaciones rápidas, entre otros.

En el numeral 3.4 se proponen varios criterios a analizar con el fin de encontrar las condiciones que mejor representan una amenaza (LRE) para el sistema de distribución.

3.4 Definición de criterios para la detección temprana

Con base en la información disponible, varios criterios se han tomado en cuenta para la realización de predicciones, teniendo en cuenta la metodología descrita en el numeral 1. Estos se describen a continuación:

3.4.1 Criterios basados en información de rayos (CG e IC) proveniente de la red LINET.

- **Criterio 1:** Intensidad de la tormenta eléctrica, medida en la tasa de rayos por minuto (*Lightning Rates* – LR), en función del radio de MA:

El primer criterio de alarma que se ha tomado en este análisis se basa en información proveniente de la red de detección y localización de rayos. Se han tomado 64 eventos de tormentas eléctricas registradas desde septiembre de 2011 a abril de 2013 sobre el circuito bajo estudio. (Ver Tabla 3-2).

Tabla 3-2: Fecha de tormentas analizadas para el análisis del criterio Lightning Rates

| Fecha de tormentas analizadas | | | | | |
|-------------------------------|------------|------------|------------|------------|------------|
| 2011-09-24 | 2011-10-21 | 2011-11-23 | 2012-04-12 | 2012-08-12 | 2012-10-22 |
| 2011-09-25 | 2011-10-22 | 2011-12-01 | 2012-04-15 | 2012-08-13 | 2012-10-24 |
| 2011-10-03 | 2011-10-23 | 2011-12-11 | 2012-04-18 | 2012-09-21 | 2012-10-30 |
| 2011-10-06 | 2011-10-24 | 2011-12-16 | 2012-04-20 | 2012-09-22 | 2012-11-04 |
| 2011-10-11 | 2011-10-27 | 2011-12-17 | 2012-04-21 | 2012-09-24 | 2013-03-04 |
| 2011-10-12 | 2011-11-02 | 2012-03-28 | 2012-04-22 | 2012-10-12 | 2013-03-16 |
| 2011-10-14 | 2011-11-03 | 2012-03-29 | 2012-04-30 | 2012-10-13 | 2013-03-22 |
| 2011-10-15 | 2011-11-08 | 2012-03-30 | 2012-05-21 | 2012-10-16 | 2013-04-14 |
| 2011-10-16 | 2011-11-09 | 2012-04-09 | 2012-05-23 | 2012-10-18 | 2013-04-29 |
| 2011-10-17 | 2011-11-17 | 2012-04-10 | 2012-05-24 | 2012-10-19 | |
| 2011-10-18 | 2011-11-22 | 2012-04-11 | 2012-06-25 | 2012-10-21 | |

Con el fin de realizar un análisis de sensibilidad y determinar la tasa óptima que permite realizar la predicción acertada, ésta tasa se ha variado tomando como criterios un LRE = 1, 2, 3, 4 y 5 rayos por minuto detectados dentro del área de monitoreo – MA. Así mismo, se han tomado diferentes valores del radio de ésta área variando entre 10 a 30 km. Por consiguiente, se evalúan 25 criterios como función de LR y el radio de MA.

Criterio 1-1: LR = 1 Rayo/min, radio de MA=10 km

Criterio 1-2: LR = 2 Rayo/min, radio de MA=10 km

Criterio 1-3: LR = 3 Rayo/min, radio de MA=10 km

Criterio 1-4: LR = 4 Rayo/min, radio de MA=10 km

Criterio 1-5: LR = 5 Rayo/min, radio de MA=10 km

...

Criterio 1-6: LR = 1 Rayo/min, radio de MA=15 km

..

Criterio 1-25: LR = 5 Rayo/min, radio de MA=30 km

Los parámetros estadísticos POD, FAR, BIAS y el tiempo Lead – Time en minutos, obtenidos en cada criterio son comparados gráficamente, identificando así los valores óptimos.

3.4.2 Criterios basados en registros de campo eléctrico ambiental

El principal criterio de activación de alarma basado en registros de campo eléctrico ambiental, se define en función del umbral de CE medido.

Estos umbrales definidos para cada MCE dependen de los valores máximos que registran durante una tormenta eléctrica. En este caso los dos molinos no superaron los 5 kV/m durante periodos de tormenta. Esta característica depende de las constantes de calibración propias de cada molino y de las estructuras que lo rodean, las cuales pueden atenuar la señal de campo eléctrico registrado.

Como se explicó anteriormente las variaciones rápidas de campo eléctrico son indicios de una tormenta eléctrica en formación, de esta manera, se define un segundo criterio basado en la derivada del campo eléctrico.

Un tercer grupo de criterios es definido por la tasa de rayos por minuto [LR] y el umbral de campo eléctrico de los MCE. De esta manera se evalúa el uso de dos fuentes de información conjuntamente para realizar predicciones de LRE dentro del área de interés, cuyos tiempos de predicción pueden ser superiores que los encontrados usando tan solo uno de ellos y su desempeño en la predicción puede tener mejores indicadores.

Uno de los objetivos de identificar la combinación de criterios que originen el mejor desempeño del SAT es determinar el tiempo de predicción que puedan generar. Si se obtienen tiempos de predicción de pocos minutos, las medidas de prevención que puedan tomarse serán bastante limitadas.

El período de la información disponible de datos históricos de rayos CG e IC en este estudio comprende los meses de octubre de 2011 a abril de 2013, donde se analizaron más de 60 tormentas eléctricas, así como varios días de tormentas eléctricas registradas por tres molinos campo eléctrico, dos de ellos instalados sobre la región de estudio y de información de 8 fallas ocurridas en el sistema de distribución.

Se cuenta con información de campo eléctrico registrado por uno de los dos molinos de campo (MCE-1) disponible para relacionar su medida con las 8 fallas producidas por descargas

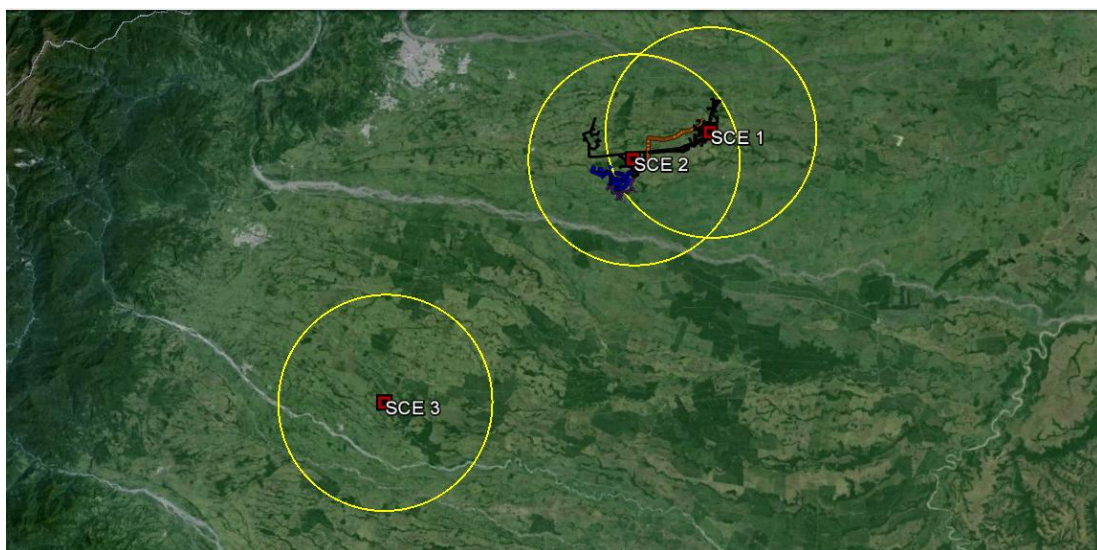
atmosféricas que se presentaron durante el lapso de tiempo indicado previamente. Del MCE 2 se tienen registros de 4 de los 8 eventos de falla. Desafortunadamente estos pocos registros no permiten realizar un análisis de predicciones a profundidad, por tal razón se ha utilizado tan solo el criterio de umbral para la activación de las alarmas.

El MCE 3 cercano al circuito bajo estudio, cuenta un número mayor de días de tormenta registradas; por consiguiente se utilizarán sus registros para evaluar criterios como umbral de campo eléctrico, cambios de polaridad y variaciones rápidas. Así mismo, este MCE es usado para caracterizar con mayor precisión el desempeño de los molinos de campo eléctrico en la región de estudio. Este sensor cuenta con 13 días de tormenta registradas.

Un área de interés de 5 km se definió alrededor de la línea de distribución. Para todo los criterios definidos el análisis de sensibilidad incluye la variación del radio de MA, en valores de: 10, 15, 20, 25 y 30 km, con el fin de encontrar el valor óptimo del radio de monitoreo.

La Figura 3-5 ilustra la ubicación geográfica del circuito bajo estudio, la ubicación de los dos sensores de campo eléctrico (SCE1 y SCE2) instalados sobre este circuito, un tercero (SCE3) en cercanías a este y las áreas de cobertura de los mismos (círculos en color amarillo con radio=10 km).

Figura 3-5 Ubicación geográfica de los tres SCE y sus áreas de cobertura. Radio= 10 km.



4. Sistema de distribución bajo estudio

La información del sistema de distribución descrito en el presente estudio, y la información de fallas analizadas durante un periodo de tiempo ha sido suministrada por una empresa privada con fines académicos; por consiguiente, por razones de confidencialidad se toman sus datos con permiso de la misma, pero no se presenta el nombre de la empresa ni información detallada del sistema de distribución.

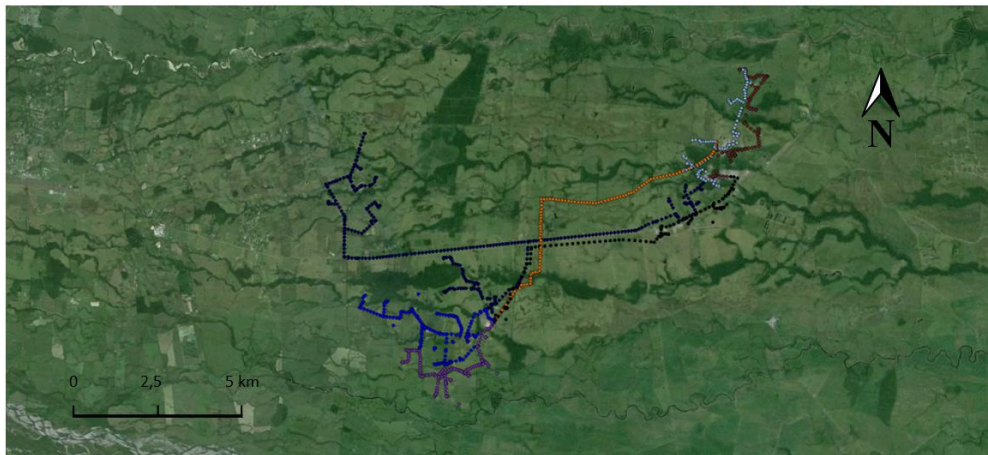
4.1 Descripción del Sistema de distribución bajo estudio

La red de distribución de energía eléctrica que se ha tomado como análisis para el presente estudio tiene una longitud aproximada de 88 km. Este sistema se compone de 7 circuitos de 34,5 kV interconectados como se muestra en la Figura 4-1. La red se encuentra localizada en el departamento del Meta, sobre terreno plano donde la altitud media sobre el nivel del mar es de 300 m. Ésta alimenta varias instalaciones de producción de petróleo. La red a su vez es alimentada por dos líneas de 115 kV, una de las cuales hace parte del Sistema Interconectado Nacional – SIN y otra proviene de una central de generación térmica propiedad de la empresa petrolera.

El sistema cuenta con equipos de protección contra rayos a lo largo de cada uno de los tramos de cada circuito. En general, este sistema de distribución cumple con la normatividad para garantizar mínimos índices de calidad.

Esta red se ha tomado para el análisis debido a que la compañía operadora cuenta con un sistema de alerta de tormentas eléctricas, compuesto por una red de 5 molinos de campo eléctrico, (dos de ellos ubicados en esta red y tres más dentro de un sistema de distribución similar ubicado a 40 km de este), así como información de localización de rayos en la zona en tiempo real.

Figura 4-1 Topología del circuito bajo estudio, ubicado en los llanos orientales de Colombia.



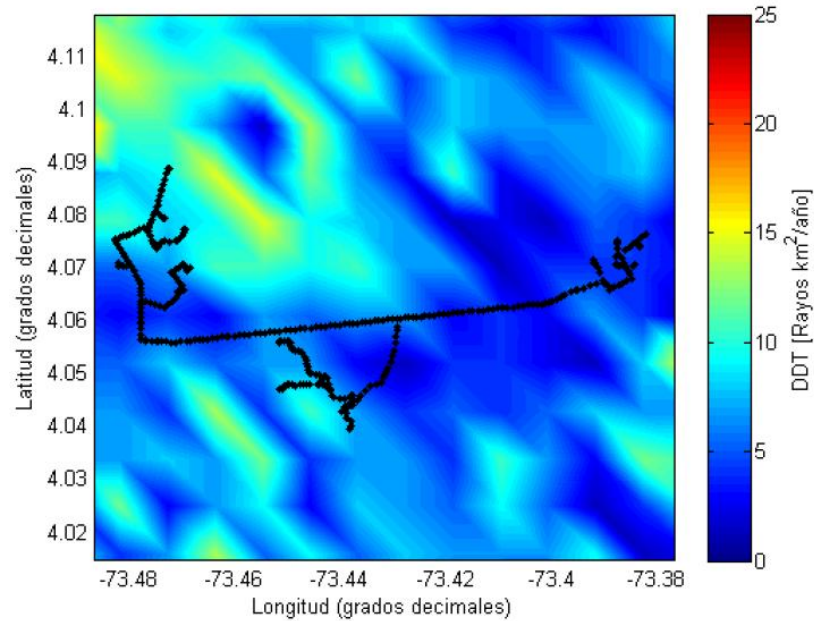
La información analizada proviene de medidas realizadas con los dos molinos de campo instalados dentro del circuito de distribución y de uno de los molinos ubicados cerca a este.

4.2 Densidad de descargas a tierra – DDT sobre el sistema de distribución

La Figura 4-2 muestra la Densidad de Descargas a Tierra, calculada con registros provenientes de la red de localización de rayos LINET, sobre uno de los circuitos de mayor longitud. Los valores máximos de DDT se identifican sobre el extremo occidental del sistema de distribución, llegando ser de 15 rayos/km² - año. Sobre gran parte del circuito el valor de DDT se mantiene inferior a 5 rayos/km² - año.

Conocer en detalle el parámetro de DDT sobre el circuito permite el diseño del sistema de protección externa más específico para cada tramo de red; así mismo, como criterio de diseño dentro de los planes de expansión del sistema.

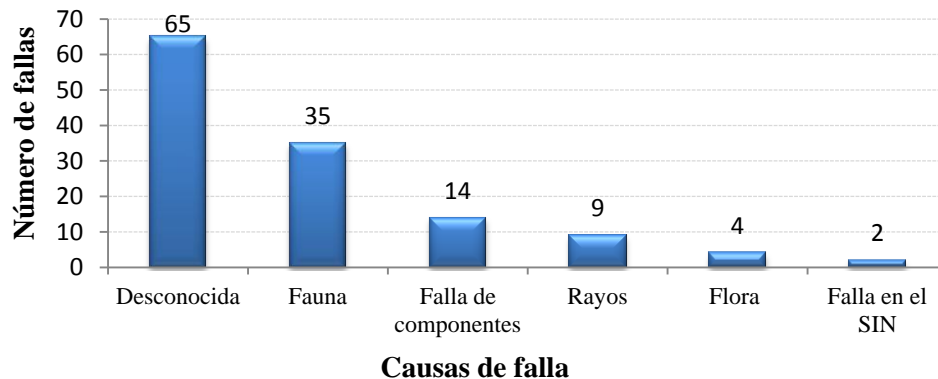
Figura 4-2 Mapa de Densidad de Descargas a Tierra en el circuito bajo estudio.



4.3 Fallas en el circuito bajo estudio

La empresa propietaria del sistema de distribución ha facilitado información acerca de las fallas que se presentaron en los últimos 2 años para su posterior análisis. Durante el año comprendido entre agosto de 2011 y julio 2012 los 7 circuitos de 34,5 que compone el sistema de distribución fallaron 131 veces, de las cuales 8 fueron por causa de rayos. El lapso de tiempo que se mantuvo fuera osciló entre 5 segundos y 5 horas. Las principales causas de interrupciones se ilustran en la Figura 4-3.

Figura 4-3 Causas de falla del circuito de distribución de 34,5 kV.



Una gran proporción de fallas no tiene una causa definida (en el caso de estudio representa un 50% del total de falla). La segunda causa más importante de falla es asociada a la fauna (27%). Las fallas en los componentes de la red (12%) es la tercera causa de fallas (asociadas a programas de mantenimiento deficientes). La cuarta causa de falla es asociada a descargas eléctricas atmosféricas (7%).

Es importante aclarar que no siempre las causas de falla catalogadas como desconocida sean el principal origen. Durante el año inmediatamente anterior la mayor causa de fallas que se presentó en varios de los circuitos del sistema fueron debidas a actividad de rayos.

La red cuenta con un sistema protección externa contra descargas atmosféricas bastante robusto, el cual se compone de descargadores de sobre tensión en varios puntos de cada circuito, cables de guarda, reconectores, y sistemas de puesta a tierra. En casos en los cuales se presenta una tormenta eléctrica de gran intensidad (alta tasa de rayos por minuto durante varias horas de duración), pueden presentarse impactos directos de rayos sobre algún punto de la red, lo cual tiene una alta probabilidad de causar fallas. Como se ha investigado en [2] [3] la tasa de fallas por causa de rayos está asociada a una alta densidad de descargas a tierra, entre otras variables. En los circuitos bajo estudio la mayor tasa de fallas por rayos se presentó sobre el circuito donde se presenta la más alta densidad de descargas a tierra (circuito de color azul oscuro). Sobre este circuito, las causas más comunes son: causa desconocida, fauna y rayos, en orden de frecuencia.

Las fallas del sistema causas por descargas atmosféricas se resumen la Tabla 4-1. Las ocho fallas se presentaron en los meses de mayor actividad de tormentas eléctricas en el interior del país (abril – mayo y octubre – noviembre).

La causa de falla se verificó con información histórica de rayos suministrada por la red LINET, donde se tenían en cuenta registros de rayos ocurridos a menos de 1 km de la red eléctrica y durante el mismo instante de la falla.

Tabla 4-1: Fallas en el sistema de distribución causadas por rayos tomadas para análisis

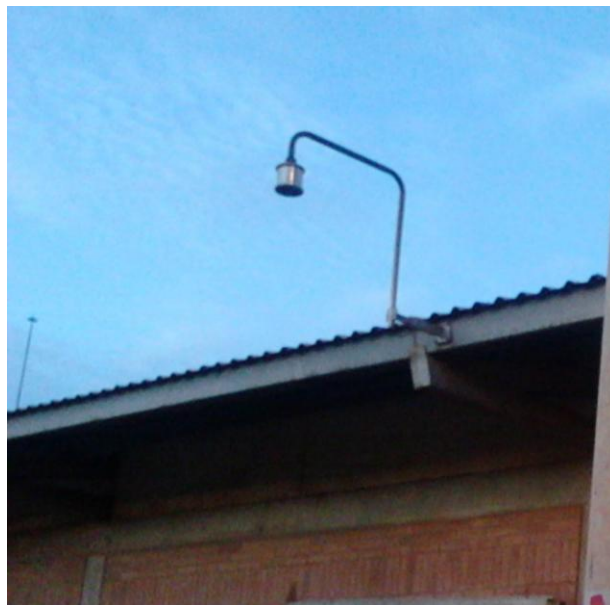
| Fecha | Instante de falla [hora local] |
|------------|--------------------------------|
| 03/10/2011 | 15:54:51 |
| 12/10/2011 | 16:18:29 |
| 12/10/2011 | 16:28:16 |
| 17/10/2011 | 14:51:24 |
| 30/11/2011 | 23:20:23 |
| 09/04/2012 | 13:21:19 |
| 09/04/2012 | 13:27:20 |
| 21/05/2012 | 02:01:38 |

4.4 Red de molinos de Campo Eléctrico

El sistema de alerta de tormentas del sistema de distribución dispone de dos de este tipo de sensores de Campo Eléctrico para el monitoreo de la actividad eléctrica atmosférica dentro y alrededor de los circuitos.

La ubicación de los sensores se ilustra en la Figura 4-5 así como el radio de cobertura de cada uno definido como 10 km.

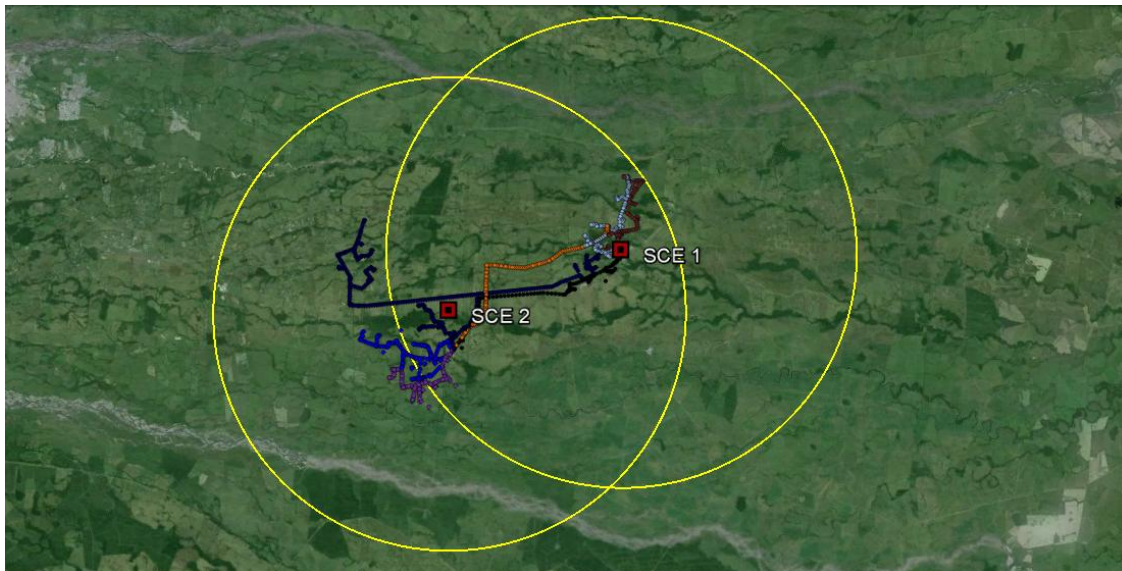
Figura 4-4 Instalación típica del molino de campo eléctrico



El área de cobertura de los molinos de campo eléctrico está delimitada sobre terreno plano cuya cadena montañosa más cercana se encuentra a más de 30 km de distancia.

La ubicación geográfica de los molinos es una característica muy importante a tener en cuenta, debido a que las condiciones y accidentes topográficos influyen en los valores de campo eléctrico sobre la superficie terrestre, amplificando o atenuando la medida. Según [10], la influencia que ejerce la topografía es básicamente sobre las variaciones rápidas de campo eléctrico ΔE , producidas por las descargas atmosféricas.

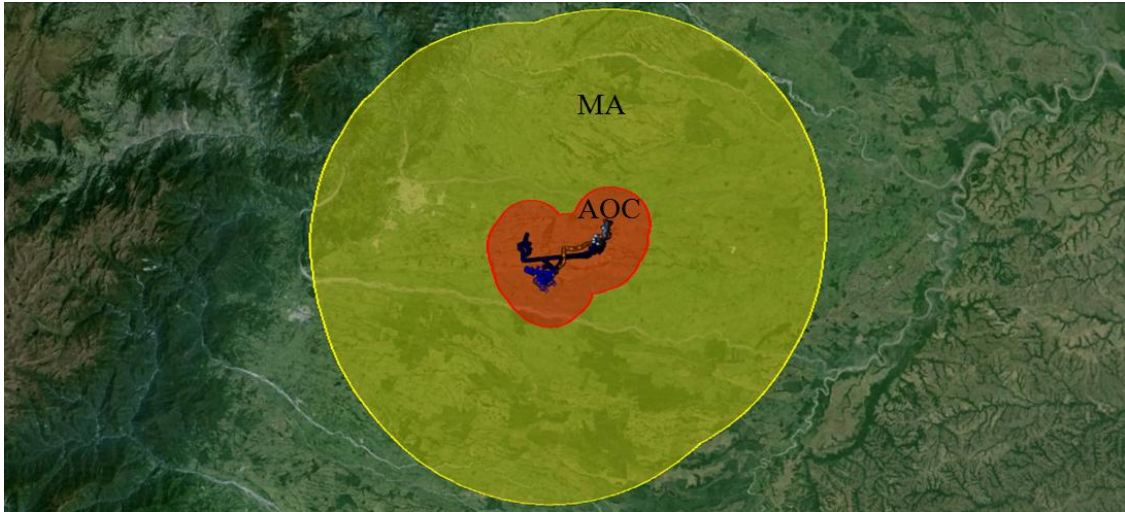
Figura 4-5 Área de monitoreo de los molinos de campo eléctrico



4.5 Red de detección de rayos LINET

El SAT dispone de información en tiempo real de rayos a más de 100 km de distancia de los circuitos definidos como áreas de interés. Sin embargo, se ha tomado la actividad de rayos que impactan a menos de 30 km. La Figura 4-6 ilustra las áreas de interés (rojo) y de monitoreo (amarillo), de 5 y 30 km de radio.

Figura 4-6 Ejemplo de área de cobertura del SAT (radio de AOC=5 km, MA = 30 km)

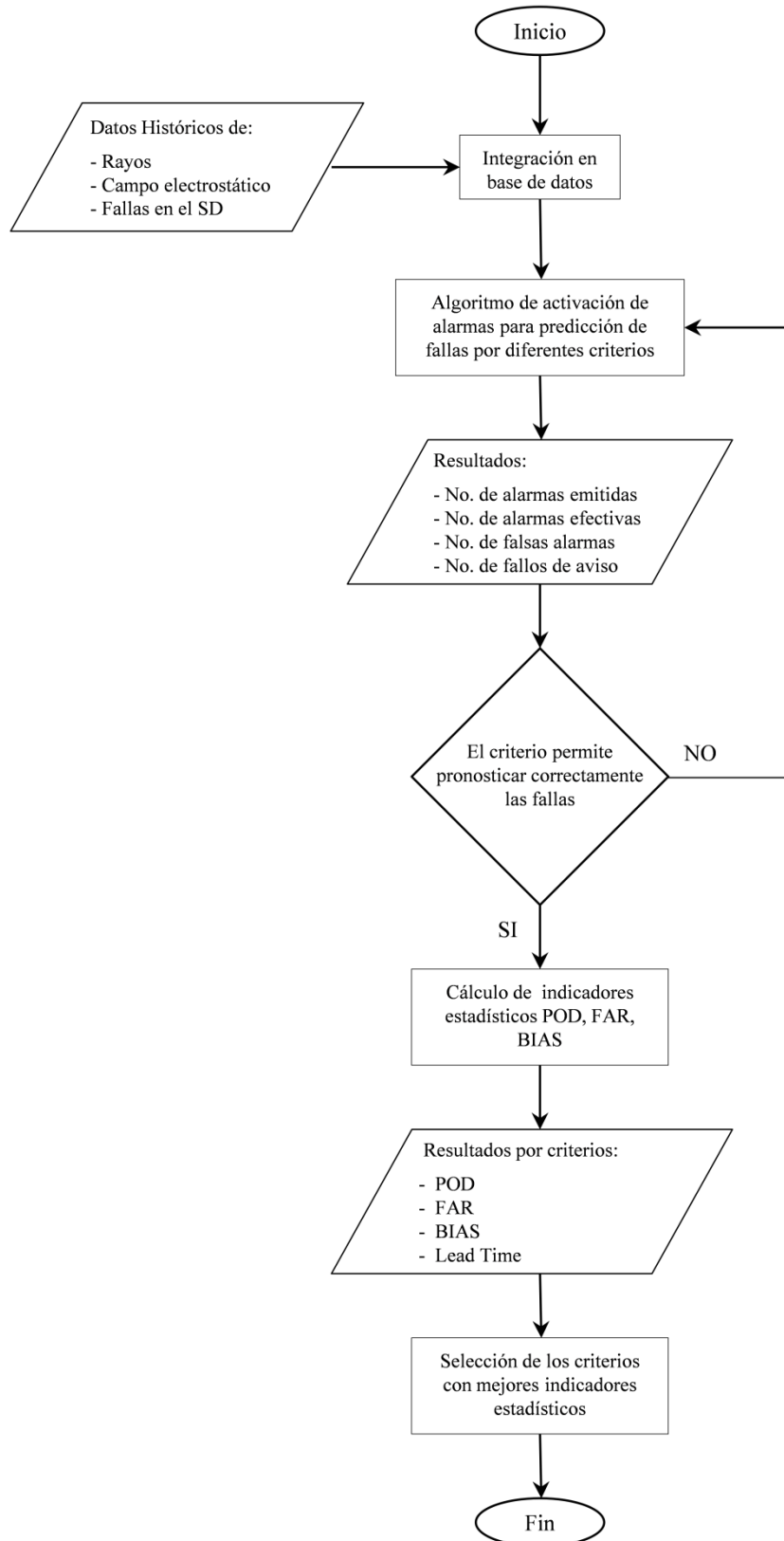


Cualquier actividad de rayos identificada sobre el área de monitoreo es tomada en cuenta para el procesamiento de las alarmas.

4.6 Diagrama de flujo del algoritmo de predicción

La Figura 4-7 ilustra el proceso de análisis de la información, el cual parte en incluir en una base de datos la información meteorológica disponible así como la información de fallas del sistema. Posteriormente se ejecuta el algoritmo teniendo en cuenta cada criterio de activación de la alarma, con base en los resultados obtenidos de Número de alarmas efectivas, fallos de aviso y falsas alarmas. Si tal criterio permite el pronóstico de la falla (o de actividad de rayos a menos de 5 km del circuito), entonces se toma en cuenta para el posterior cálculo de los indicadores POD, FAR, BIAS; en caso contrario se redefine o se descarta. Finalmente se seleccionan los criterios con los mejores indicadores. Los resultados del análisis se muestran en el próximo capítulo.

Figura 4-7 Diagrama de flujo del algoritmo de predicción.



5. Resultados

Los resultados obtenidos de la aplicación del “Método de las áreas de alarma” usando información de redes de localización de rayos y una red de molinos de campo eléctrico para el detección temprana de las fallas producidas debidas a rayos se muestran en el numeral 5.1.

5.1 Análisis de sensibilidad basados en información de rayos (CG e IC)

La tasa de rayos por minuto detectada sobre el MA de hasta 30 km de radio alrededor del área de interés es el primer criterio de activación de las alarmas. Así mismo, el radio de MA se ha variado para conocer los cambios de los parámetros estadísticos de verificación de predicciones en función de las dimensiones de ésta área.

Las Figuras 5.1 a 5.5 muestran la tendencia del POD, FAR y BIAS en función del radio MA y de la tasa de rayos por minuto.

Figura 5-1 POD para cada criterio de activación en función del radio de MA

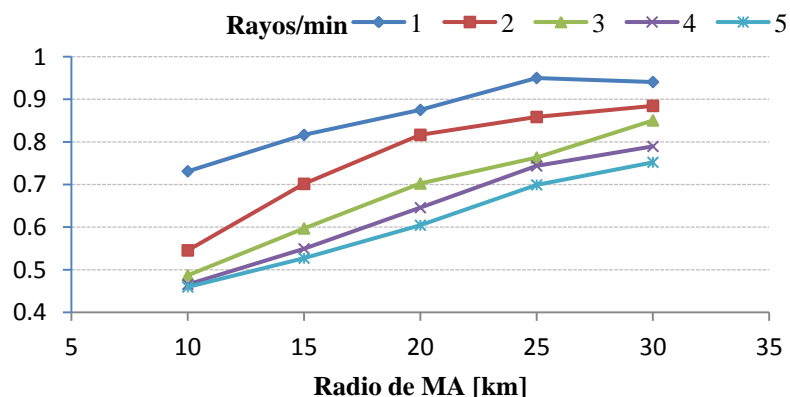


Figura 5-2 FAR para cada criterio de activación en función del radio de MA

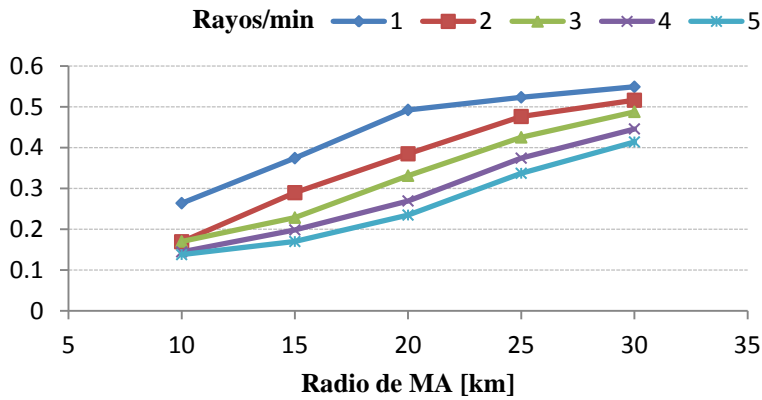
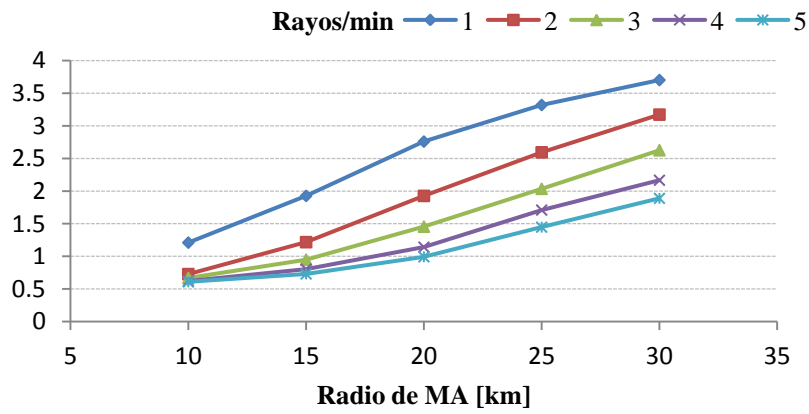
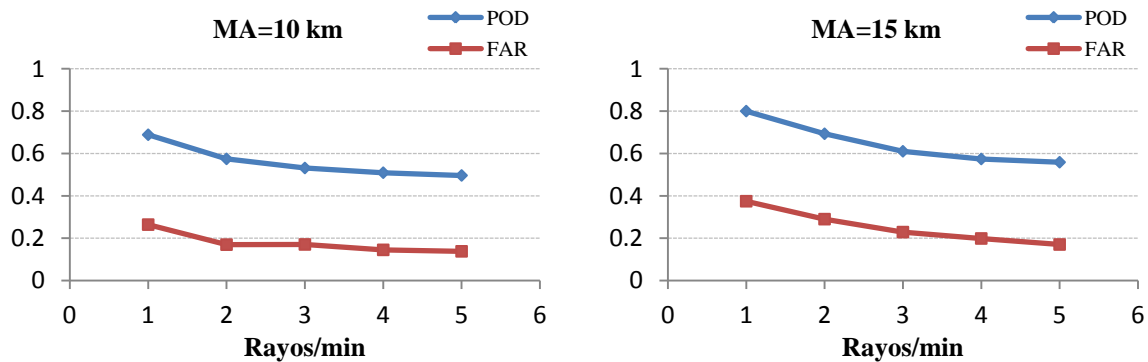


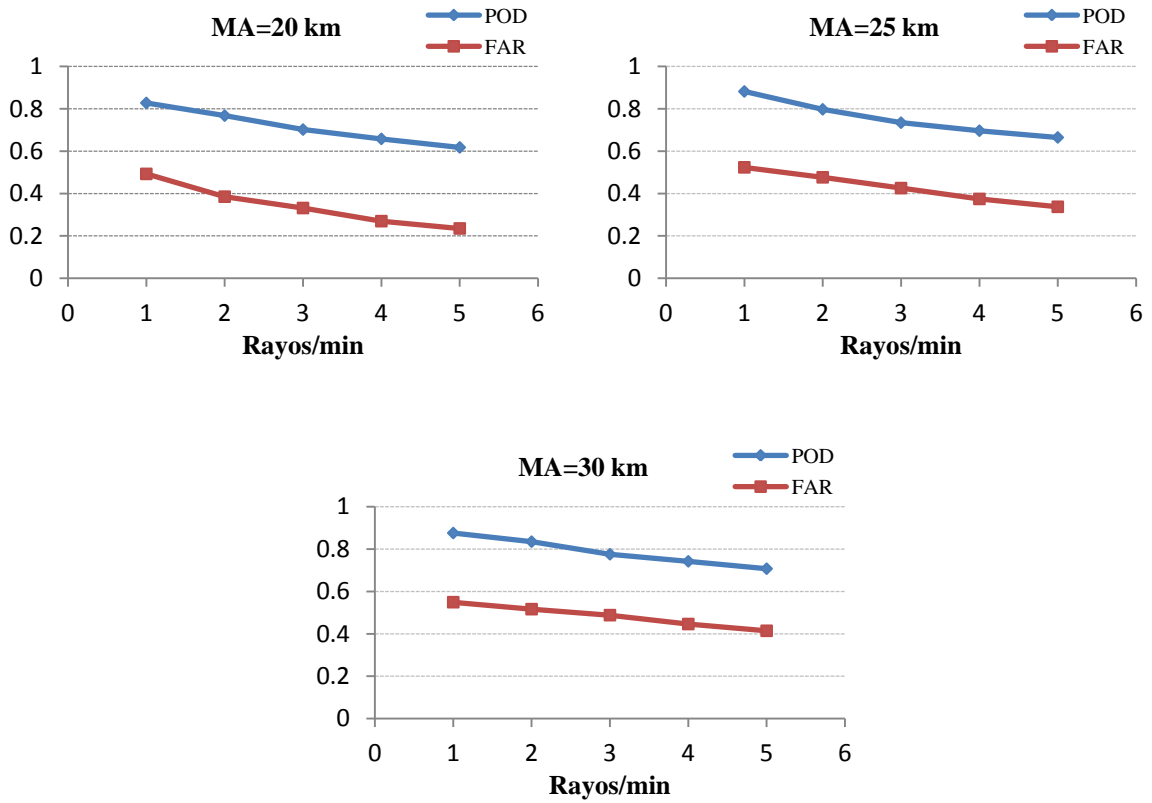
Figura 5-3 BIAS para cada criterio de activación en función del radio de MA



Comparación entre los parámetros POD y FAR en función de la tasa de rayos por minuto.

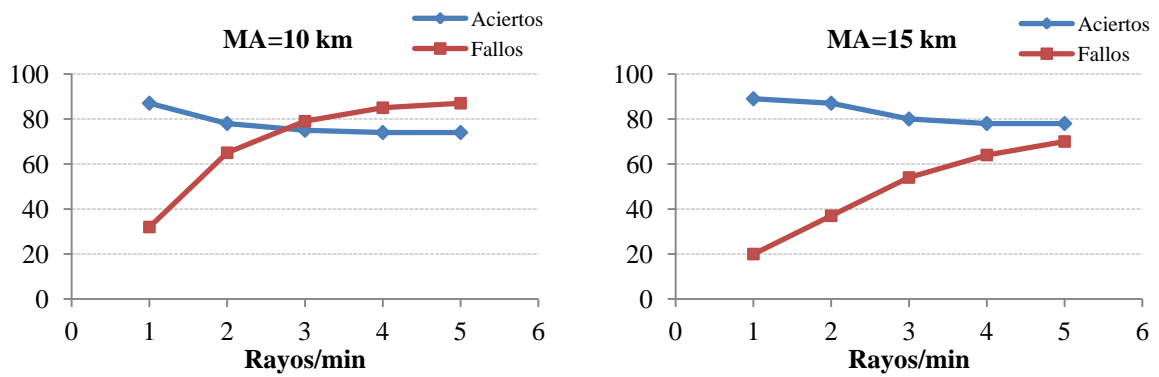
Figura 5-4 Parámetros estadísticos POD y FAR por cada radio de MA

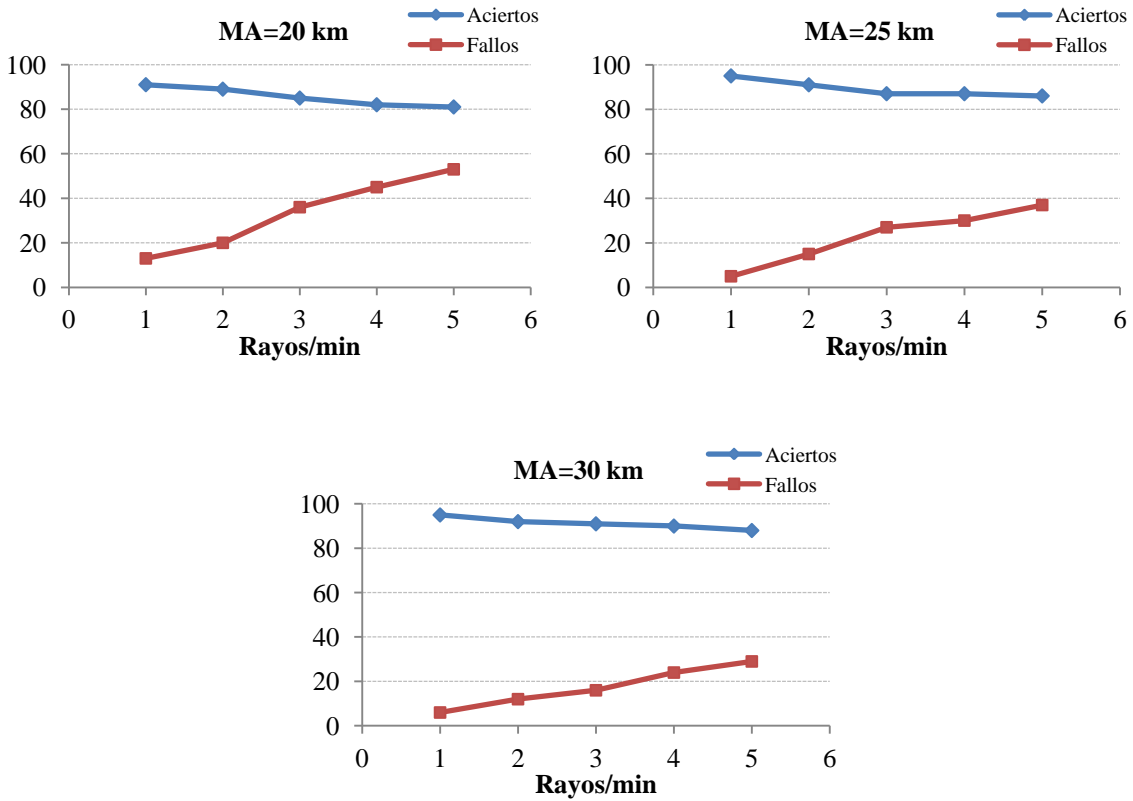




El número de aciertos es comparado con los fallos de aviso generados por cada área de alarma definida en función de la tasa de rayos por minuto como criterio de activación.

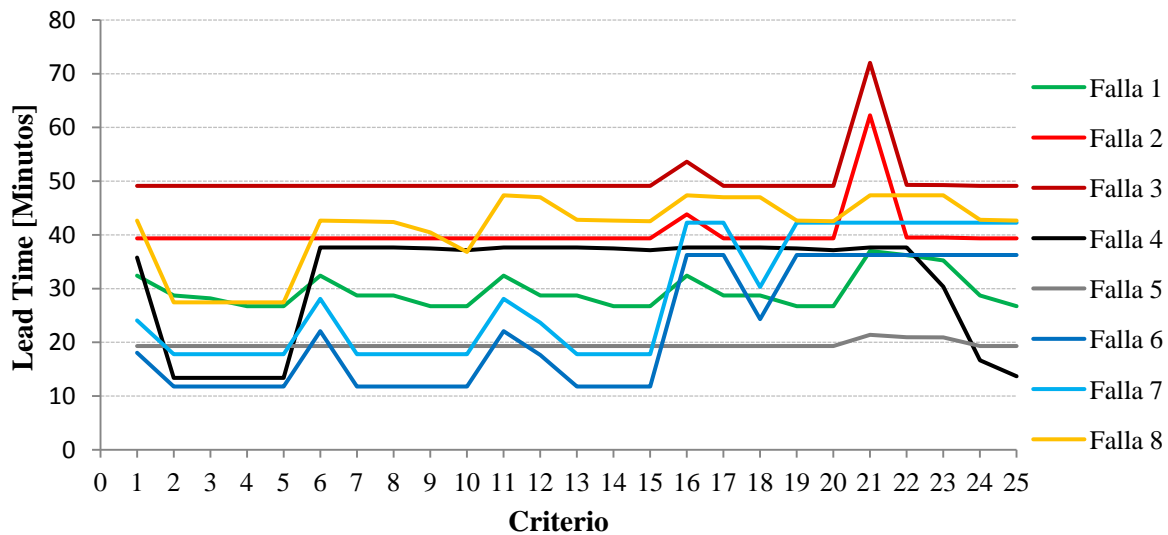
Figura 5-5 Número de aciertos y fallos por cada radio de MA





El tiempo de predicción, Lead Time, que transcurre entre el instante de activación de la alarma y el instante de falla se muestran en la Figura 5-6.

Figura 5-6 Lead – Time obtenido para cada evento de falla en función del criterio de activación.



A modo de ejemplo se ilustran las graficas que relacionan la intensidad de la tormenta medida en tasa de rayos por minuto dentro de un área de 30 km de radio alrededor del sistema de distribución, con el instante en el cual se enciende la alarma por uno de los criterios (LR=2 rayos/min, MA=30 km) y el momento de ocurrencia de la falla.

Figura 5-7 Tormenta registrada el 2011-10-03 graficada en rayos/minuto. Falla 1

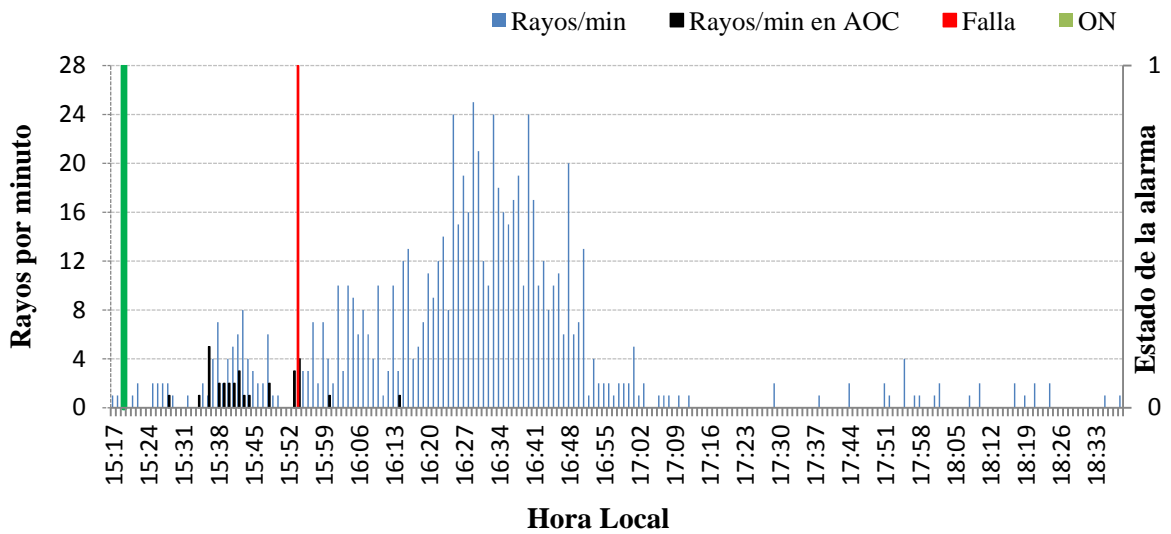


Figura 5-8 Tormenta registrada el 2011-10-12 graficada en rayos/minuto. Fallas 2 y 3

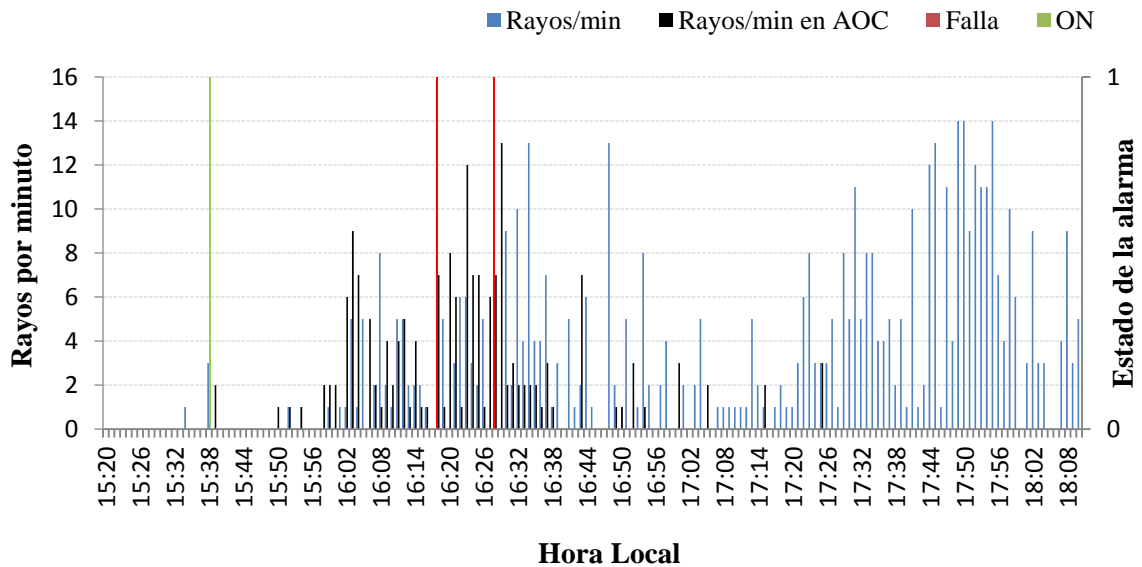


Figura 5-9 Tormenta registrada el 2011-10-17 graficada en rayos/minuto. Falla 4.

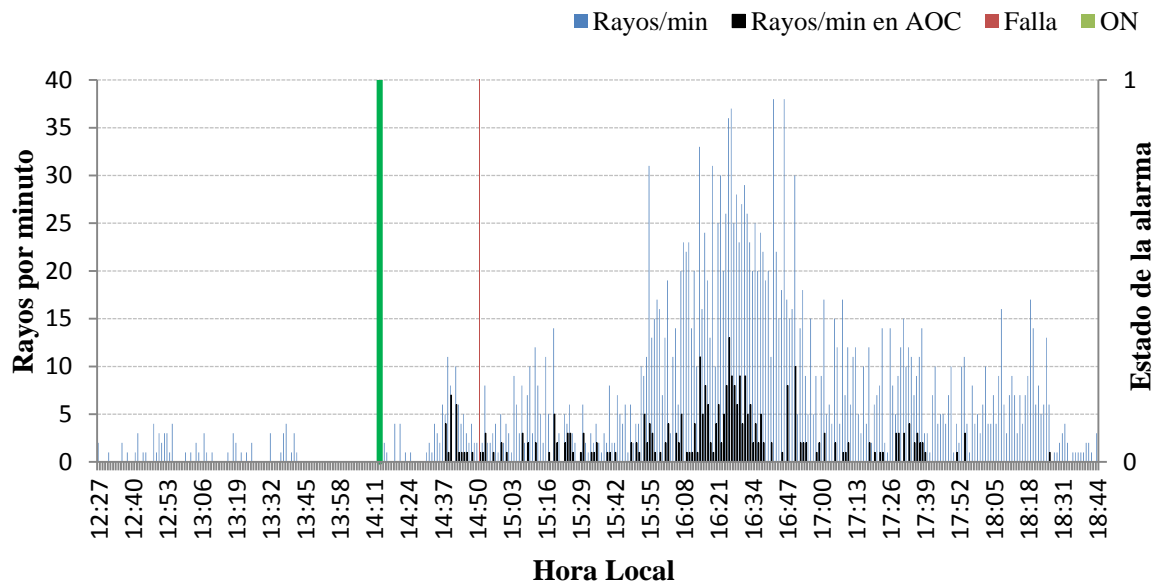


Figura 5-10 Tormenta registrada el 2011-12-01 graficada en rayos/minuto. Falla 5

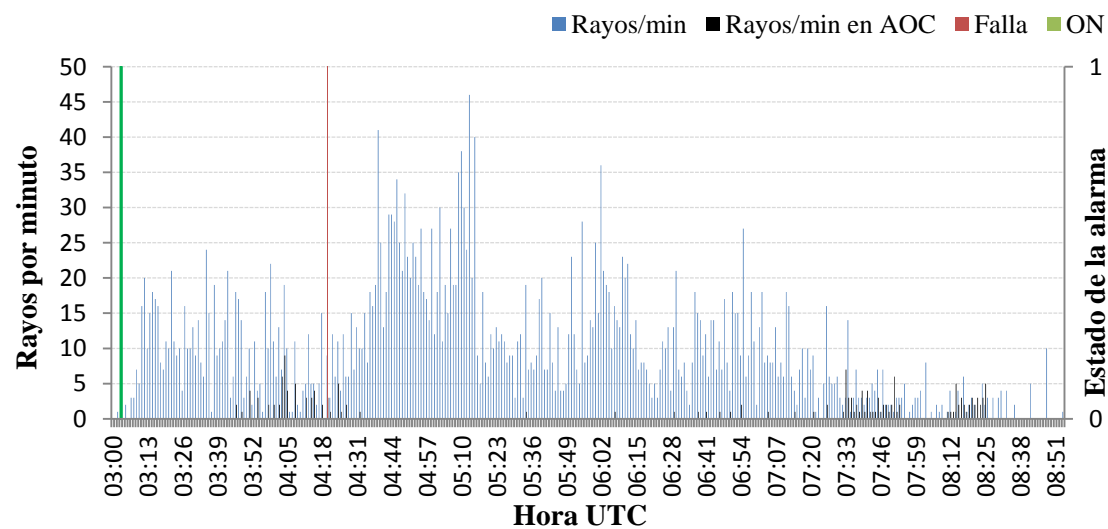


Figura 5-11 Tormenta registrada el 2012-04-09 graficada en rayos/minuto. Fallas 6 y 7.

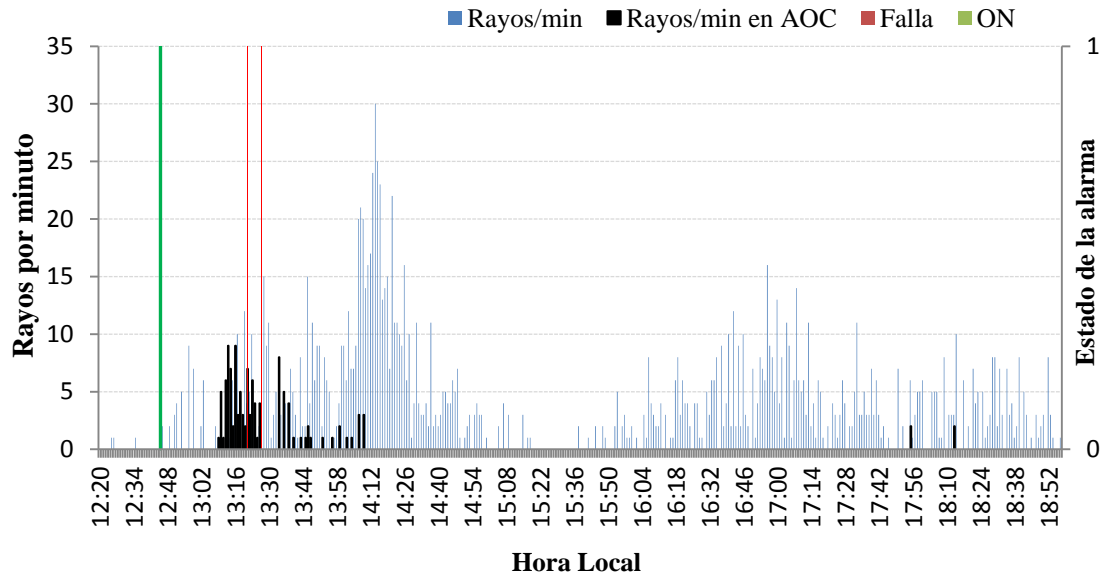


Figura 5-12 Aproximación de la tormenta (cruces rojas) y medida de CE (línea azul). Registrada el 2012-04-09

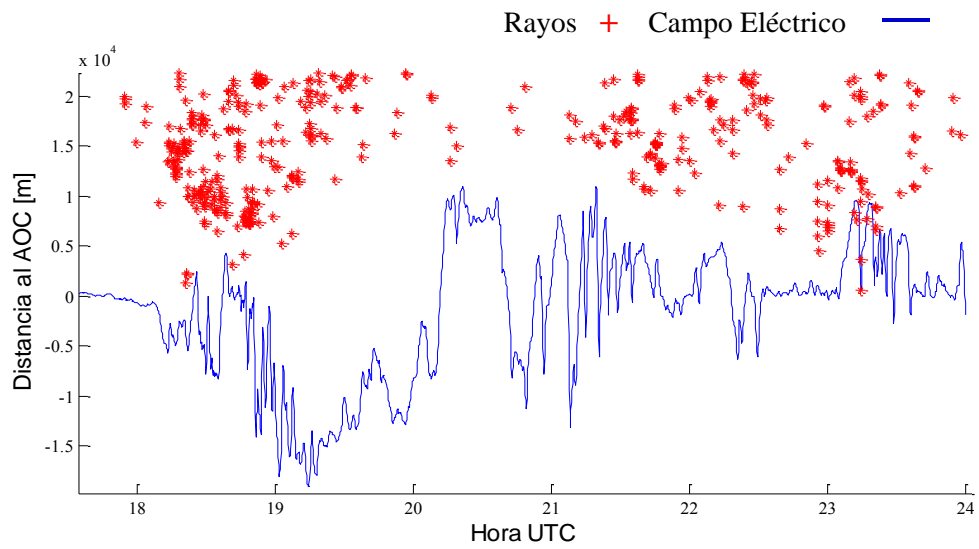
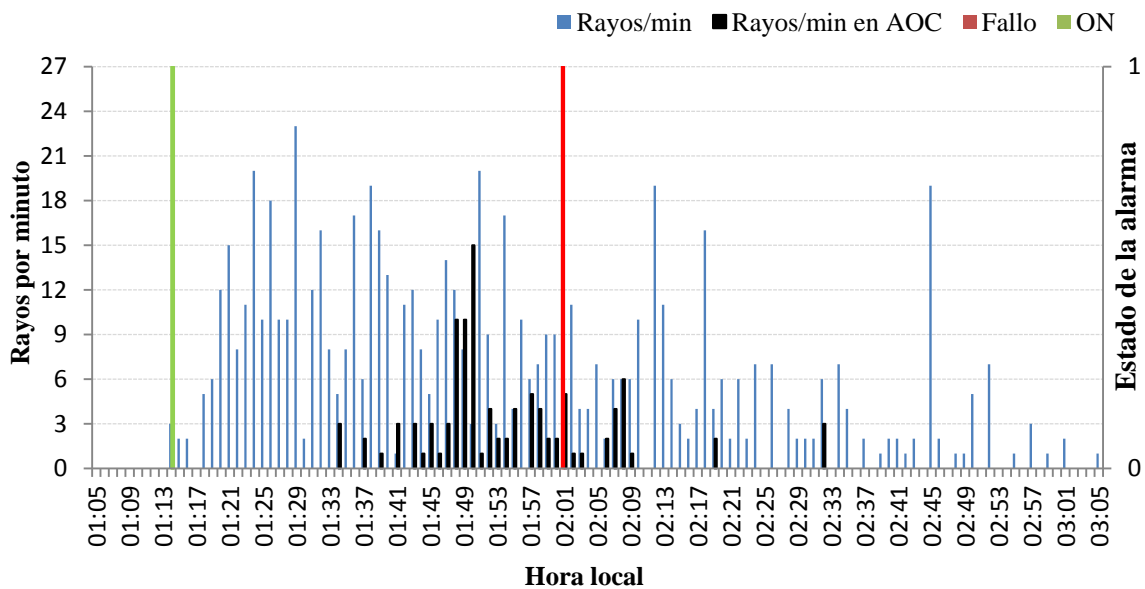


Figura 5-13 Tormenta registrada el 2012-05-21 graficada en rayos/minuto. Falla 8.



Como se pudo evidenciar, ningún evento de falla fue ocasionado por el primer rayo que impacta a menos de 5 km del circuito. En todos los casos se identificó una tasa de rayos/min superior a los 5 rayos/min, previo al instante de falla. La Tabla 5-1 ilustra las características de los episodios de tormenta que ocasionaron fallas vistas desde el área de Interés – AOC.

Tabla 5-1 Instante de LR máximos registrados previos y durante los eventos de falla.

| Día de tormenta | Instante del 1er rayo en AOC | Máximo LR previo a la falla | Instante de LR máximo | Instante de Falla | LR en el instante de falla | Tiempo entre el 1er rayo en AOC y el instante de falla [hh:mm] |
|-----------------|------------------------------|-----------------------------|-----------------------|-------------------|----------------------------|--|
| 03/10/2011 | 15:28 | 5 | 15:36 | 15:54 | 4 | 00:26 |
| 12/10/2011 * | 14:31 | 9 | 16:03 | 16:18 | 7 | 01:47 |
| 17/10/2011 | 14:38 | 7 | 14:40 | 14:51 | 1 | 00:13 |
| 01/12/2011 | 03:46 | 9 | 04:04 | 04:20 | 3 | 00:34 |
| 09/04/2012 * | 13:09 | 9 | 13:13 | 13:21 | 7 | 00:12 |
| 21/05/2012 | 01:34 | 15 | 01:50 | 02:01 | 5 | 00:27 |

* Episodios de tormenta, en los cuales se presentaron 2 eventos de falla.

5.2 Análisis de sensibilidad utilizando registros de campo eléctrico

A continuación se muestran los resultados de activación de alarma por criterios basados en umbral de campo eléctrico y variaciones rápidas de campo eléctrico (derivada) para cada uno de los dos MCE.

A pesar de contar con registros de campo eléctrico en tan solo tres de los ocho eventos de falla, se verificaron los tiempos de predicción Lead - Time, para cada criterio definido. La Figura 5-14 y Figura 5-17 ilustran el comportamiento de esta variable para los MCE 1 y 2. Nótese que para umbrales de campo eléctrico bajos se obtienen tiempos de predicción altos, sin embargo se mantiene casi constante desde los 140 V/m.

Figura 5-14 Lead obtenido para los eventos de falla 6 a 8 en función del umbral de CE

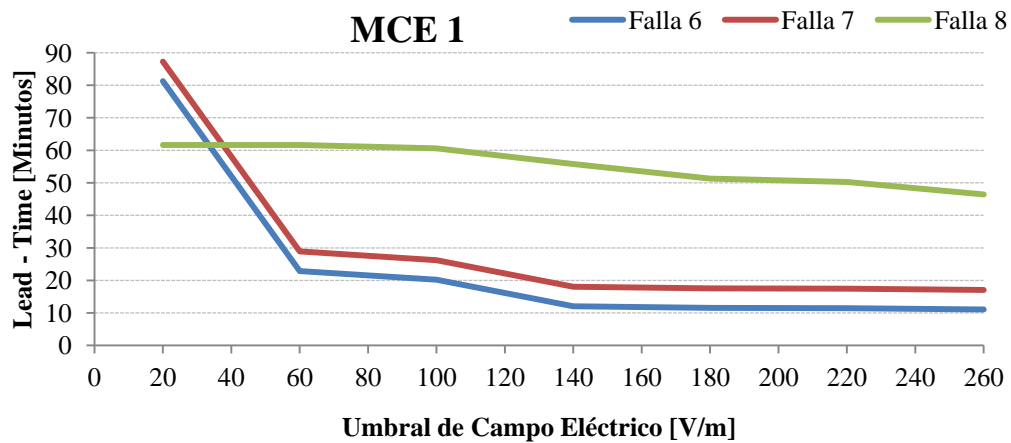


Figura 5-15 Lead obtenido para los eventos de falla 6 a 8 en función de la derivada de CE

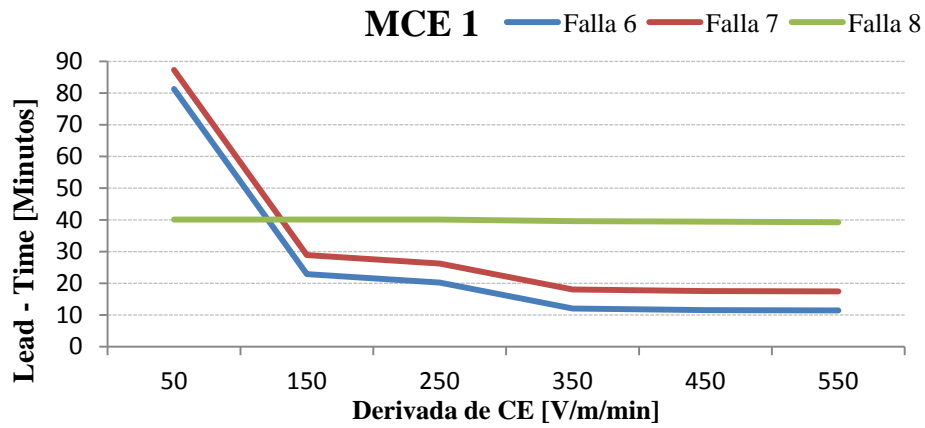


Figura 5-16 Lead obtenido para el evento de falla 8 en función del umbral de CE

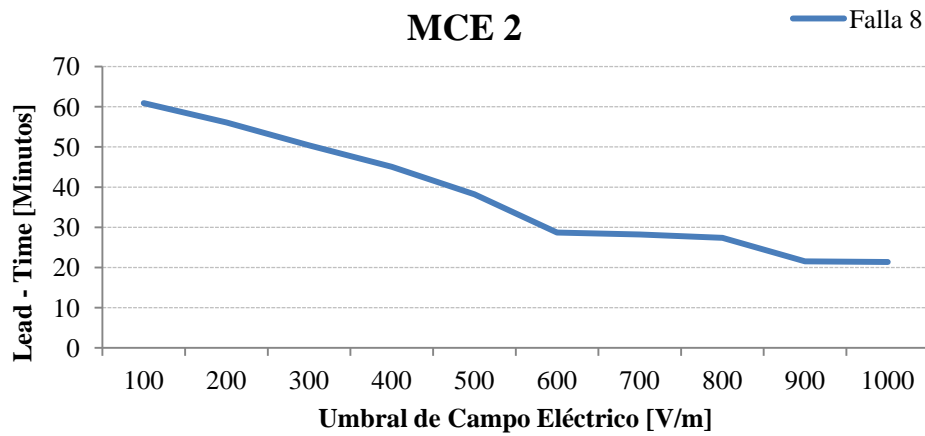
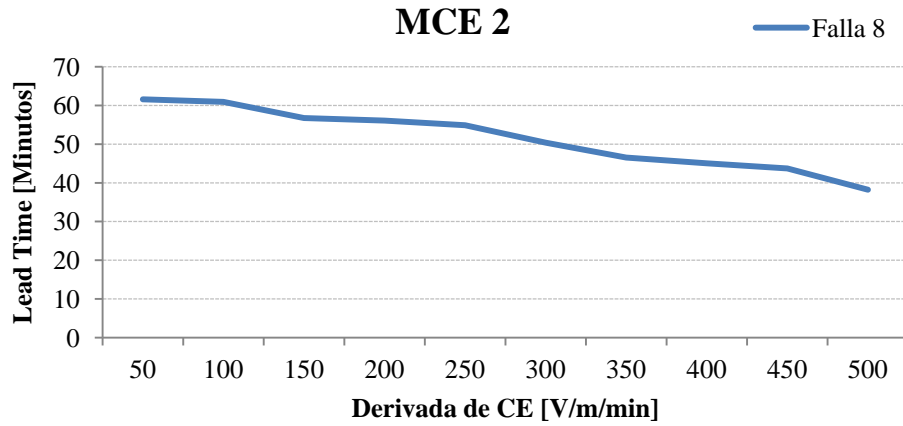


Figura 5-17 Lead obtenido para la falla 8 en función de la derivada de CE



Para el cálculo de los estadísticos POD, FAR, BIAS, la alarma se evaluó como alarma efectiva no solamente cuando lograba pronosticar el rayo que produjo la falla, sino también, cualquier rayo que impactó dentro del área de interés. Esto debido a que se contaba con registros de campo eléctrico durante 3 de las 8 fallas.

Figura 5-18 Parámetros estadísticos POD y FAR en función del umbral de CE para el MCE 1

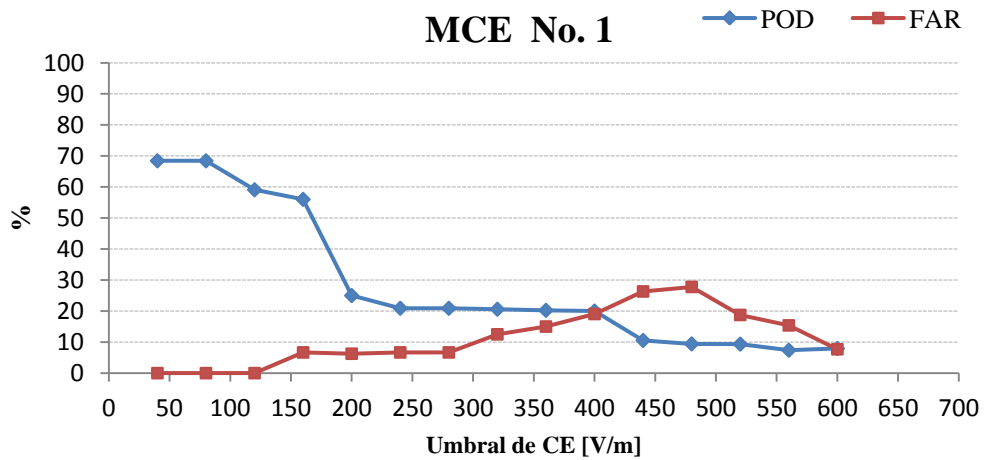
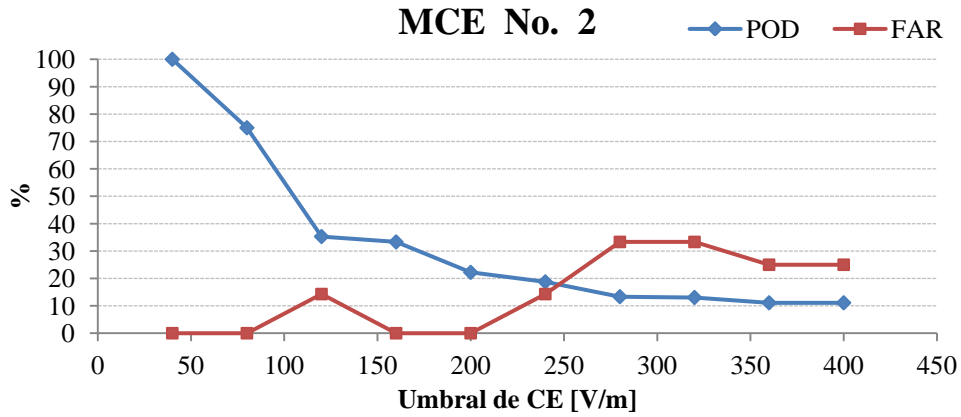


Figura 5-19 Parámetros estadísticos POD y FAR en función del umbral de CE para el MCE 2



5.3 Análisis de sensibilidad combinando registros de campo eléctrico e información de rayos

A continuación se muestran los resultados utilizando el MCE 3 ubicado fuera del sistema de distribución bajo estudio. Este sensor ha sido utilizado para identificar los niveles de POD y FAR que se pueden obtener dentro de la metodología de predicción, teniendo en cuenta que se encuentra localizado cerca a los otros dos MCE, sobre zonas planas.

Figura 5-20 POD y FAR obtenidos en función del umbral de CE

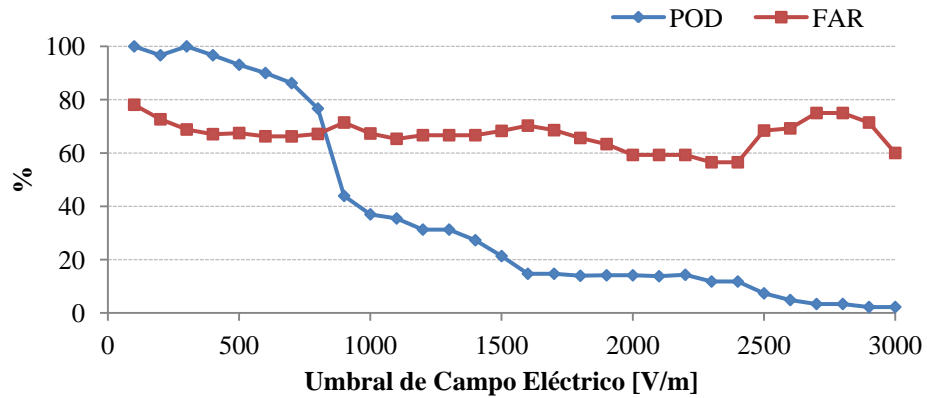


Figura 5-21 Comportamiento de la predicción en función del umbral de CE

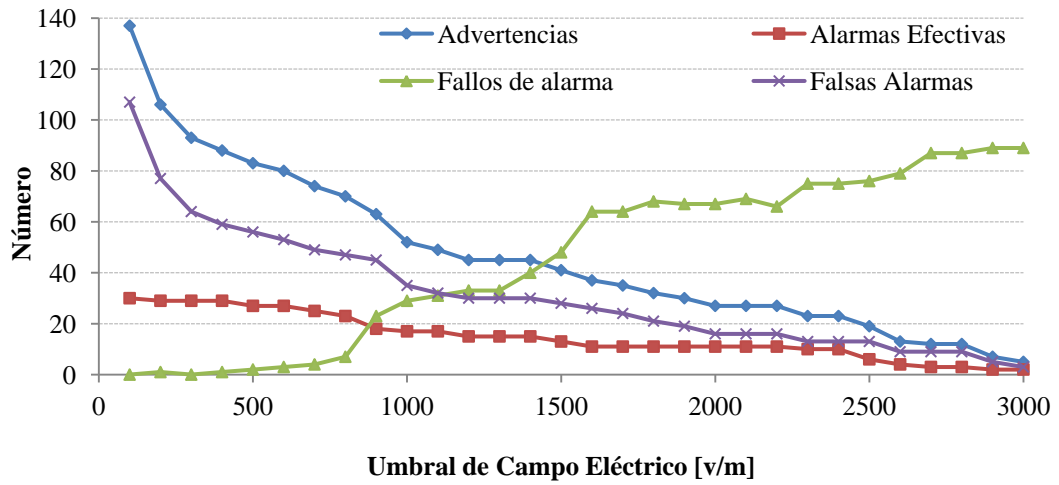


Figura 5-22 Número de rayos que fueron predichos vs fallos aviso

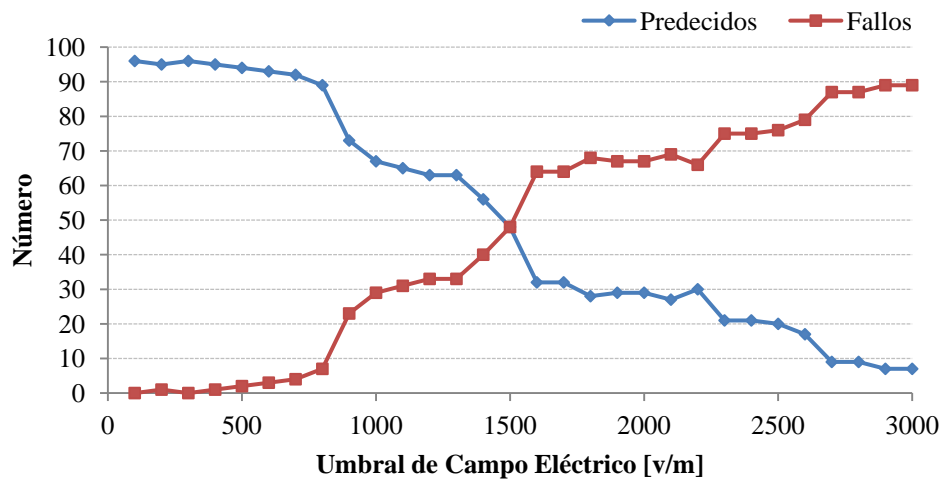


Figura 5-23 Comportamiento de la predicción en función de la derivada de CE

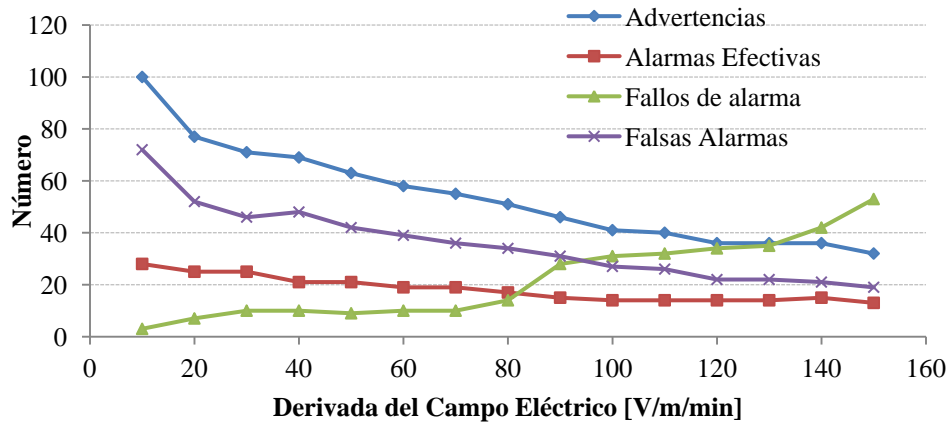


Figura 5-24 POD y FAR generados por la derivada de CE como criterio de activación

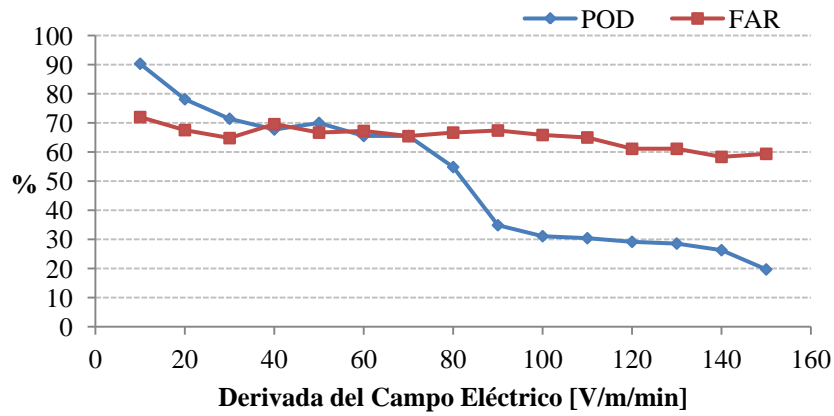


Figura 5-25 Número de rayos pronosticados y fallos de alarma

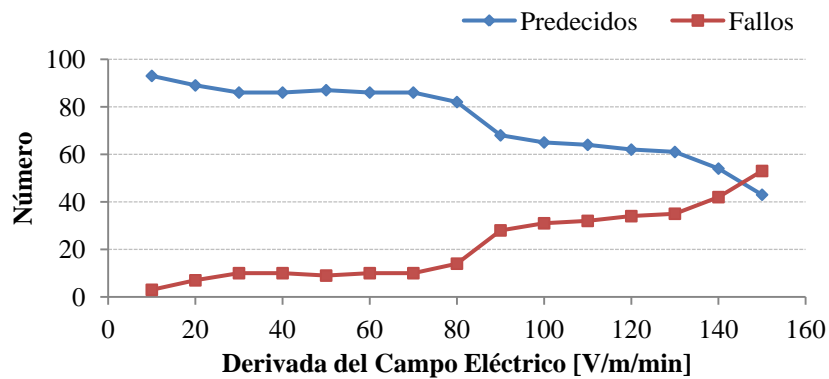


Figura 5-26 Comportamiento de la predicción en función de la tasa de rayos por minuto

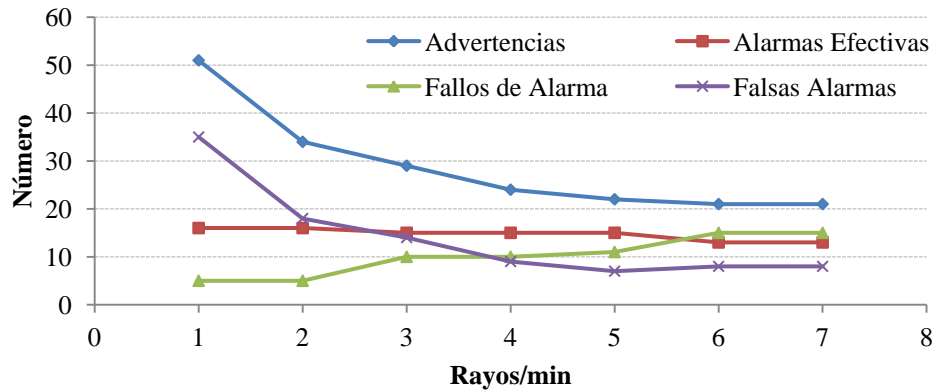


Figura 5-27 Parámetros estadísticos POD y FAR en función de la tasa de rayos por minuto

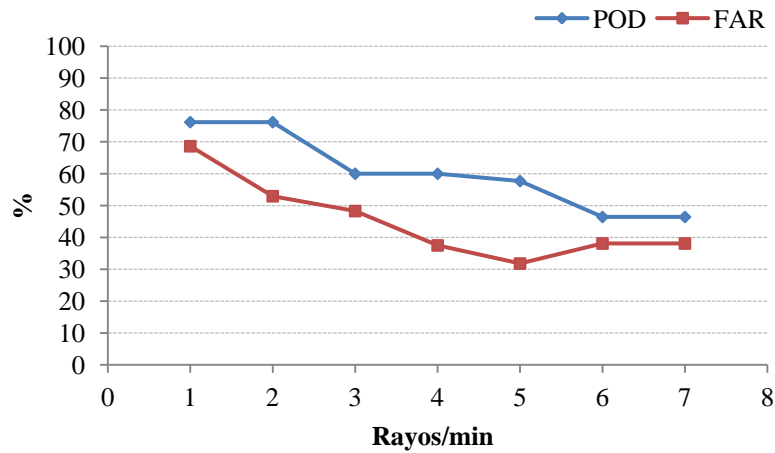
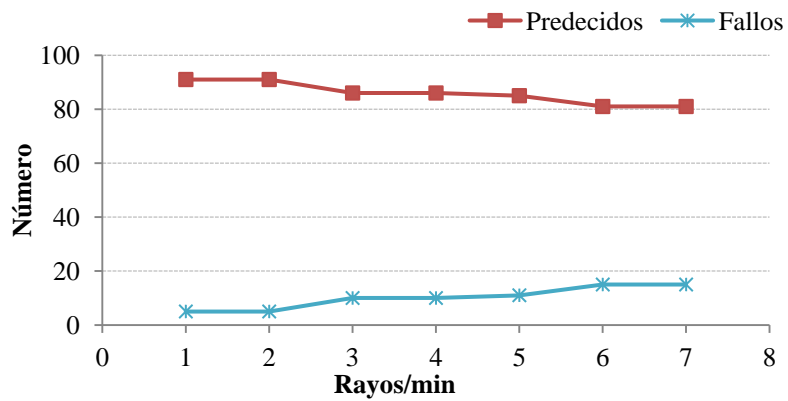


Figura 5-28 Número de rayos que fueron pronosticados y fallos de alarma



A continuación se muestran los resultados del desempeño de la metodología de predicción tomando como criterios: LR=2 rayos/min, MA=20km, y variación de la derivada de campo

eléctrico entre 30 y 100 V/m/min. Estos valores se han tomado, teniendo en cuenta que como criterios independientes arrojaron altos valores de acierto de alarma y relativamente bajas tasas de falsas alarmas.

Figura 5-29 Desempeño de la metodología de predicción en función de la derivada del CE

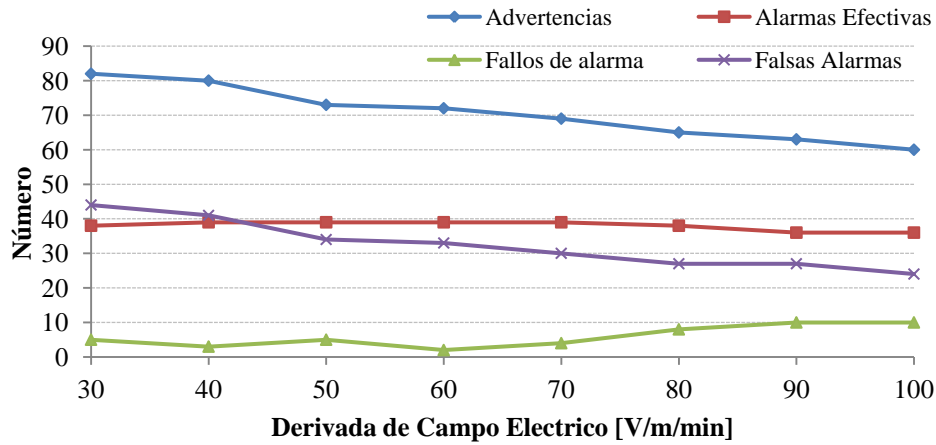
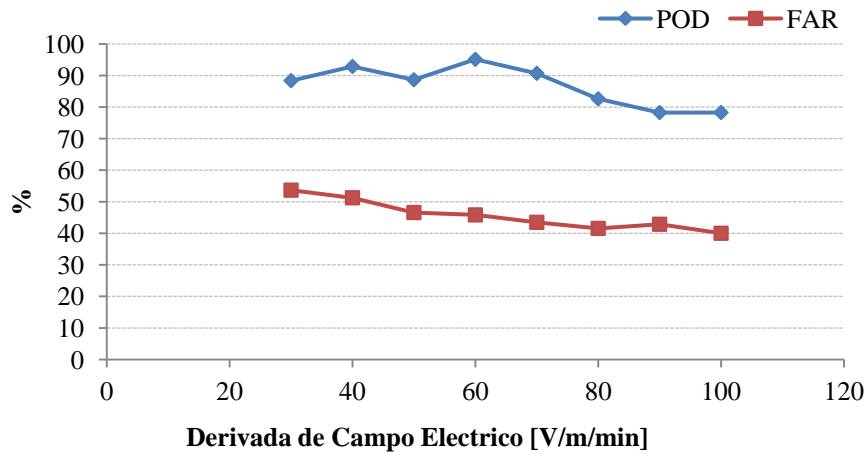


Figura 5-30 Parámetros estadísticos POD y FAR en función de la derivada del CE



6. Discusión de resultados

Para esta discusión de los resultados obtenidos inicialmente se analizan el comportamiento de los parámetros estadísticos para cada criterio. Posteriormente se examinan los tiempos de predicción detallando los obtenidos durante los eventos de falla. Seguidamente se definen los criterios que mejor desempeño tienen para la detección temprana de fallas y finalmente se muestran las características de las tormentas al presentarse la falla y los eventos asociados al rayo – LRE que se presentan previo al instante de falla.

6.1 Análisis de los parámetros estadísticos POD, FAR, BIAS

El desempeño de la metodología de predicción se evalúa determinando la probabilidad del sistema a la detección de descargas atmosféricas que pueden afectar el área a proteger; del mismo modo, la proporción de falsas alarmas que resultan del total de alarmas emitidas es evaluada con el parámetro FAR. La medida de la tendencia a la subpredicción o sobrepredicción es analizada con el parámetro BIAS. Para estos estadísticos se identifican los valores que indican el mejor desempeño de la metodología, buscando el balance óptimo entre POD y FAR que permitan obtener POD altos, con FAR relativamente bajos y finalmente determinar cuáles criterios producen dichos valores.

6.1.1 Criterios basados en la tasa de rayos por minuto

El comportamiento de los parámetros estadísticos POD, FAR, BIAS, en general, tienen variaciones claras en función de los criterios adoptados.

El POD alcanza valores máximos de hasta 95% cuando se define un radio de MA= 25km y LR=1 Rayo/min. Para este caso su respectivo FAR fue de 71% el cual tuvo una tendencia a la sobrepredicción de BIAS = 3,3 (Figura 5-1). Se activaron 332 alarmas de las cuales 95 fueron aciertos, 237 falsas alarmas y se obtuvieron 5 fallos de aviso. El área de radio 25 km, se evidencia que tiende a ser relativamente grande para realizar predicciones dentro de un área de radio 5 km, toda vez que resulta una alta tasa de falsas alarmas; sin embargo, tiene la capacidad de detectar rayos a gran distancia los cuales permiten emitir alarmas y dar mayores tiempo de predicción.

A medida que se incrementa la tasa de rayos por minuto, el POD y FAR tienden a reducirse, en proporción a la reducción de alarmas emitidas. Por otro lado los valores más altos de POD se obtienen al definir una tasa de rayos por minuto=1. En forma contraria, cuando se tienen tasas de 5 rayos/min, ambos valores se reducen.

El valor mínimo de FAR se encontró con la definición de los criterios de MA=10 km y LR=5, para este caso fue de 24% (Figura 5-2). Sin embargo, su POD asociado fue de 46%. Debido a la reducida área de advertencia (MA) tomada, el número de alarmas emitidas fue 98, valor relativamente pequeño. Así mismo, se obtuvieron 74 aciertos de aviso, 24 falsas alarmas y 87 fallos lo que redujo considerablemente su capacidad de detección temprana. En este caso, los criterios tienen una tendencia a la subpredicción, cuyo valor es de BIAS=0,6 (Figura 5-3).

La combinación de criterios que generan un valor de BIAS cercano a 1 son: radio de MA=20 km y LR=5 Rayos/min, un radio de MA=15km y LR=3 rayos/min, con 0,99 y 0,95, respectivamente. En estos casos se presentan POD=60% y FAR =39%.

Los criterios que mejor combinan un POD alto con un FAR bajo, se describen a continuación:

Tabla 6-1: Criterios con los indicadores de mejor desempeño basados en LR

| Radio MA [km] | LR [rayos/min] | POD [%] | FAR [%] | BIAS |
|---------------|----------------|---------|---------|------|
| 10 | 2 | 54 | 25 | 0,7 |
| 15 | 1 | 81 | 57 | 1,9 |
| 20 | 2 | 81 | 57 | 1,9 |
| 25 | 1 | 95 | 71 | 3,3 |
| 30 | 1 | 94 | 74 | 3,7 |

Al comparar el número de aciertos con el de fallos, en casi todos los criterios se presenta un mayor número de alarmas efectivas, tan solo en la combinación de criterios donde el radio de MA=10 km y $LR > 3$, se presenta un número fallos de aviso superior al de alarmas efectivas. Para radios de MA=30 km, se presenta un número de alarmas efectivas mucho mayor a los fallos de aviso.

La Tabla 5-1 muestra el instante en el cual se registra el primer rayo en AOC, el LR máximo identificado previo al instante de falla, el instante en el cual se presenta la falla y el tiempo que transcurre entre el primer rayo detectado en AOC y el instante de falla. En todos los casos el LR máximo es superior a 9 rayos/min, excepto en una de ellas la cual fue de 5 rayos/min y se presenta entre 8 y 18 minutos antes de la falla. El tiempo que transcurre entre el primer rayo que impacta dentro del AOC y el instante de falla varía entre 12 y 110 minutos, teniendo un promedio de 36 minutos.

De los 64 eventos de tormentas eléctricas analizadas (en seis de las cuales se presentaron fallas en el sistema de distribución) en 27 impactaron rayos dentro de un radio de 5 km alrededor del circuito. 15 de estas alcanzaron una tasa de rayos superior a 5, pero tan solo dos superaron los 9 rayos por minuto, dentro de un lapso de tiempo de 17 minutos y 3 horas de duración.

Lo anterior indica que una tormenta con una tasa superior a 9 rayos/min presentada a menos de 5 km del trazado del circuito, tiene una alta probabilidad de producir una falla en el sistema eléctrico.

6.1.2 Criterios basados en registros de campo eléctrico ambiental

Las variaciones instantáneas de CE registradas por el molino de campo eléctrico están relacionadas por la reordenación de cargas dentro de la nube a través de descargas Intra-nubes y Nube-tierra. Tales variaciones se toman como criterio para la activación de alarmas; sin embargo, no en todos los casos resultan en alarmas efectivas, debido a que la red de detección no logra reportar el 100% de los rayos IC o CG (la cual depende de su eficiencia) y así lograr relacionarlas. Esto conlleva a reportar un mayor número de falsas alarmas.

Los parámetros estadísticos resultantes utilizando los datos del MCE1, tuvieron fuertes variaciones en función del umbral de campo eléctrico definido entre 50V/m y 600 V/m. Basados en este criterio, se obtuvieron valores máximos de POD=70%, de la misma manera los valores de FAR

alcanzaron valores de $\approx 30\%$, los cuales se vieron reducidos por el número de alarmas emitidas. Se logra identificar claramente que valores entre 50 y 100 V/m genera mayores POD (Figura 5-18).

El MCE2 presento valores de POD casi constantes entre 10 y 30% para umbrales superiores a 100 V/m. Así mismo, el valor de FAR no superó el 30% (Figura 5-19).

Debido a la marcada variabilidad de los resultados basados en estos dos molinos, se ha analizado un tercer MCE, donde se analizan criterios como umbral de campo y las variaciones rápidas derivada.

El POD es cercano al 80% con umbrales menores a 800 V/m. Existen un rápido descenso en los valores de este estadístico entre los umbrales de 1 a 3 kV/m. La proporción de falsas alarmas tiende a variar levemente entre valores de 80 a 50%, reduciéndose proporcional al nivel del umbral (Figura 5-20).

Los valores de Campo eléctrico medido por el MCE 3 alcanzan a llegar a los 10 kV/m, donde se definieron umbrales desde 100 V/m hasta 3,5 kV/m. Como era de esperarse el número de alarmas emitidas, número de alarmas efectivas y el número de falsas alarmas se reduce en función del umbral seleccionado, por el contrario el número de fallos de aviso aumenta (Figura 5-21).

Del total de rayos CG (96) que impactaron el AOC, se lograron pronosticar 89 cuando se definió un umbral de campo inferior a 800V/m. El número de rayos no pronosticados, es decir, los fallos de aviso se incrementaron en función del aumento del umbral de campo eléctrico. El número de alarmas efectivas es igual a los fallos de aviso para un umbral definido de 1500 V/m (Ver Figura 5-22 y 6.21).

La derivada del campo eléctrico es otro de los criterios de activación de las alarmas. Para esto se identificó previamente el cambio de polaridad de la señal (de positiva a negativa) y se tuvo en cuenta el decrecimiento de la señal de campo con variaciones desde los 10 a 150 V/m/min. Esta consideración se tuvo en cuenta analizando el comportamiento típico de la señal de campo eléctrico medida en presencia de una nube de tormenta, la cual presenta inicialmente valores de polaridad positiva, pero invierte su polaridad al acercarse la nube electrificada.

Para derivadas menores a 50 V/m/min el POD es superior al 70%. El FAR se mantiene entre 66 y 75%. Cuando se toman derivadas superiores a 90V/m/min el POD se reduce drásticamente alcanzando valores entre 20 y 30%. (Figura 5-24).

Tomando en cuenta este criterio el número de alarmas emitidas se reduce en comparación con las activadas por el simple umbral de campo eléctrico. Cuando se toman derivadas superiores a 140V/m/min como criterio de activación, la mayor parte de las alarmas resultan siendo fallos de aviso (Figura 5-25).

Con el objeto de efectuar la predicción basados en la combinación de criterios de LR y de derivada del campo eléctrico, se ha analizado el comportamiento de los estadísticos tomando inicialmente el criterio de la tasa de rayos por minuto (Figura 5-27).

El POD es máximo cuando se definen 1 o 2 rayos/minuto como criterio de activación, llegando a un mínimo para LR= 6 rayos/minuto. El FAR decrece en función del número LR definido, alcanzando un valor máximo de 70% cuando LR=1 rayo/min. Este estadístico decrece hasta un 40%.

La Figura 5-30 muestra los parámetros POD y FAR, los cuales tienen mejor desempeño cuando se efectúa la predicción combinando criterios de campo eléctrico y tasa de rayos por minuto. Para este caso se definieron como criterios LR=2rayos/min, el cual presentaba un buen desempeño de predicción y la derivada de campo eléctrico previa identificación de cambio de polaridad variando entre 30 y 100 V/m/min. Esta combinación de criterios genera POD entre 83 y 96% y FAR inferiores a 52%. El mejor resultado se obtiene cuando se presentan cuando la derivada del campo eléctrico es de 60V/m/min.

6.1.3 Tiempos asociados a la detección temprana (Lead-Time)

La Figura 5-4 muestra que los tiempos de predicción antes de que ocurriera una falla fueron superiores a 10 minutos; sin embargo, en la mayoría de las fallas los criterios por LR generaron tiempos de predicción superiores a 30 minutos, incluso alcanzando valores de hasta 1 hora.

Los tiempos de predicción Lead Time calculados desde la activación de la alarma hasta el instante en el cual impacta el primer rayo dentro del AOC variaron entre los 0,5 y 30 minutos, cuyo promedio fue de 12 minutos; sin embargo, estas primeras descargas no causaron fallas en el sistema de distribución.

Previo a la ocurrencia de las fallas se habían registrado LR superiores a 10 rayos/min, en la mayoría de los casos y normalmente era precedida por un incremento en la tasa de rayos por minuto en los últimos 15 minutos.

La tasa de rayos por minuto previa al instante de falla alcanzaba valores de 10 desde los últimos 15 minutos y hasta 1 hora.

Con las tres fallas que pudieron analizarse basados en criterios de umbral y derivada de CE con el MCE 1, se obtuvieron tiempos de predicción en casi todos los casos levemente inferiores a los encontrados con los criterios de LR. Esto puede deberse a que en todos los casos las tormentas que generaron tales fallas se desplazaron desde el MA hasta el AOC, por esta razón se identificaron primero los LRE con ayuda de la red de detección antes que con las medidas de campo eléctrico. El molino de campo eléctrico, debido a su alcance no alcanza a registrar tormentas producidas a más 15 km.

Para el MCE 3 se obtuvieron valores de Lead Time de 12 minutos en promedio y un máximo de 27 minutos. Cuando se tuvieron en cuenta los criterios de derivada de campo eléctrico con valor de 60V/m/min, el promedio fue de 10 minutos con un máximo de 18 minutos. Para un LR =2 Rayos/min, el Lead Time promedio fue de 13 minutos, con un máximo de 29. Cuando se combinaron los criterios (LR y derivada), se obtuvieron Lead Time de 9 minutos en promedio y un máximo de 29 minutos.

Los anteriores resultados muestran que los criterios basados en LR generan mayores tiempos de predicción, pero si son combinados con criterios de campo eléctrico, los parámetros estadísticos POD y FAR tienden a ser mejores.

Es claro que un LRE que puede causar fallas en el sistema está asociado directamente a la tasa de rayos por minuto y a las variaciones rápidas de campo eléctrico. En ningún caso el primer rayo detectado dentro del AOC produjo fallas en el sistema.

7. Acciones preventivas

El saber qué hacer frente a una contingencia causada por descargas atmosféricas es el complemento final del objeto de implementar SAT en las SG. Si bien, la norma IEC 62793 sugiere algunas mediadas de prevención en función de la etapa de la tormenta que se esté presentando, dependiendo del tipo de predicción, ya sea de varios minutos o de horas, se pueden tomar diferentes acciones preventivas para mitigar el riesgo por rayos.

Las acciones preventivas a ser tomadas deben ser particulares para cada caso, en función de los niveles de riesgo o de la etapa de la tormenta previamente identificados al que están expuestos las personas o los bienes materiales, al tipo de SAT que sea usado, entre otras características; sin embargo, es posible sugerir algunas medidas preventivas en forma general, que pueden ser tomadas en cada situación de riesgo.

La adopción del SAT con ciertos niveles de desempeño de POD y FAR depende del uso que se desee dar. Por ejemplo, cuando se busque proteger personas, el sistema debe tener un POD muy alto, aunque resulte un FAR relativamente alto, toda vez que se busca salvaguardar la vida humana y cualquier suspensión de actividades en aéreas de alto riesgo de lesiones por rayo no genera pérdidas económicas si se compara con la pérdida de una vida humana. Un SAT puede tener niveles de FAR altos siempre que el costo de desplazarse a un lugar seguro sea muy bajo comparado con el costo de daño que podría causar un rayo. P.ej., donde existe concentración de personas el costo de daños es muy alto, en tanto que el hecho de desplazarse a un refugio seguro resulta muy bajo [33].

Para el caso de la industria, cualquier maniobra que requiera cambios en su operación para prevenir daños por condiciones ambientales adversas implica costos extras. En este caso, el desempeño del SAT debe enfocarse en mantener niveles de POD altos y tasa de Falsas alarmas –

FAR relativamente bajas. Estas acciones están encaminadas por un lado, a reducir la tasa de fallas del circuito por efectos del rayo y para reducir los tiempos de reparación de los elementos afectados.

Acciones para reducir las tasas de falla

El mejoramiento de los índices de disponibilidad de los activos con base en planes de mantenimiento centrados en confiabilidad es una estrategia para reducir la tasa de falla de los activos. Así mismo, los planes de modernización de la infraestructura deben ser prioritarios para garantizar la continuidad de operación de los activos.

En la operación de los sistemas de distribución, se dispone de tecnología que permita la operación automática de los sistemas de generación de respaldo. Estos pueden activarse con base en información en tiempo real de potenciales peligros por efectos del rayo de ciertas zonas del circuito, de esta forma realizar transferencias de carga en forma automática o manual cuando sea inminente una falla por este fenómeno. Así mismo, cuando se dispone de suplencias, estas pueden ser conectadas para garantizar la continuidad del servicio. Según información de UPME y CREG cerca del 80% de los circuitos de distribución de nivel 2 y 3 cuentan con suplencias, lo cual permite ejecutar este tipo de operación en la mayoría de los circuitos de este nivel de tensión.

Acciones para reducir el tiempo de reparación

Una de las características de las SG es la posibilidad de tener a disposición diversas fuentes de información; sin embargo, es imperativo el saber interpretarlas para su máximo aprovechamiento.

Es común que la identificación del sitio de falla por descargas atmosféricas en un circuito de distribución es una tarea que lleva tiempo y recursos físicos. No obstante, esta labor puede volverse óptima cuando se cuenta con información en tiempo real de la actividad de rayos que impactaron el circuito y su ubicación aproximada; de esta manera la localización de fallas resulta más fácil.

La información de la actividad de rayos en tiempo real puede ser de gran importancia para un operador de red, toda vez que puede informarse sobre que regiones de su sistema de distribución están más propensas a fallar, de esta manera puede tomar acciones de restauración del servicio con

anticipación si se llegase a presentar una indisponibilidad. Así mismo, pueden identificar las zonas de mayor incidencia de rayos y realizar mejoras en los sistemas de protección convencionales.

8. Conclusiones y trabajos futuros

Conclusiones

- El principal aporte de esta tesis es la aplicación de una innovación tecnológica desarrollada en Colombia y particularmente en la universidad Nacional de Colombia a un caso real basado en: dos sistemas de seguimiento y predicción e información de un sistema de distribución.
- La evolución de los sistemas eléctricos a llevado a definir un nuevo concepto de red eléctrica: Smart Grids, cuyo objetivo es el de integrar en forma inteligente las acciones de todos los actores que intervienen desde la generación hasta el usuario final, con el fin de conseguir un suministro económico, seguro y sostenible. Dentro de la amplia gama de temáticas de las SG, hay una posibilidad de generar opciones de mejoras importantes en la confiabilidad de las redes de energía integrando sistemas de información meteorológicas, y particularmente Sistemas de Alerta de Tormentas. Esta tesis abre la puerta para analizar el desempeño de la implementación de estas opciones técnicas y tecnológicas.
- Los sistemas de información juegan un papel muy importante en el grado de automatización de las Smart Grids. Mientras mayor sea el número de estos sistemas que se logren integrar dentro de la operación de una red eléctrica, mayores serán las soluciones técnicas que pueden ejecutarse para mantener altos índices de confiabilidad.
- La integración de sistemas de información que proveen datos acerca del estado del tiempo y que pueden operar dentro de los sistemas de monitoreo y control de los centros de generación, transporte y distribución de la energía eléctrica son una herramienta de gran utilidad que permite la gestión de la operación y mantenimiento orientada a la “prevención” basada en la “predicción”.

- La integración de los Sistemas de Alerta de Tormentas Eléctricas en las SG permiten que la operación del sistema de protección funcione en forma activa, en función de la detección temprana de actividad de rayos, tomando en forma dinámica las medidas de prevención.
- Después de varios años de investigación, en Colombia existe la tecnología para la predicción de actividad de rayos, basados en redes de localización de rayos y equipos de monitoreo de tormentas eléctricas. Así mismo, aprovechando el creciente desarrollo de las SG en Colombia, resulta una buena oportunidad integrar este tipo de información meteorológica en las SG.
- El buen desempeño de un Sistema de Alerta de Tormenta depende de su eficiencia en la predicción del riesgo por efectos del rayo. Para obtener un alto grado de desempeño, se requiere de la caracterización de las tormentas eléctricas sobre las zonas de interés, teniendo en cuenta que tal fenómeno natural presenta variaciones en forma espacial y temporal.
- El análisis de predicción efectuado se orientó en dos objetivos: uno de ellos enfocado a la detección temprana de fallas y el otro para predecir la ocurrencia de actividad de rayos dentro del área de interés (AOC) basados en observaciones de eventos que ocurrieron en el área de monitoreo o de medidas de campo electrostático. Al usar un LRE enfocado a la detección temprana de fallas, se obtiene un sistema mucho más efectivo. En este caso todas las fallas pudieron ser predichas.
- Con los criterios de predicción analizados se lograron predecir la ocurrencia de fallas entre 10 y 50 minutos con anticipación.
- Las fallas que se presentaron por efectos de la actividad de rayos, se registraron entre 10 y 50 minutos posterior a la ocurrencia de actividad de rayos dentro de un área de radio = 30 km, y la intensidad de la tormenta eléctrica superaba los 9 rayos/minuto.
- De todos los eventos de tormenta registrados 8 presentaron más de 9 rayos/minuto dentro de una distancia de 5 km del circuito y 6 de ellos produjeron fallas.

- Se evidenció que previo a los eventos de falla se registraron rayos a menos de 5 km del circuito (radio tomado como área de interés o área a proteger) con intensidades superiores a 9 rayos/min, sin embargo, el Lead – Time osciló entre 12 y 60 minutos, tomando en cuenta un LRE en AOC de 1 rayo/min.
- Los tiempos Lead – Time calculados desde la activación de la alarma hasta el instante en el cual impacta el primer rayo dentro del AOC variaron entre los 0,5 y 30 minutos, cuyo promedio fue de 12 minutos; sin embargo, estas primeras descargas en ningún caso causaron fallas en el sistema de distribución.
- La combinación de criterios que generan un valor de BIAS cercano a 1 son: radio de MA=20 km y LR=5 Rayos/min, un radio de MA=15km y LR=3 rayos/min, con 0,99 y 0,95, respectivamente. En estos casos se presentan POD=60% y FAR =39%.
- En términos generales los LRE identificados son criterios que pueden ser tomados en cuenta para la detección temprana de fallas, aunque su desempeño en la predicción del primer rayo que impacta en el AOC no sea aceptable (valores de POD bajos) toda vez que la aplicación del SAT se adopta para predecir cualquier indisponibilidad de los activos causada por el fenómeno del rayo.

Trabajos futuros

- El presente estudio se hizo sobre una red real, en términos generales nueva, con protecciones robustas, apantallamiento y protección contra sobretensiones adecuado. Es necesario evaluar las redes reales que son más antiguas, de mayor longitud, mayor número de componentes, y con inversiones menores.
- Posteriores análisis pueden ser orientados a la integración de SAT en los sistemas de transmisión de energía, de esta manera evaluar el impacto económico generado al operar teniendo en cuenta la información en tiempo real de la actividad de rayos.

- Evaluar el impacto en los indicadores de calidad SAIDI y SAIFI al tener en cuenta los Sistemas de Alerta de Tormentas Eléctricas, y de otras fuentes de información meteorológica.
- Analizar el impacto técnico – económico que puedan generar la implementación de prácticas de mantenimiento centrados en la confiabilidad y la inclusión de nuevas fuentes de información, particularmente de actividad de rayos, teniendo en cuenta que este fenómeno es la principal causante de fallas en los sistemas eléctricos en Colombia.

9. Bibliografía

- [1] V. Rakov and Uman M.A., *Lightning. Physics and effects*. United Kingdom: Cambridge University Press, 2005.
- [2] H. Torres, *El Rayo, Mito, Ciencia y Tecnología*. Bogotá: , 2002.
- [3] Universidad Nacional de Colombia. Codensa S.A. E.S.P. Colciencias, “Mejoramiento de índices de calidad de circuitos de distribución rural de Codensa en zonas de alta actividad eléctrica atmosférica. Informe Final,” Bogotá, 2010.
- [4] D. Aranguren, J. Inampué, H. Torres, M. Salgado, G. Guerrero, and M. Garzón, “Efectos de la actividad de rayos sobre la calidad de la energía en redes de distribución rural,” in *International Symposium on Power Quality - SICEL*, 2011, pp. 1–7.
- [5] E. Perez, “Avances en el modelamiento y experimentación de tensiones inducidas en redes de distribución.,” Universidad Nacional de Colombia - Bogotá, 2006.
- [6] “Resolución CREG 097,” *Comision de regulación de energía y gas*. Comisión de Regulación de Energía y Gas, Bogotá, p. 36, 2008.
- [7] H. Torres and B. Luna, “Las Smart Grids no son inteligentes,” *Revista innovación y ciencia. Vol XX. No. 2*, Bogotá, pp. 1 – 5, 2013.
- [8] C. Younes, “Evaluación de parámetros del rayo con mediciones terrestres y satelitales para Colombia - Tesis de Maestría,” Universidad Nacional de Colombia, 2002.
- [9] D. Aranguren, “Estudio de las tormentas eléctricas a través del campo eléctrico ambiental. Tesis de Maestría,” Universidad Nacional de Colombia - Sede Bogotá, 2006.
- [10] D. Aranguren, “Desempeño de sensores de campo electrostático en sistemas de alerta de tormentas. Tesis de Doctorado,” Universidad Nacional de Colombia, 2011.
- [11] J. Lopez, “Metodología para predicción de tormentas eléctricas a partir de mediciones de campo electrostático ambiental y sistemas de localización de rayos en zona montañosa,” Universidad Nacional de Colombia - Manizales, 2011.
- [12] R. Hernandez, C. Fernandez, and M. del P. Baptista, *Metodología de la investigación*, 5th ed. Mexico D.F.: , 2010, pp. 4 –83.
- [13] T. P. Hughes, *Networks of Power: Electrification in Western Society, 1880-1930*. 1993, pp. 18 – 25.

- [14] Lee Willis H., *Power Distribution Planning Reference*, 2nd ed. CRC Press, 2004, pp. 33 – 36.
- [15] L. Tolberth, L. Degenhardt, and J. Cleveland, “Reliability of Lightning - Resistant Overhead Lines,” *IEEE Industry Applications Magazine*, pp. 17 – 21, 1997.
- [16] O. Murillo, “Determinacion de la relacion entre descargas atmosféricas y perturbaciones de corta duración (sags y sobretensiones),” Universidad Nacional de Colombia, 2012.
- [17] “CREG - 069 Indicadores de calidad para la continuidad en la prestación del servicio de energía eléctrica en sistemas de transmisión regional y/o distribución local,” Bogotá D.C., 2004.
- [18] “Casos de muertes y lesiones ocasionadas por las descargas eléctricas en Colombia.,” www.scite.unal.edu.co, 2011. .
- [19] National Research Council, “Terrorism and the Electric Power Delivery System,” Washington D.C., 2012.
- [20] R. HIGGINS, L and D. J. Wikoff, *Maintenance Engineering Handbook*, 7ma. ed. 2008.
- [21] T. Chong, “Research and application of active lightning protection technology,” in *20th International Lightning Detection Conference*, 2008, pp. 1–12.
- [22] C. S. Holling, “Resilience of Ecological Systems,” *Annual review of ecology and systematics*, pp. 1 – 4, 1973.
- [23] L. Gunderson, “Ecological Resilience In Theory and Application,” *Annual Review of Ecology and Systematics*, vol. 31, pp. 425–439, 2000.
- [24] A. Zolli and A. M. Healy, *Resiliencia: Por qué las cosas vuelven a su lugar*. 2012, pp. 17 – 20.
- [25] “Smart Grids Strategic Research Agenda (SRA) for RD&D needs towards 2035. Smart grids SRA 2035 - Strategic Research agenda for Europe’s Electricity Network of the Future,” 2012.
- [26] “Smart Grid Leadership Report: Global Smart Grid Implementation Assessment,” Palo Alto - California - USA, 2010.
- [27] “Marco Estratégico y Propuesta Proyecto Nacional de Redes Inteligentes en Colombia,” p. 36, 2011.
- [28] “IEEE 2030 Guide for Smart Grid Interoperability of Energy Technology and Information Technology Operation with the Electric Power System (EPS), and End-Use Applications and Loads,” *IEEE Standard*, 2011.

-
- [29] IEEE, “Smart Grid Conceptual Model,” <http://smartgrid.ieee.org/ieee-smart-grid/smart-grid-conceptual-model>, 2013. .
- [30] H. Torres, *Protección contra rayos*, 2nd ed. Bogotá: , 2010, pp. 35–41.
- [31] D. T. Mc. Gorman and W. D. Rust, *The nature of electrical Storm*. New York: Oxford University Press, 1998.
- [32] Geophysics study committee, *The earth’s electrical environment*. Washington D.C.: National Academy Press, 1986, p. 289.
- [33] V. Cooray, *Lightning Protection*, vol. 20, no. 2. London: The Institution of Engineering and Technology, 2010, pp. 859 – 925.
- [34] D. Aranguren, J. Inampué, J. López, H. Torres, A. Tibaduiza, F. Casas, and H. Betz, “Colombian Total Lightning Detection System and early detection of failure risk power systems,” 2013.
- [35] H. Torres, “Variation of Lightning Parameter Magnitudes within Space and Time,” in *24 International Conference on Lightning Protection - ICLP*, 1998.
- [36] R. L. Holle, R. E. Lopez, and C. Zimmerman, “Updated Recommendations for Lightning Safety,” *Bulletin of the American Meteorological Society*, pp. 1–7, 1998.
- [37] National Lightning Safety Institute NLSI, “http://www.lightningsafety.com/nlsi_pls/hazardwarning.html.” .
- [38] ICONTEC, “NTC 4552 Norma Técnica Colombiana, Protección Contra rayos. Partes 1,2,3 y 4.” ICONTEC, Bogotá, 2004.
- [39] IEC 62305-1, “Protection against lightning - Part 1, 2, 3, 4 and 5.” 2003.
- [40] I. 62793, *IEC 62793 Protection against lightning - Thunderstorm warning systems*, 1st ed., no. 81. IEC- International Electrotechnical Commission, 2013, pp. 1–39.
- [41] EN50536, *Protection against lightning - Thunderstorm warning systems*. European Committee for Electrotechnical Standardization, 2011.
- [42] R. Bernstein, R. Samm, K. Cummins, R. Pyle, and J. Tuel, “Lightning detection network averts damage and speeds restoration,” *Computer Applications in Power, IEEE*, vol. 9, no. 2, pp. 12 – 17, 1996.
- [43] K. L. Cummins and M. J. Murphy, “An Overview of Lightning Locating Systems: History, Techniques, and Data Uses, With an In-Depth Look at the U.S. NLDN,” *Electromagnetic Compatibility, IEEE Transactions on*, vol. 51, no. 3, pp. 499 – 518, 2009.

- [44] K. Cummins, "The U.S. National Lightning Detection Network and Applications of Cloud-to-Ground Lightning Data by Electric Power Utilities," *IEEE trans on electromagnetic compatibility*, vol. 40, 1998.
- [45] K. L. Cummins, "Lightning information for use in power systems analysis: how much more do we need to know?," *IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exhibition*, vol. 1, pp. 529–533, 2002.
- [46] T. Chong, "Application of lightning detection in intelligent electric power distribution network," in *21 st International Lightning Detection Conference - ICLP*, 2010, p. 6.
- [47] *Innovación Tecnológica en Predicción de Tormentas Eléctricas. Informe Final*. Bogotá: Universidad Nacional de Colombia, 2010.
- [48] *Red colombiana de información de tormentas. Fase I: Sistema Piloto Bogotá, Medellín y Manizales. Informe Final*. Universidad Nacional de Colombia, 2007.
- [49] R. A. Houze, *Cloud Dynamics*. Academic Press, Inc., 1983.
- [50] K. L. Cummins and M. Murphy, "An Overview of Lightning Locating Systems History, Techniques and Data Uses With an In-Depth Look at the U.S. NLDN," *IEEE trans on electromagnetic compatibility*, vol. 51, no. 3, 2009.
- [51] H. Höller, V. Meyer, K. Schmidt, and H. D. Betz, "Lightning Measurements and its Application for Severe Storm Detection and Nowcasting," in *IV HyMeX Workshop*, 2010.
- [52] H. D. Betz, U. Schumann, and P. Laroche, *Lightning: Principles, Instruments and Applications*, 1st ed. Springer, 2009, p. 641.
- [53] E. A. Jacobson and E. P. Krider, "Electrostatic field changes produced by florida lightning," *Journal of the Atmospheric Sciences*, vol. 33, pp. 103–117, 1976.
- [54] L. M. Maier and E. P. Krider, "The charges that are deposited by cloud-to-ground lightning in florida," *Journal of Geophysical Research*, vol. 91, pp. 13271–13289, 1986.
- [55] ACRP, *Report 8 Lightning-Warning Systems for Use by Airports*. Airport Cooperative Research Program, Federal Aviation Administration, 2008.
- [56] M. J. Murphy and N. W. S. Demetriades, "The role of total lightning in thunderstorm nowcasting," *International Lightning Detection Conference*, 2006.
- [57] L. Kenneth, E. Cummins, P. Krider, and M. Malone, "The U.S. National Lightning Detection Network and applications of cloud to ground lightning data by electric power utilities." *IEEE Transaction on Electromagnetic Compatibility*, Vol 40 No. 4, p. 16, 1998.
- [58] S. M. Steiger, "Thunderstorm lightning and radar characteristics insights on electrification and severe weather forecasting," Texas A & M University, 2005.

- [59] J. Lopez, “Metodología para predicción de tormentas Eléctricas a partir de mediciones de campo Electrostático ambiental y sistemas de localización De rayos en zona montañosa,” Universidad Nacional de Colombia - Sede Manizales, 2011.
- [60] H. Anderson, “Characteristics of Decaying Storm During Lightning Cessation At Kennedy Space Center And Cape Canavveral Air Force Station,” The Florida State University, 2010.

A. Anexo: Artículos de Investigación publicados

Parte de los resultados de esta tesis se publicaron en dos artículos de investigación en eventos internacionales.

- D. Aranguren, J. Inampué, J. López, H. Torres, A. Tibaduiza, F. Casas, and H. Betz, “Colombian Total Lightning Detection System and early detection of failure risk power systems,” 2013. Simposio Internacional sobre Calidad de la Energía Eléctrica – SICEL 2013.
- A. Aranguren, J. Inampué, J. Lopez, H. Torres, and H. Betz, “Electrostatic Field and Lightning Detection applied to Thunderstorms Nowcasting in Colombia,” in *XII International Symposium on Lightning Protection - XII SIPDA*, 2013.

Colombian Total Lightning Detection Network and early detection of failure risks for power systems

D. Aranguren, J. Inampué, J. López, A. Tibaduiza, F. Casas, H. Torres, H. Betz

Abstract— This paper presents the deployment of a new total lightning detection network in Colombia. Historic data from 2011 to 2012 are used to reevaluate the lightning parameters such as ground flash density, multiplicity, polarity and others. Lightning detections from LINET are used to develop real time warnings and the opportune detection of failure risks for power lines.

Index Terms—Thunderstorm nowcasting, severe weather recognition, total lightning detection, failure risk.

I. INTRODUCTION

AS has been reported by several studies [1-7], the lightning phenomenon has its maximum recurrence in tropical regions and its physical parameters present variations compared with those typically observed in other regions of the world. One of the most lightning active zones worldwide is the region that connects the Magdalena River Valley in Colombia with the Catatumbo in Venezuela [8], besides the geographical location, the big mountains in this region originates very lightning dense locations, which are within the highest Ground Flash Densities reported. Some figures show that between 60 and 70% of the failures in the Colombian Power Transmission System are caused by lightning and more than 10000 power distribution transformers are destroyed every year; in addition, it is believed that lightning is one of the most important causes of power quality disturbances, in particular Sags [9]. This paper presents the implementation of the first Total Lightning Detection Network in Colombia based on LINET systems [10] and its application on the power quality improvement, mainly for power distribution lines.

D. Aranguren is scientific director of Keraunos S.A.S. He is also with the Research Group PAAS, National University of Colombia, Bogotá, Colombia (e-mail: daranguren@keraunos.co).

J. Inampues is with Keraunos S.A.S. He is also part of the Research Group PAAS, National University of Colombia, Bogotá, Colombia (e-mail: juan.inampues@keraunos.co).

J. Lopez is with Keraunos S.A.S. He is also part of the Research Group PAAS, National University of Colombia, Bogotá, Colombia (e-mail: jalopez@keraunos.co).

A. Tibaduiza is with Keraunos S.A.S, Bogotá, Colombia (e-mail: manueltibaduiza@keraunos.co).

F. Casas is with Seguridad Electrica S.A.S, Bogotá, Colombia (e-mail: gerencia@seguridadelectricaltda.com).

H. Torres is with the Electrical Engineering Department, National University of Colombia, Bogotá, Colombia (e-mail: htorress@unal.edu.co).

H. Betz is chief representative of nowcast GmbH, Munich, Germany (e-mail: Hans-Dieter.Betz@nowcast.de).

From the viewpoint of power systems design and protection, the variation in time and space of lightning parameters that measure the incidence (e.g. ground flash density, multiplicity) and intensity (e.g. return stroke peak current, polarity) makes that international standards cannot be directly applied in tropical countries such as Colombia. Some standards as IEEE1410 [13] have added some modifications for giving special considerations for tropical zone, however more historic data are required.

On the basis of the Smart Grids concept, the real time information about one of the most recurrent causes of power quality disturbances, the lightning, allows developing smart strategies for significantly reducing the unavailability of power distribution systems. Some examples about the opportune prediction of the failure risk caused by lightning for real power distribution systems in Colombia are shown.

II. VLF/LF LIGHTNING DETECTION SYSTEM LINET

Betz et al [11] presented in 2004 a new VLF/LF (very low frequency/low frequency) lightning detection technique named LINET. The location procedure is based on the known Time Of Arrival (TOA) method, however the improved algorithm is able to provide not only information of the horizontal (latitude, longitude) position of the observed lightning events but also of its vertical position. As described by [12], LINET is sensible to VLF/LF signals from several processes involved on intracloud - IC and cloud to ground - CG events, which present strong currents flowing in relative long channels. For CG strokes (or VLF/LF events) the emissions are supposed to be arisen from the ground strike point. For IC strokes, the VLF/LF channel source points are not precisely defined, however it is expected those are due to vertical channel components. IC and CG strokes can be discriminated when the used baselines between sensors are shorter than about 250 km. Depending on the number of sensors, the baselines and the internal detection thresholds; it is possible to detect very weak strokes down to about 2 kA; due to the limited number of sensors available up to date this goal is reached only in parts of the network.

III. LINET LIGHTNING DETECTION NETWORK IN COLOMBIA

Ten VLF/LF magnetic field antennas were installed between late 2011 and early 2012, covering more than 80% of the Colombian territory with high detection efficiency and location accuracy. Fig. 1 shows the magnetic loops antenna, GPS and processing units that compose each station. Fig. 2 shows the current total lightning detection network operative in Colombia composed by sensors located at the cities: Bogotá, Tunja, Ibagué, Barrancabermeja, Medellín, Cúcuta, Campo Rubiales, Montería, Barranquilla and Pasto.

Both cloud-to-ground CG and intra-cloud IC flashes are detected, with a reliable discrimination based on the Time of Arrival – TOA technique with a modification for obtaining 3D solutions [10]. In addition, weak strokes with peak currents below 10 kA are also identified which represents a high improvement in the detection efficiency. Inside the blue region in Fig. 2 the cloud-to-ground strokes with currents of about 4 kA or higher are reliably detected and in the orange region a detection is reached for cloud-to-ground strokes of 8 kA or higher. Fig. 3 shows the minimum detectable return stroke peak current in all the country.



Magnetic field and GPS antennas



Local processing unit

Figure 1. Magnetic field antenna, GPS and local processing unit.

The historic lightning detections from September 2011 to December 2012 were used to study and reevaluate the lightning incidence parameters in Colombia. In that period of time the network detected around 12 million flashes.

Next sections present a general characterization of the most important lightning parameters used for engineering applications such as the Ground Flash Density – GFD, Return Stroke Peak Current – I , Multiplicity - M and Polarity - P . In addition, the monthly and hourly lightning incidence and the topographical dependence of the GFD are also given.

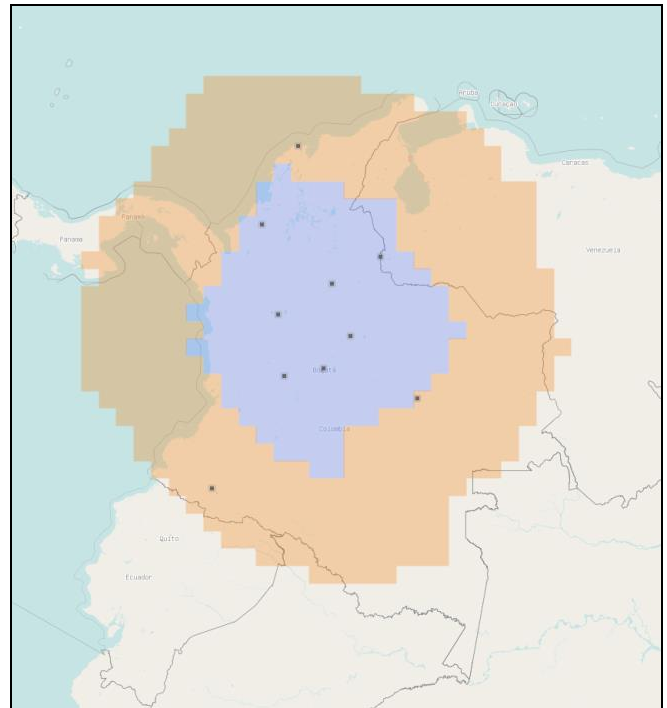


Figure 2. Colombian total lightning detection network composed by 10 LINET stations.

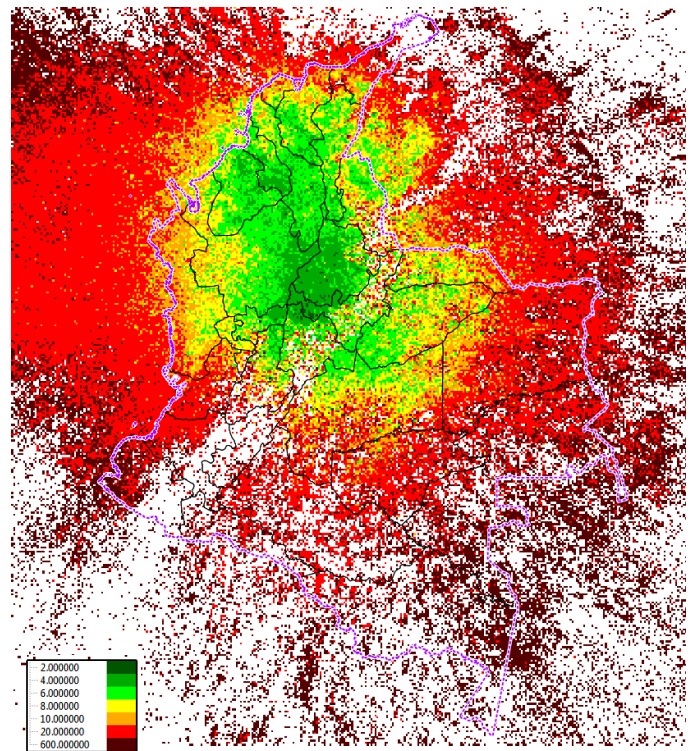


Figure 3. Minimum detectable return stroke peak current given in kA.

IV. ANALYSIS OF HISTORIC DATA

A. Ground Flash Density - GFD

Figure 4 presents an updated Ground Flash Density - GFD map for 2012. GFD was computed using areas of 3x3 km. The most lightning active areas are located across the Magdalena River valley, in between the Central and Eastern Andean Mountains, and in the Catatumbo (Venezuela); the most lightning active zones in the country are almost the same found in previous studies [6-9], however, the GFD values for 2012 present a substantial increase with places such as Guaranda and Ayapel that report more than 92 cloud-to-

ground flashes/km²/year. According to our knowledge, last values are the highest ever reported by a lightning location system in the tropics.

Map on Fig. 4 also shows a clear dependence of the lightning incidence on the orography of the country. The highest altitude zones of the Central and Eastern Andean Mountains are coincident with very low values of GFD, less than 1 flash/km²/year or 0 in many parts. On the other hand, the highest GFD values are found in foothills. Sections bellow presents this dependence in more detail.

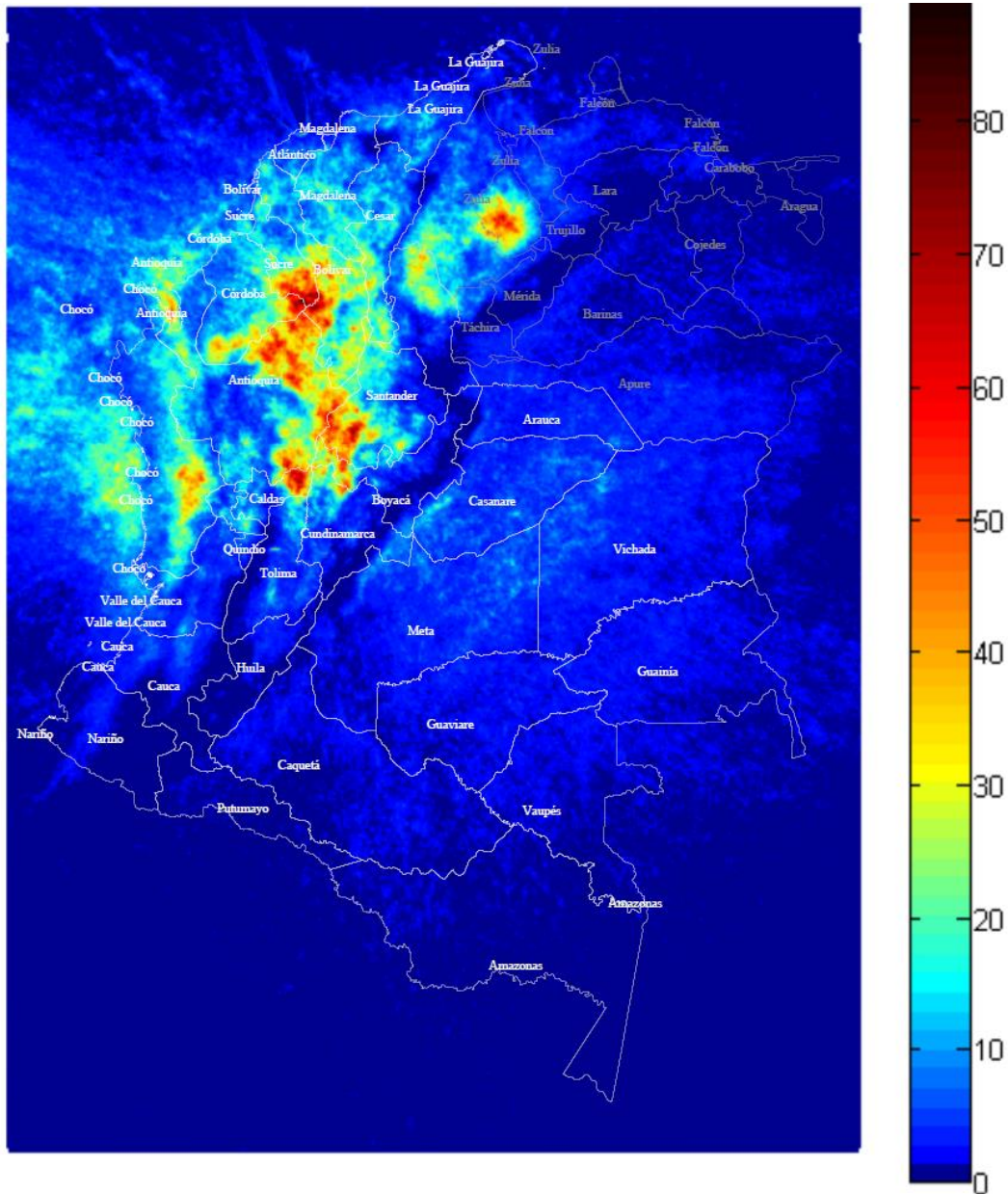


Figure 4. Colombian Ground Falsh Density – GFD (Cloud-to-ground flashes/km²/year) measured in Colombia and West Venezuela during 2012

B. Return Stroke Peak Current

The amplitude of the return stroke current is analyzed by considering two cases: the complete lightning data set with currents from 2 kA onwards due to the demonstrated good data quality for weak strokes, and a selection of CG flashes with 15 kA or higher in order to carry out comparisons with previous studies (e.g. [9, 10]).

Fig 5 gives the average flash peak currents measured during 2012 per month. November, December and January exposed the highest average return stroke peak currents varying from 37 to 41 kA when only CG strokes with currents higher than 15 kA were evaluated. The most lightning active months tend to present lower average return stroke currents of about 30 kA. In the case when the complete database is considered, the maximum average currents vary from 30 to 35 kA and the lowest ones about 17 kA.

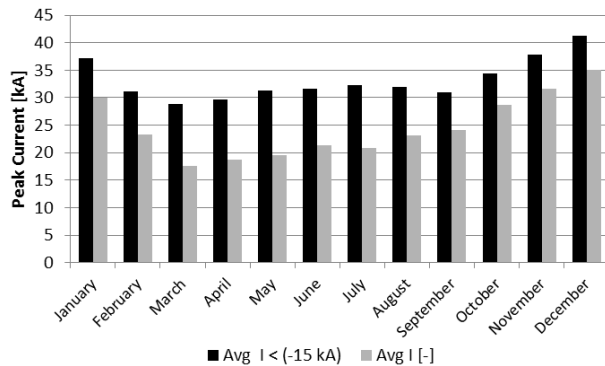


Figure 5. Average return stroke peak currents given by months.

C. Multiplicity

Approximately 66% of total CG flashes have multiplicity equal to 1 and 91% has less than 4. Only 38 flashes had more than 20 subsequent strokes; one flash had a maximum of 35 for 2012. Figure 6 gives the number of flashes as a function of the multiplicity.

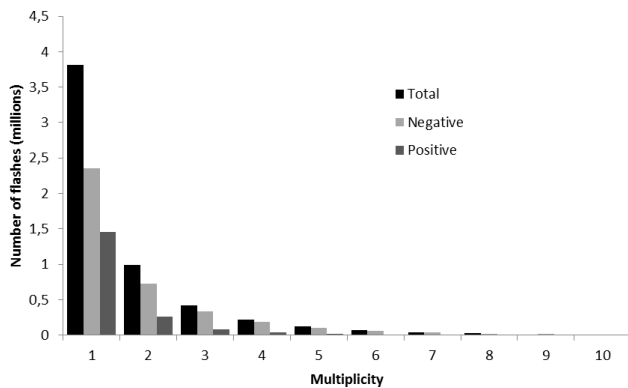


Figure 6. Multiplicity of negative and positive CG flashes in the highest lightning detection efficiency area of the network during 2012.

D. Monthly and hourly variation

Previous studies [1-7] reported that the central region of Colombia presents a bimodal behavior with maximum lightning incidence in April, May, October and November, whereas the north coast has a monomodal tend with maximum lightning incidence in June, July and August. Historic data from 2012 exposes the behavior shown in Figure 7. for all regions in Colombia. During the stormiest months, such as April, May and September, up to 900.000 flashes are detected.

In general more than 70% of all CG flashes detected presented negative currents. Some months such as May and July exposed a little increased incidence of positive flashes with percentages of 38 and 35%, respectively. Some specific locations presented predominant incidence of positive flashes during some months, however these aspects will be addressed in further work.

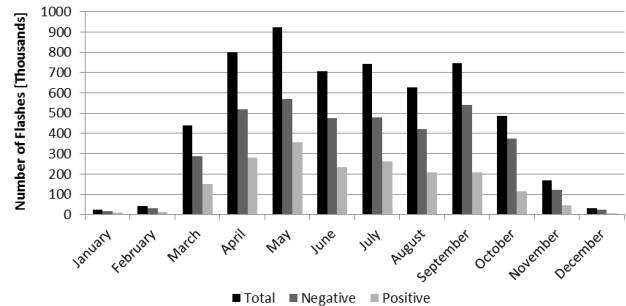


Figure 7. Monthly variation of the number of flashes

Figure 8. gives the number of flashes detected as a function of the hour, in local time. Most of the flashes are detected from 17:00 to 02:00 h. The minimum lightning incidence is observed from 08:00 to 13:00 h. Data also showed that mountainous zones commonly present short-lived storms during the afternoon, whereas the lowlands and large valleys exposes long-lived and widespread storms lasting until dawn.

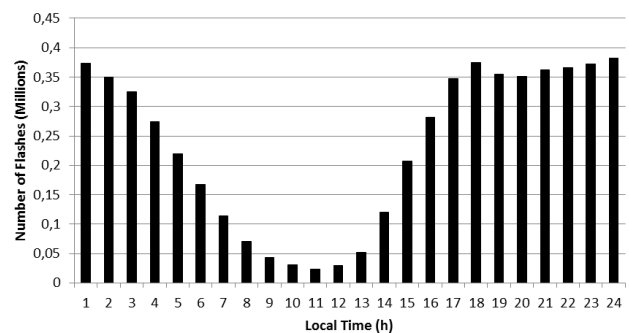


Figure 8. Hourly variation of the number of flashes

E. Dependence on the terrain altitude

In addition, the effects of the topography on lightning incidence were initially studied in the central Colombian mountainous regions with altitudes from 300 to 4300 msl.

Very few examinations are available in the world for the effects of the altitude on the lightning incidence [10, 11] and any investigation has been carried out in a place with such wide range of altitudes. Figure 9 shows the dependence of the GFD on the altitude; the most lightning active zones are located from 500 to 1500 msl and the minimum GFD values are found at altitudes higher than 2500 msl.

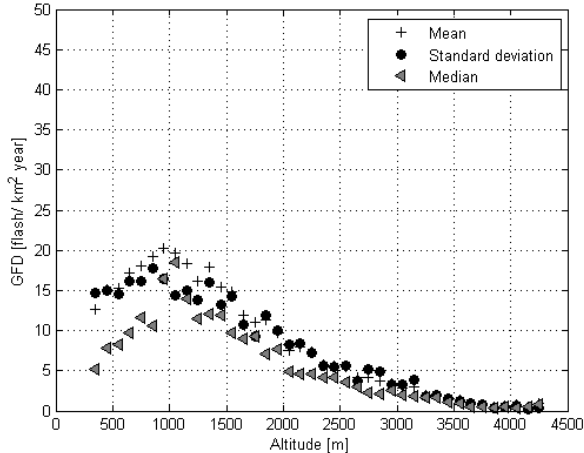


Figure 9. Ground Flash Density – GFD (Cloud-to-ground flashes/km²/year) as a function of the altitude in Colombia.

Historic data also shows a general increase of the GFD values when comparing the 2012 results with those for previous studies from approximately a decade ago. The improvement in the lightning detection technology, with high detection efficiency, is in part the cause; however, based on the analysis of all previous studies with different measurement techniques in Colombia, it is also noted that the lightning activity in the country has really increased during last years.

V. ON THE EARLY IDENTIFICATION OF POWER LINES FAILURE RISKS

As has been discussed by several authors [10-12], the good quality lightning detection represents very valuable information for storm cells identification, recognition of severe weather and thunderstorms nowcasting. Commonly these kinds of data are used for implementing lightning warning systems for people safety; in this case, it was studied how to develop lightning warning method focused on the direct forecast of a failure in a power system.

A real power distribution network, with 90 km approximately and located in the Llanos Orientales of Colombia, was used as experimental system. From June 2011 and July 2012, nine outage episodes caused by lightning were reported. Figure 10. shows the storm episode on 17 October 2011 when a power outage was reported. The studied failure episodes are summarized in Table I.

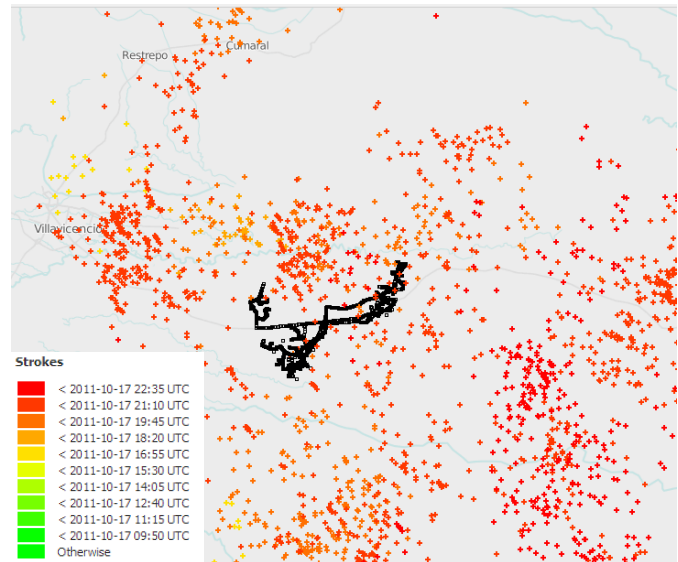


Figure 10. Lightning incidence on the distribution power system during 17 October 2011. Colored dots denote CG and IC lightning locations. The solid black line gives the path of the power distribution network.

Warnings were triggered by using alarm criteria based on the total lightning rates (CG and IC strokes/min). As it was expected, when warnings were triggered with 1 stroke/min, all outages were correctly warned, however 68% of the total alarms were false. The higher stroke rate used the smaller false alarm number; nonetheless, failures to warn (outage without a previous alarm) could also happen with high stroke rates. When 5 strokes/min were used for triggering warnings, 100% of outages were correctly warned and only in 39% of alarms close strokes were detected but there were not outage. Table I gives the warning trigger time, outage time and the dwell time for the nine episodes. Lead times vary from 12 to 49 min with an average value of 32 min.

TABLE I
OUTAGE EVENTS AND WARNING TIMES

| Outage Date | Warning trigger time (local time) | Outage time (local time) | Lead time (min) |
|-------------|--------------------------------------|-----------------------------|--------------------|
| 03/10/2011 | 15:28:07 | 15:54:51 | 27 |
| 12/10/2011 | 15:39:08 | 16:18:29 | 39 |
| 12/10/2011 | 15:39:08 | 16:28:16 | 49 |
| 17/10/2011 | 14:14:14 | 14:51:24 | 37 |
| 08/11/2011 | 20:36:52 | 20:56:11 | 19 |
| 30/11/2011 | 22:38:58 | 23:20:23 | 41 |
| 09/04/2012 | 13:09:33 | 13:21:19 | 12 |
| 09/04/2012 | 13:09:33 | 13:27:20 | 18 |
| 21/05/2012 | 01:19:06 | 02:01:38 | 43 |

As an example, Figure 11. gives the stroke rate measured during the storm episode on 3 October 2011, when a power outage was reported. The storm reached up to 90 strokes per minute in an area 2800 km² (area covered by the power network); at 15:28 the storm reached 5 strokes/min inside the monitored area and the alarm was triggered; at 15:54 the power interruption was detected. From the alarm time to the outage time 27 min passed, enough time to take preventive actions.

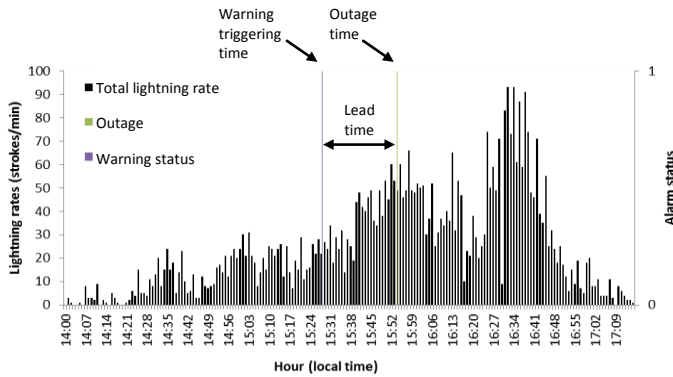


Figure 11. Storm episode on 3 October 2011 and, warning triggering and power line failure times.

VI. CONCLUSIONS

Historic data of the Colombian total lightning detection system, during its first operation year, are presented. Good quality data with high detection efficiency and location accuracy allowed evaluating lightning parameters in the central and north regions of the country. Weak strokes with currents as low as about 2 kA can be detected in the highest detection efficiency zone.

The most lightning active zones were found almost at the same regions reported in previous studies, such as [5-7], however, very high ground flash density values were found in many places, with magnitudes up to 92 flashes/km²/year; according to our knowledge, those values are the highest measured by a lightning detection network in the tropics.

General results about return stroke peak current, multiplicity, monthly and hourly variations and the dependence on altitude of the lightning activity were given. The highest average return stroke peak current of 41.3 kA was observed during December. Around 66% of CG flashes had only one stroke (multiplicity = 1), last result agrees studies carried out in other countries [14].

Thanks to the orography of Colombia, it was possible to study how the mountains affect the lightning activity. The highest ground flash densities were found in regions at altitudes from 500 to 1500 msl; the observation carried out at altitudes up to 4500 msl showed lower ground flash densities for higher altitudes.

High quality lightning detection is worth to develop methodologies focused on the early thunderstorm detection. In this paper the early detection of lightning risks for power lines, was explored. Historic data about outages of a real power line and lightning were used for evaluate outages warning criteria. By using the lightning rates as the alarm criterion, 100% of the outages caused by lightning, presented during one year, were correctly warned. On the other hand, only 39% of the thunderstorm cases when lightning flashes stroke the power line neighborhood, the alarm was trigger without a subsequent outage.

Opportune detection of lightning risks for power systems is a powerful application on the smart grids framework; if adequate preventive actions are developed, such as to increase the strength of power systems during the lightning incidence (e.g. changes of configuration) and to reestablish faster the power service, the power quality levels in Colombia can be greatly improved.

REFERENCES

- [1] R. Orville. "Lightning detection from ground and space". Handbook of Atmospheric Electrodynamics. Vol I, Ed. H. Volland. CRC Press. Florida. 1995.
- [2] H. J. Christian, and J. Latham. "Satellite measurements of global lightning". Q. J. R. Meteor. Soc. 124: 1771-3. 1998.
- [3] E. T. Pierce. "Latitudinal variation of lightning parameters". J. Appl. Meteor. 9: 194-5. 1970.
- [4] <http://thunder.msfc.nasa.gov/lis.html>.
- [5] L. Barreto, H. Torres. "The lightning parameters and its spatial and temporal dependence". Work Document CIGRE, 1996.
- [6] H. Torres. "Variation of Lightning Parameter Magnitudes within Space and Time". 24th. ICLP, England, 1998.
- [7] C. Younes. "Evaluación de parámetros del rayo con mediciones terrestres y satelitales para Colombia". Master's Thesis, National University of Colombia, 2002.
- [8] H. Torres. "El rayo. Mitos, leyendas, ciencia y tecnología". Ntional University of Colombia. UNIBIBLOS, 2002.
- [9] O. Murillo. "Determinación de la relación entre descargas atmosféricas y perturbaciones de corta duración (sags y sobretensiones)" Master's Thesis, National University of Colombia, 2012.
- [10] H. Höller, H.-D. Betz, K. Schmidt, R. Calheiros, P. May, E. Hounninou, G. Scialom. "Lightning characteristics observed by a VLF/LF lightning detection network (LINET) in Brazil, Australia, Africa and Germany". Atmos. Chem. Phys., 9, 7795-7824, 2009.
- [11] Betz, H.-D., "Utilization of Lightning Data for Recognition and Nowcasting of Severe Thunderstorms", EGU General Assembly, May 02-07, Vienna, 2010.
- [12] H. Höller, V. Meyer, K. Schmidt, H.-D. Betz, "Lightning Measurements and its Application for Severe Storm Detection and Nowcasting", 4th HyMeX Workshop, 8-10 June, Bologna, Italy, 2010.
- [13] IEEE1410. IEEE guide for improving the lightning performance for overhead power distribution lines. 2011.
- [14] V. Rakov and M. Uman. "Lightning. Physics and effects", Cambridge University Press, 2005.

Electrostatic Field and Lightning Detection applied to Thunderstorms Nowcasting in Colombia.

Daniel Aranguren, Jesús López, Juan Inampué,
Horacio Torres
Keraunos S.A.S
Bogotá, Colombia
Research Group PAAS
National University of Colombia
daranguren@keraunos.co

Hans D. Betz
Nowcast GmbH
Munich, Germany
Hans-Dieter.Betz@nowcast.de

Abstract— Based on a five-sensor field mill network and the LINET lightning detection network installed in Colombia, the lightning warning method and the forecast verification is discussed. Twelve thunderstorm days during 2012 were used to evaluate the performance of several lightning warning criteria. Very high Probability Of Detection (0.96) and a reduced False Alarm Ratio (0.45) were found.

I. INTRODUCTION

The lightning activity is one of the most deadly weather-related phenomena in many countries. In tropical and subtropical zones, where the lightning incidence is higher than any other region in the world [1, 2], an estimated 24000 deaths and 240000 injury cases occur each year [3]. A non-exhaustive evaluation of lightning incidents in Colombia based on reports in the media and from the INMLCF [4], shows that around 100 people are killed and close to 1000 are injured by lightning, annually.

In tropical countries, lightning is also the major cause of failures in power systems, power quality disturbances, damages in telecommunication systems and industrial processes, among many others. Around 70% of the failures in the Colombian power transmission system are produced by lightning and the number of distribution transformers destroyed each year is more than 15000 [5, 6]. Recent studies reveal that more than 40% of the oil production losses in Colombia are due to failures caused by lightning in power systems [7].

The electrostatic field measurement is recognized as one of the most direct ways to detect the thunderstorms growing before the mature lightning active stage. In fair-weather conditions the electrostatic field averages 120 V/m. The presence and motion of electric charges into the thunderclouds affects the environmental electric field that increases up to 15 kV/m or higher [8-10] and can be detected in a range close to 20 km. In addition, when an electrified cloud is approaching a site, a polarity reversal due to the midlevel negative charge in the cloud typically occurs. Then, the high electric field amplitudes and polarity changes are the main indicators of storm evolution useful for warning.

On the other hand, it has been demonstrated that the lightning data and mainly the total lightning detection result in valuable information for the early thunderstorm detection and nowcasting. Several parameters such as the lightning rates for cloud to ground (CG) and intra-cloud (IC) flashes, the IC emission heights, IC/CG ratio and the cell area allow determination of life cycles [12-16].

During last years, small field mill networks, totally manufactured in Colombia, have been installed in some industrial areas of the country in order to reduce the lightning risks for personnel in open areas and facilities. In addition, since 2011 a LINET total lightning detection network [12] is covering the most populated areas of the country. This paper presents the behavior of electrostatics field sensors in a tropical zone and the analysis and forecast verification of lightning warnings derived from electric field measurements taken from field mills and lightning detections from LINET.

II. MEASUREMENT SYSTEMS

A. Electrostatic field sensors

Atmospheric electric field measurements were obtained from four field mills located from 3.5 to 4 degrees north latitude, in the Llanos Orientales of the country. The electric field sensors were installed for thunderstorms monitoring and personnel safety in oil fields. This region presents a Ground Flash Density around 20 Flashes/km²year [17].

The kind of field mill used is similar to that described by Aranguren [18], with next general characteristics: measurement electric field range, +/-20 kV/m; vertical resolution, 2.44 V/m (14 bits signed digitalization), sensitivity, 500 μ V/V/m; sample rate of the raw signal, 140 MS/s, sample rate of the electric field signal, 5 S/s.

Figure 1a describes the location of each sensor. The four sites are measuring the electric field over flat terrain at 350 MSL average; three of them are more than 20 km (the field mills measurement range) away from mountainous areas; Station 02 is 15 km away from the hillside. Previous analyses

[18] show that the effect of the topography in the measured electric field is noticed when the mountainous regions are in the closest area, less than 10 km to the sensor. Consequently the topographical effect was neglected in this analysis.

Figure 1b gives an example of the installation on the roof of small buildings at heights from 2 to 5 m. Due to the sensors are not at the ground level and the presence of neighboring elements, the electric field measured is increased and a correction factor has to be estimated; the evaluation of this correction is explained in section IIC.

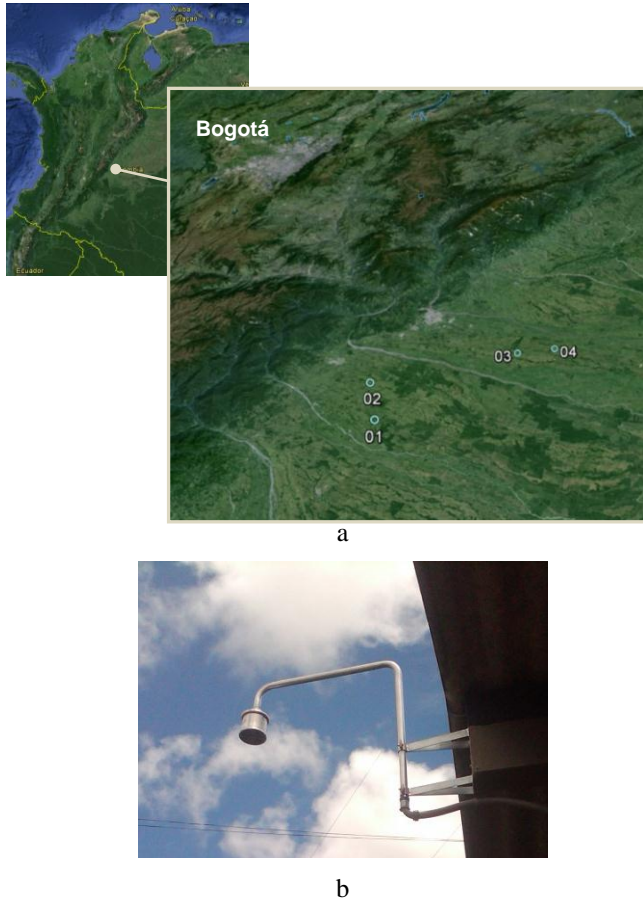


Figure 1. Field mill network. a) Map of the electric field sensors located in the Llanos Orientales facilities (denoted as blue dots). b) Example of the installation at Station 04.

B. LINET network

A LINET lightning detection network, composed by 6 VLF/LF magnetic field antennas, was installed in 2011 to provide information of total lightning activity in the central part of Colombia. The network was expanded to 9 sensors in 2012 and 10 sensors in 2013 (Figure 2). Baselines from 80 to 300 km are used. The detection efficiency of the network is shown in Figure 2; inside the blue region the cloud-to-ground strokes with currents of 2 kA or higher are reliably detected and in the orange region a reliable detection is reached for cloud-to-ground strokes of 6 kA or higher; It corresponds with a detection efficiency > 90%. The location accuracy averages 250 m in the central region. The field mill network is located inside the highest lightning detection efficiency area.

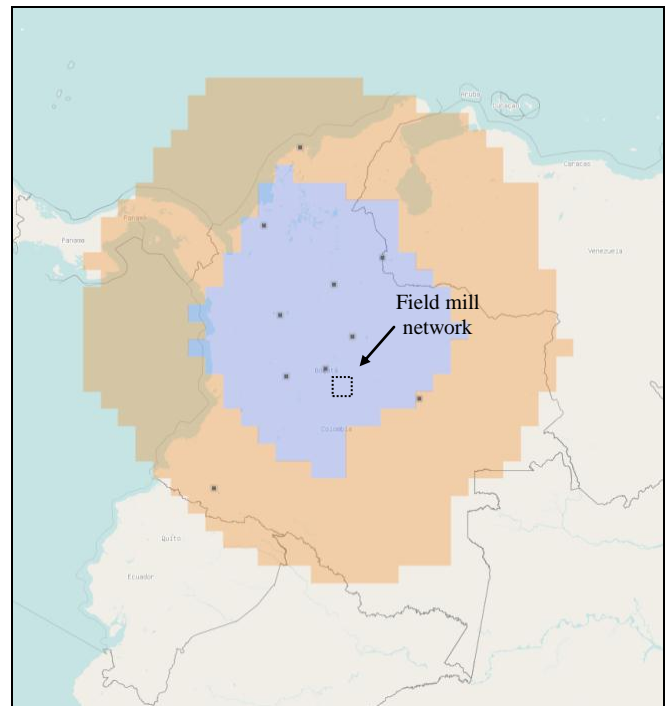


Figure 2. Colombian total lightning detection network composed by 10 LINET stations.

Twelve thunderstorm episodes during 2012 were analyzed in order to carry out the forecast verification of different warning criteria derived from both measurement systems. Lightning detection and electric field measurements were studied for evaluating the field mills performance and developing lightning warning criteria.

As an example, Figure 3 describes the evolution of CG strokes approaching to sensor no. 1 on 18 April 2012 and the measured electric field signal. The storm took approximately 1h and 30 min to travel since 40 km away until the sensor site. A low increase in the electric field is first observed when the storm is 30 km away. The first electric field polarity reversal is detected when CG strokes are located at 20 km approximately. CG and IC flashes at distances shorter than 30 km produce sudden electric field variations denoted as ΔE .

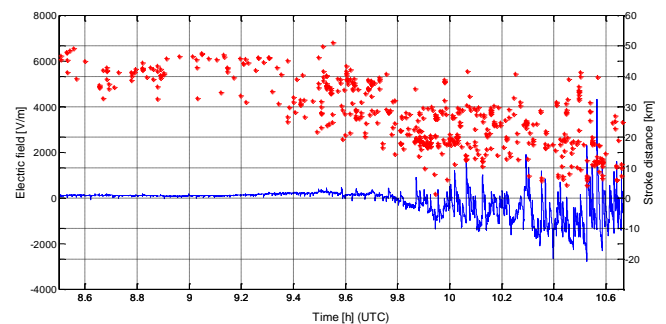


Figure 3. Thunderstorm episode on 18 april 2012. Stroke to field mill distance (red dots) vs measured electric field (blu line).

C. Field mills calibration

The correction factor due to the site error is commonly unknown for sensors not installed at the ground level. In order to estimate the distortion in the electric field, the operation curve ΔE (electric field change due to cloud to ground - CG flashes) vs D (distance from the CG flash to the sensor) was built based on the lightning detection data given by LINET. Figure 4 shows the ΔE vs D distribution for sensor no. 1, based on 2290 CG flashes at distances from 0 to 30 km.

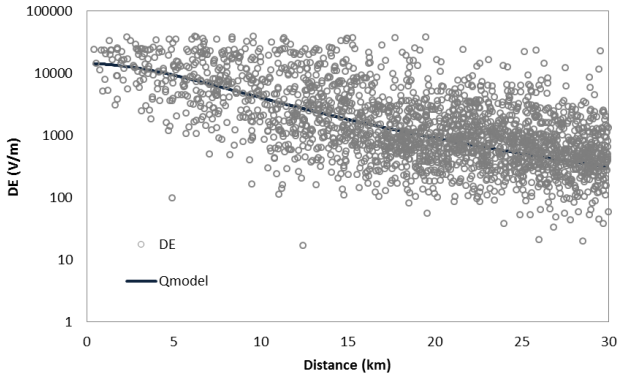


Figure 4. ΔE vs D distribution and point charge model fitting for field mill 01.

Sudden electric field changes due to lightning ΔE can be computed based on a point charge model given by (1) where ΔQ is a point charge change, H is the height of the point charge and D is the horizontal distance from the point charge to the sensor site [20].

$$\Delta E = \frac{2 \cdot \Delta Q \cdot H}{4\pi\epsilon_0 (H^2 + D^2)^{3/2}} \quad (1)$$

Distribution on Figure 4 was fitted to the point charge model given by (1) by using a non-linear least square optimization procedure, similar to that used by Krider et al [20, 21]; in this case with 2290 known solutions and two unknown parameters: ΔQ and H . Solid line in Figure 4, denoted as Qmodel, represents the obtained optimization solution that corresponds to $\Delta Q = 60.4$ C and $H = 8728$ m (with respect to the local terrain elevation: 401 MLS). As discussed by [18], the ΔE vs D distribution provides information about the site error, therefore the correction factor can be estimated by comparing the ΔE vs D distribution with a reference one. Figure 5 gives the point charge fitted models for all sensors and comparison with reference curves given from sensors considered as pattern: Florida [20, 21, 18] and Bogota [18]. As expected, point charge fitted models for Bogotá and sensors 01 to 04 give very similar H (averaging 9 km), so the site error is mainly represented by the differences in the fitted ΔQ . Based on last procedure and taken the Bogotá curve as the reference, correction factors for all sensors are: Sensor 01: 0.25, Sensor 02: 0.9, Sensor 03: 0.46 and Sensor 04: 0.22.

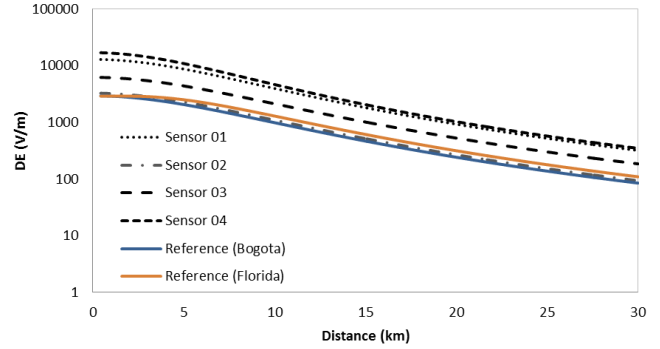


Figure 5. ΔE vs D fitted curves for all sensor and a reference from Bogotá and Florida [18].

III. FORECAST VERIFICATION

The “two areas method” was used in combination with a dichotomus forecast [8-10]; the so-called Area Of Concern (AOC) is a region that surrounds the point of interest (PI) where lightning risks should be prevented, in this paper AOC was fixed in a circular 5 km radius area around the sensor. An outer area named Warning Area (WA), that surrounds the AOC, is fixed in a circular 20 km radius area. Electrostatic field thresholds, polarity reversals and electric field derivatives from the field mill measurement, and cloud to ground (CG) flash rates from the LINET detections were studied as warning criteria. The Effective Alarms – EA (CG flash in the AOC with a previous triggered warning), Failures To Warn –FTW (CG flash in the AOC without a previous triggered alarm) and False Alarms – FA (alarma that has no subsequent CG flash in the AOC) were computed for each warning criterion in order to evaluate two categorical statistics: Probability Of Detection (POD) and False Alarm Ratio (FAR), as follows:

$$POD = \frac{EA}{EA + FTW} \quad (2)$$

$$FAR = \frac{FA}{FA + EA} \quad (3)$$

The Lead-Time (LT) is the time since the alarm is triggered until the first CG flash strikes within AOC. The life of the alarm is denoted as Dwell Time (DT) and was fixed in 30 min for all cases.

A. Electric field threshold

The alarm was first triggered by an electric field threshold varying from 100 to 3500 V/m. Figure 6 shows the number of triggered warnings, EA, FA and FTW for all electric field thresholds evaluated. As expected, the number of triggered warnings, EA and FA decrease when the threshold increase; on the contrary FTW increase. Figure 7 shows that the POD is higher to 0.8 (80% in the graph) with a threshold up to 800 V/m; higher threshold produce very low POD, lower than 0.4. FAR is 0.7 almost for all electric field thresholds evaluated.

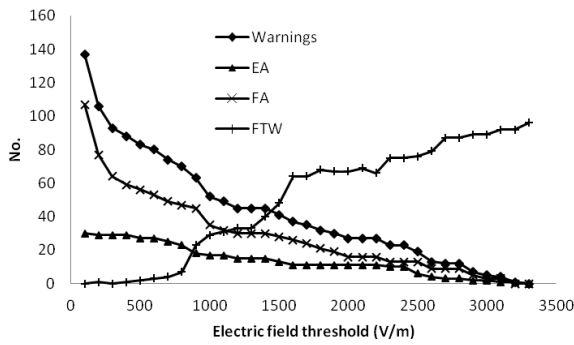


Figure 6. Number of warnings, EA, FA and FTW as a function of the electric field threshold.

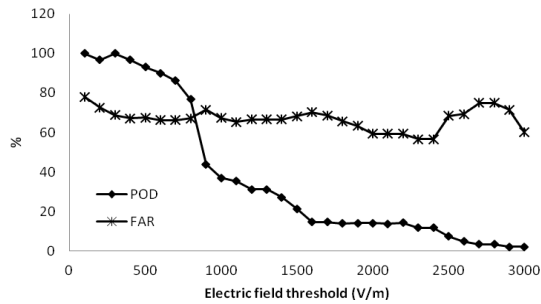


Figure 7. POD and FAR for the electric field threshold criterion.

The total number of CG flashes in the AOC was 96; depending the electric field threshold, those flashes can be FTW or can be related with EA, in this case NEA is the number of CG flashes associated with EA (note that one EA commonly has more than one CG flash involved). Figure 8 allows observing that for electric field thresholds lower than 800 V/m, 89 out 96 CG flashes (or more) are NEA. When the electric field threshold is 1500 V/m the number of FTW and NEA are equal, and for higher thresholds the most of CG flashes are FTW.

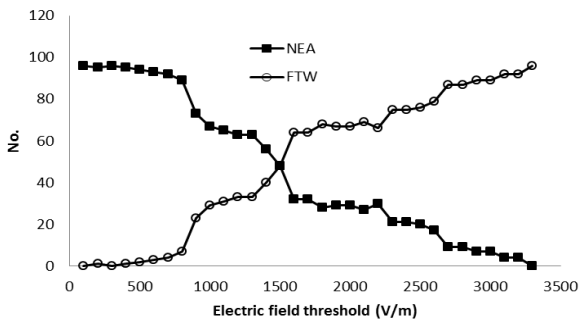


Figure 8. Number of CG flashes related to effective alarms – NEA and flashes related to Failures to Warn – FTW versus electric field threshold.

B. Electric field derivative following a polarity reversal

The number of warnings, EA, FA and FTW when the electric field derivative and the polarity reversal are considered as the warnign criterion are given in Figure 9. In this case the alarm is

triggered when the first polarity change is detected and the electric field shows a derivative from 10 to 150 V/m/s. The number of triggered warnings (EA and FA) decrease with respect to the case when a simple threshold was used. POD (Figure 10) is between 1 and 0.7 for electric field derivatives lower than 50 V/m/s. More than 85% of the CG falshes (82 out 96) are associated with EA for electric field derivatives lower than 80 V/m/s (Figure 11); when the alarm is triggered by electric field derivatives higher than 140 V/m/s most of the CG flashes correspond to FTW.

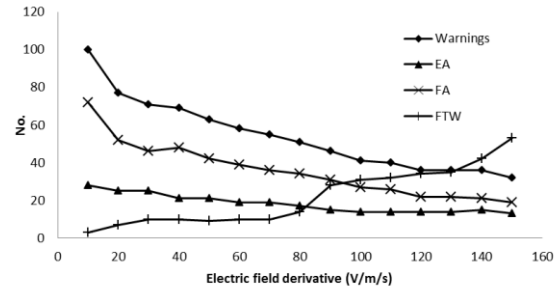


Figure 9. Number of warnings, EA, FA and FTW as a function of the electric field derivative.

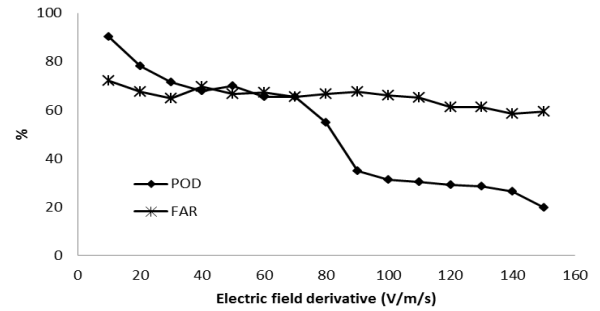


Figure 10. POD and FAR for the electric derivative criterion.

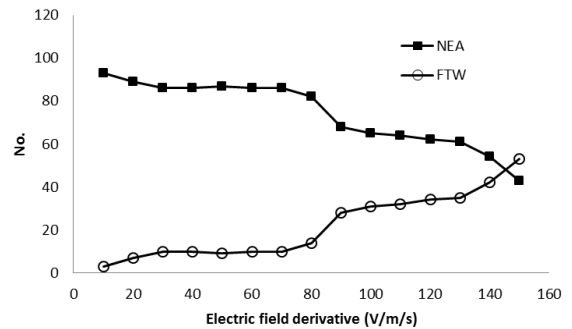


Figure 11. Number of CG flashes related to effective alarms – NEA and flashes related to Failures to Warn – FTW versus electric field derivative.

C. CG flash/rate

The numbers of warnings, EA, FA and FTW are highly reduced when the alarm criterion is a given lightning rate (CG flashes/min) in the WA. Figure 12 allows observing that when the alarm is triggered with 3 CG flashes/min or more, the

number of EA is higher than FA and FAR becomes lower than 0.5 (Figure 13). The maximum POD is 0.76 for 1 and 2 CG flashes/min used as the warning criterion. The number of CG flashes associated with EA is 91 out 96 (95%) for 1 CG flash/min and 81 out 96 (84%) for 7 CG flash/min.

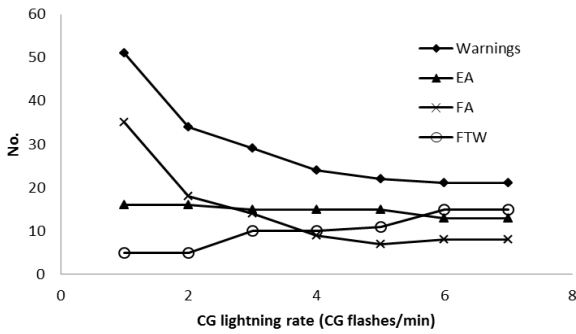


Figure 12. Number of warnings, EA and FA as a function of the CG flash rate.

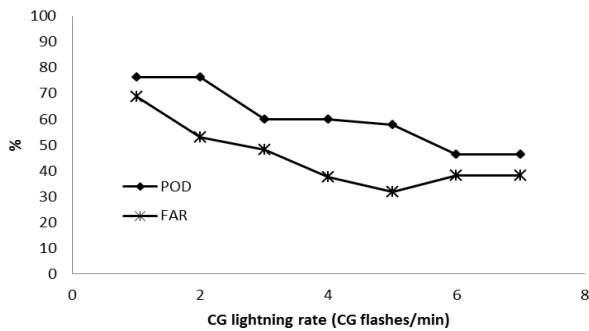


Figure 13. POD and FAR for the CG flash rate criterion

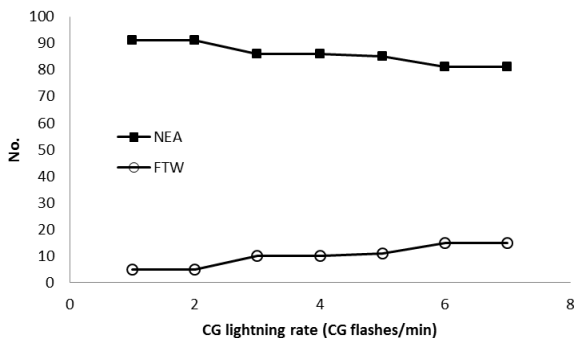


Figure 14. Number of CG flashes related to effective alarms – NEA and flashes related to Failures to Warn – FTW versus CG flashes/min.

D. Electrostatic field and lightning detection

POD obtained in previous sections, for criteria based on electric field and lightning detection separately, is in general acceptable and it is possible to obtain values higher than 0.8 with a reduced number of triggered warnings. The percentage of CG flashes associated with EA is higher than 90% in most of cases. However the FAR presents high values from 0.6 to 0.8 and apparently can be reduced only if the POD is also

reduced. Warnings based on combinations of both electric field and lightning detections can reduce the number of false alarms – FA improving the forecasting method.

On the other hand, Failures To Warn – FTW and Effective Alarms – EA are based on the assumption that the object of the forecast method is a CG flash in the AOC; nevertheless, the case when there is no CG flash does not mean that there were no risk. The electric field measurements are probably a better way to establish the potential risk of the lightning occurrence.

Figure 15 gives the POD and FAR when a more elaborated alarm criterion based on electric field derivatives, the first polarity reversal and the CG flash rate is taken into account. Warnings are triggered in this case when more than 2 CG flashes/min are detected in the WA or a polarity reversal followed by an electric field derivative from 30 to 80 V/m/s is observed. All cases illustrated in Figure 15 have POD from 0.83 to 0.96 and the FAR is never higher than 52%. The best result is obtained when the electric field derivative is 60 V/m/s (POD=0.96 and FAR=0.45).

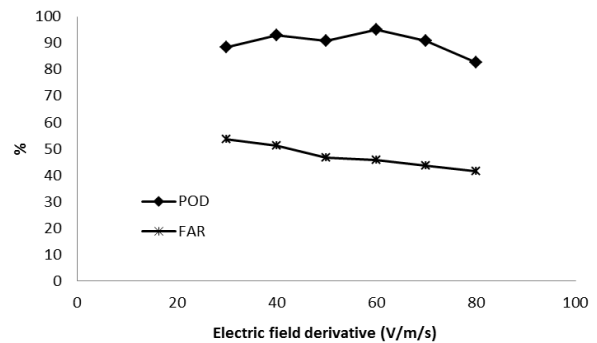


Figure 15. POD and FAR for a criterion based on electric field derivative following a polarity reversal and CG flash rate.

Average and maximum Lead-Times LT for lightning warning criteria described above are as follows: electric field threshold (600 V/m), average: 12 min, maximum: 27 min; electric field derivative and polarity reversal (60 V/m/s), average: 10 min, maximum: 18 min; CG flash rate (2 CG flash/min), average: 13 min, maximum: 29 min and the combination of the last three criteria, average: 9 min, maximum: 29 min.

IV. DISCUSSION

Previous sections gave the main results for lightning warning criteria from electric field measurements and lightning detection. The electric field threshold with the best performance is 600 V/m with POD=0.99 and FAR=0.66, however the number of triggered warnings is high. The number of triggered warnings decreases when more complex criteria, based on polarity reversals and electric field derivatives, are used. By using the CG flash rate as criterion both the FA and triggered warnings number decreases. In previous cases, in which the electric field measurements and lightning detections are used separately as warning criterion, the statistical FAR has high values that reach up to 0.8. By mixing both information

sources to trigger alarms when polarity reversals and given values for electric field derivatives and CG flash rates are detected, the POD and FAR obtained are 0.96 and 0.45 respectively.

Murphy et al [10] found in 2008 a POD of 0.34 using an electric field threshold of 1 kV/m from one of the field mills in Kennedy Space Center. Similar results (POD = 0.37) were obtained by Aranguren et al [8] using the same electric field threshold with an electric field mill in Spain in 2009. López et al [19] developed combined criteria based on electric field measurements and CG lightning detection in Medellín – Colombia, where POD and FAR were 0.68 and 0.46 respectively. Taking into account previous results, this paper presents an improvement in the forecast verification statistical.

Intra-cloud IC lightning data were not included due to the IC stroke detection efficiency in the Colombian LINET network has improved slower (with the increase of the sensors number) than that for CG strokes, therefore enough thunderstorm days with high detection of IC strokes are not yet available for the field mill area; however IC emission heights, IC flash rates and the IC/CG relation are recognized as valuable indicators for the early detection of thunderstorms and should be evaluated in future work.

REFERENCES

- [1] L. Barreto, H. Torres. “The lightning parameters and its spatial and temporal dependence”. Work Document CIGRE, 1996.
- [2] H. Torres. “Variation of Lightning Parameter Magnitudes within Space and Time”. 24th. ICLP, England, 1998.
- [3] M.A. Cooper, C.J. Andrews, R.L. Holle, “Lightning Injuries”, in: Wilderness. Medicine, fifth ed. Auerbach, Mosby, 2007.
- [4] Instituto Nacional de Medicina Legal y Ciencias Forenses – ICMLCF. “Muertes por electrofulguración en Colombia, según departamento de hecho y sexo, año 2004 a 2012”. Bogotá, junio 17 de 2013.
- [5] D. Aranguren, E. Perez, J. Herrera, H. Torres, J. Inampues, E. Olarte, I. Santoyo, M. Salgado, G. Guerrero, M. Garzon. “First Measurements of Lightning Induced Overvoltages in the Natural Laboratory in La Palma, Colombia”. International Conference on Grounding and Earthing & 4th International Conference on Lightning Physics and Effects, Salvador – Brazil, 2010.
- [6] D. Jimenez, M. Camargo, E. Olarte, I. Santoyo, D. Aranguren, J. Herrera, E. Perez, H. Torres. “Development of the Natural Laboratory for Lightning Induced Voltages and Atmospheric Electricity Study in La Palma – Colombia”. X International Symposium on Lightning Protection 9th-13th, Curitiba-Brazil, November, 2009.
- [7] ECOPETROL. “Estudio de incidencia de descargas eléctricas atmosféricas en redes de distribución”. Reporte Inetrno, 2012.
- [8] D. Aranguren, J. Montanya, G. Solà, V. March, D. Romero, H. Torres. “On the lightning hazard warning using electrostatic field: Analysis of summer thunderstorms in Spain”. Journal of Electrostatics 67 (2009) 507-512.
- [9] J. Montanya, D. Aranguren, N. Pineda, G. Solà. “Total lightning, electrostatic field and meteorological radar applied to lightning hazard warning”, in: International Lightning Detection Conference, Tucson, AZ, 2008, CD-ROM.
- [10] M. J. Murphy, R.L. Holle, N.W.S Demetriades. “Cloud-to-ground lightning warnings using total lightning mapping and electric field mill observations”. Third Conference on Meteorological Applications of Lightning Data, Amer. Meteorol. Soc., 2008.W. Rison,
- [11] G.P. Chapman, “Lightning protection for high explosives and instrumentation using a field mill system”, in: International Aerospace and Ground Conference on Lightning and Static Electricity, 1988, Oklahoma City, OK, National Oceanic and Atmospheric Administration, 1988, pp. 289-293.
- [12] H. Höller, H-D. Betz, K. Schmidt, R. V. Calheiros, P. May, E. Houngninou, G. Scialom, “Lightning characteristics observed by a VLF lightning detection network (LINET) in Brazil, Australia, Africa and Germany, Atmos. Chem. Phys., 9, 7795-7824, 2009.
- [13] H.D. Betz, “Utilization of Lightning Data for Recognition and Nowcasting of Severe Thunderstorms”, EGU General Assembly, May 02-07, Vienna, 2010.
- [14] H. Höller, V. Meyer, K. Schmidt, H.-D. Betz, “Lightning Measurements and its Application for Severe Storm Detection and Nowcasting”, 4th HyMeX Workshop, 8-10 June, Bologna, Italy, 2010.
- [15] H.D. Betz, K. Schmidt, W.P. Oettinger, B. Montag, “Cell-tracking with lightning data from LINET”, Ann Geophys., 26, 1-7, 2008.
- [16] H-D Betz, K Schmidt, P. Laroche, P. Blanchet, W. P. Oettinger, E. Defer, Z. Dziewit, J. Konarski. “LINET: An international lightning detection network in Europe” Atmos. Res., 91, 564-573, doi: 10.1016/j.atmosres.2008.06.012, 2009.
- [17] H. Torres. “El Rayo. Mitos, leyendas, ciencia y tecnología”. National University of Colombia, 2002.
- [18] D. Aranguren. “Desempeño de Sensores de Campo Electrostático en Sistemas de Alerta de tormentas”. Ph.D. Thesis, National University of Colombia, 2012.
- [19] J. López, E. Pérez, J. Herrera, D. Aranguren, L. Porras “Thunderstorm warning alarms methodology using electric field mills and lightning location networks in mountainous regions” International Conference on Lightning Protection (ICLP), Vienna, Austria, 2012.
- [20] L.M. Maier, E. P. Krider. “The charges that are deposited by cloud-to-ground lightning in Florida”. Journal of Geophysical Research, 91:13271–13289, 1986.
- [21] E. P. Krider. “Electric field changes and cloud electrical structure”. Journal of Geophysical Research, 94(D11), 1989.