



Evolución de los métodos de evaluación de la confiabilidad para redes eléctricas de distribución

Evolution of reliability assessment methods for electrical distribution networks

Eduardo Sierra - Gil
Santiago Lajes - Choy

Recibido: Febrero del 2009
Aprobado: Mayo del 2009

Resumen/ Abstract

Este trabajo pretende ofrecer una breve panorámica sobre la evolución de los métodos de evaluación de la confiabilidad y las especificidades de los mismos durante la caracterización de redes eléctricas de distribución y mostrar como la utilización de uno u otro depende no solo de de la disponibilidad de datos y la existencia o no de regulaciones para la continuidad del servicio eléctrico, sino que además depende del enfoque que se le de al estudio en cuestión, selección de variantes durante el diseño, opciones de mejora de la confiabilidad durante la explotación o gestión de mantenimiento.

Palabras claves: evaluación de confiabilidad, índices de confiabilidad, redes de distribución

This paper intends to offer a brief panoramic about the evolution of the reliability assessment methods and the specificities of the same ones during the characterization of the electrical distribution networks and to show how the utilization of either method not depends only of availability of data and the existence or not of regulations for the continuity of electrical service, rather besides depends of the approach to reliability studies in point: selection of variants during the design, reliability improving options during the exploitations or maintenance management.

Keywords: reliability assessment, reliability indices, distribution networks.

INTRODUCCIÓN

Hasta alrededor de la década de los 70, la mayoría de las publicaciones sobre confiabilidad en Sistemas Eléctricos de Potencia eran dedicadas a los sistemas de generación, en donde el interés principal es conocer la disponibilidad de energía y potencia.

Sin embargo, en el año 1964, Todd [1] y Gaver [2] abordan en sus trabajos la evaluación de la confiabilidad en redes de transmisión distribución. A partir de ese momento se aprecia un creciente interés por desarrollar métodos y técnicas de cálculo de parámetros de confiabilidad en redes eléctricas, principalmente en los países desarrollados.

MÉTODOS DE ANÁLISIS DE CONFIABILIDAD EN REDES DE DISTRIBUCIÓN

Los apagones que afectaron a extensas áreas del territorio norteamericano en varias ocasiones, provocando cuantiosos daños y pérdidas, se convirtieron en un incentivo para orientar los esfuerzos, en los estudios de confiabilidad, hacia las redes. Esto indicaba que, aparte de la disponibilidad de energía, también era necesario conocer los posibles puntos débiles de la red, puesto que las fallas, en tales casos, se originaron en ellos.

Gaver [2] presentó la demostración de las ecuaciones para calcular índices de confiabilidad en los puntos definidos como carga. En 1968, Billinton y Bollinger [3] concluyeron que los resultados obtenidos mediante las ecuaciones dadas por Gaver, eran incoherentes con los obtenidos utilizando la técnica de Markov, técnica conocida por su exactitud, a partir del hecho de que describe todos los estados posibles para el sistema. Aunque impráctica cuando se trata de analizar sistemas eléctricos de tamaño real, puesto que implica la solución de un sistema de ecuaciones de orden $2n$, donde n es el número de elementos con los cuales se ha modelado la red eléctrica.

En 1974 y 1975, Grover y Billinton [4-5] presentaron versiones modificadas de las ecuaciones desarrolladas por Gaver, con las que se obtenían resultados similares a los entregados por la técnica markoviana. En otra publicación de 1975 [6] los mismos autores mostraban que era posible utilizar la técnica de cortes mínimos (cut set) para identificar las fallas de los puntos de carga y la manera cómo podían calcularse los índices de confiabilidad empleando las ecuaciones modificadas dadas en [4-5]. Estas técnicas tuvieron gran aceptación, debido a la simplicidad de su manejo y grandes facilidades de programación computacional. Algunas empresas de distribución norteamericanas comenzaron a utilizar estas evaluaciones para mejorar el desempeño de sus redes.

Nuevos esfuerzos fueron generando metodologías que intentaban representar mejor el complejo comportamiento de una red eléctrica, es así como Grover y Billinton en 1975 [7] presentan una técnica para evaluar índices de confiabilidad al considerar las maniobras que siguen a la ocurrencia de una falla, mientras que posteriores trabajos van eliminando algunos supuestos que habían simplificado la simulación del comportamiento de las redes eléctricas, tanto de transmisión como de distribución.

Como criterio de éxito, inicialmente se consideró solo la continuidad de suministro, posteriores trabajos, como el de Allan, Billinton y De Oliveira

publicado en 1976 [8], incluyeron además la consideración de niveles de voltaje e índices totales para la red eléctrica.

El aumento en la velocidad de procesamiento y la capacidad de almacenamiento de las computadoras permitió el desarrollo de técnicas más complejas, que generan un conocimiento más detallado sobre algunos parámetros de confiabilidad. Algunos trabajos, como el de Billinton y Wojczynski en 1985 [9], retomados luego por Carpaneto y Chicco en el 2004 [10], fueron orientados a establecer técnicas para encontrar las funciones de densidad de probabilidad de índices de confiabilidad, como una manera de independizarse de los promedios; mientras que otra área de interés ha sido considerar el efecto de medios de generación local sobre tales índices, Dyalinas y Allan 1987, Mao y Miu 2003 [11-12], metodología que se ajusta muy bien a los sistemas de distribución con generación distribuida. En general, fue primando en todo este desarrollo la idea de representar lo más fielmente posible el verdadero comportamiento de una red eléctrica ante diversas contingencias, fallas, estilos de protección, etc.

La evaluación de confiabilidad, a través de índices de desempeño, lentamente se ha ido incorporando dentro de la rutina de operación y planificación de algunas grandes compañías en países desarrollados. Yuan-Yih, en artículo publicado en 1990 [13], muestra la aplicación de un sistema DBMS (DataBase Management System) para la evaluación de confiabilidad de sistemas de distribución, utilizando una computadora personal, más recientemente se describe un sistema de este tipo que evalúa la confiabilidad a partir de las protecciones y esquemas de restauración, considerando las salidas momentáneas en el mismo modelo (Koner, Ledwich, 2004, Li, Peng, Li, Liu, 2004) [14-15].

La dificultad principal existente para la aplicación de técnicas de confiabilidad es la disponibilidad de datos (Data débil). Esto se debe a que todos los métodos conocidos se basan en la combinación de parámetros de confiabilidad de los componentes, lo que obligaría a llevar un registro de fallas de cada componente del sistema eléctrico (transformadores, interruptores, líneas, alimentadores, barras, etc.). Normalmente las empresas eléctricas llevan registro de fallas pero sin la identificación y detalle que se requiere para tales evaluaciones.

En general, los métodos más utilizados para la evaluación de la confiabilidad en redes eléctricas de distribución son los siguientes.

1. Modelando la red: Los sistemas eléctricos radiales pueden modelarse como redes, las cuales están compuestas por elementos en serie o en paralelo, combinándose estos elementos desde la fuente de suministro o sub-estación hasta llegar a las cargas o consumidores. En esta modelación con respecto a la confiabilidad, la red eléctrica modelada, no tiene que ser igual a la estructura topológica de la red eléctrica real. Billinton en 1970 [16] y Allan en 1985 [17] desarrollan los conceptos básicos de este método.
2. Probabilidad condicional: Existen sistemas que su conexión no se puede considerar en serie ni tampoco en paralelo, a estos sistemas más complejos, la evaluación de la confiabilidad puede realizarse por la fórmula de la probabilidad condicional [16].
3. Conjuntos de corte mínimos "Cut Set": Se define un mínimo "cut set" como el grupo de componentes de un sistema que cuando fallan causan que el sistema falle, pero cuando cualquiera de los componentes del grupo se mantiene operando no se produce la falla del sistema. Es evidente que con esta definición los componentes de los "cut set" están conectados en paralelo desde el punto de vista de la confiabilidad. Misra 1970 [18]
4. Técnica de Markov: Los problemas de confiabilidad en sistemas son normalmente discretos en el espacio y continuos en el tiempo por ejemplo ellos existen continuamente en uno de los estados del sistema hasta que una transición ocurre y pasa discretamente a otro estado. Cuando la probabilidad de transición de un estado presente a otro estado futuro solo depende del presente, sin tener en cuenta la historia pasada, estamos en presencia de un simple proceso de Markov estacionario, siendo esta probabilidad de transición constante [16-18].
5. Técnica de frecuencia y duración: En algunas ocasiones es conveniente para evaluar la confiabilidad, índices tales como la frecuencia del sistema de encontrarse en un determinado estado, así como también la duración de residir en ese estado.[19]
6. Razón promedio de falla: Este método se utiliza para medir la calidad del servicio

eléctrico, acercándose más a medir la frecuencia que a medir el tiempo. En él se consideran combinaciones de elementos en serie o paralelo [19-20].

Normalmente los resultados del análisis de confiabilidad se utilizan durante la proyección de redes eléctricas para seleccionar la variante que ofrezca un suministro de energía a los consumidores garantizando el mínimo de interrupciones y durante la explotación se utilizan para determinar opciones de mejoramiento de la disponibilidad de las redes, a través de inversiones adicionales invirtiendo el capital, sólo donde y cuando se necesite, siempre buscando prestar el mejor servicio, pero sin incurrir en gastos que afecten la relación costo/beneficio [21-24].

En el 2003 Bernal [25] propone una metodología para la evaluación de la confiabilidad, orientada a la gestión de mantenimiento, este método parte de modelar la red, pero a diferencia del presentado por Billinton y Allan [16-17], la red modelada coincide con la estructura topológica de la red real.

INDICADORES UTILIZADOS PARA CARACTERIZAR LA CONFIABILIDAD DE LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN

Desde el punto de vista de la confiabilidad una red de distribución puede considerarse como un sistema serie y caracterizarse por tres índices básicos, la frecuencia de interrupción f_s , el tiempo medio de reparación r_s o MTTR y la indisponibilidad U [26]. Sin embargo no existe un consenso entre las empresas que se encargan de la transmisión y distribución de la energía eléctrica en cuanto a los índices que recopilan en forma estadística para valorar la calidad del servicio que ofrecen y tampoco hay uniformidad en la forma de realizar el análisis a partir de la información obtenida. Esto no es un problema reciente como lo demuestran Cash y Scott [22] en una encuesta realizada en 1969 a 16 países europeos, donde no existe uniformidad de criterios con relación a los índices utilizado para valorar la confiabilidad.

En el año 1968 la *IEEE* crea un comité de trabajo, que tiene como objetivo definir los indicadores que deben medir las Empresas de Distribución de energía eléctrica, con relación a la confiabilidad, para estandarizar el lenguaje entre ellas y facilitar el intercambio de criterios y opiniones entre los ingenieros [27]. Los índices propuestos por dicho comité, buscan acercarse más a los usuarios involucrándolos en las ecuaciones que los definen. En la discusión del informe de este comité W.S. Kv y Virginia C. Thomas, plantean que las empresas,

además, deberían utilizar índices de volumen para valorar la confiabilidad de su servicio:

Para establecer de forma cuantitativa el efecto de las protecciones de las redes radiales, en cuanto al número, tipo, localización y la topología de la red, sobre la confiabilidad, para evaluar alternativas de operación o diseño. La IEEE propone en 1974, mediante un reporte del Power Systems Relaying Committee [28], un grupo de cuatro índices que relacionan parámetros de la red tales como, longitud, fallas por año, tiempo de reparación, con otros parámetros que tienen una incidencia directa sobre el usuario o cliente, como número de consumidores fallados y carga en kVA interrumpida.

Los cuatro índices mencionados anteriormente no tienen en cuenta el tipo de consumidor, por ejemplo si es residencial, comercial o industrial, lo cual es un aspecto de peso a la hora de seleccionar las alternativas de solución para una red, por tanto este problema importante queda aún inconcluso.

De acuerdo con el contenido del reporte mencionado anteriormente y de la discusión que realizan del mismo, S.R. Hayden y A.D. Patton, ratifican que los índices descritos anteriormente deben ser evaluados y si es posible estandarizados de forma adicional a los indicadores de confiabilidad propios de las redes eléctricas, tales como: razón de falla, razón de reparación, tiempo medio entre fallos, tiempo de reparación, tiempo total de falla anual, que se encuentran entre los más utilizados.

Los índices que presenta la literatura de las décadas del 80 y 90 buscan enlazar con mayor fuerza los parámetros de confiabilidad característicos de las redes eléctricas radiales con los usuarios.

Esto modifica la filosofía de las Empresas de Distribución de la electricidad incorporando la calidad del servicio, en este caso particular la continuidad del mismo, al objetivo principal de las mismas. [29-31].

Billinton [29], presenta este grupo de indicadores definiéndolos de la forma que se presentará a continuación.

Índices relativos al sistema:

- Índice de frecuencia de falla promedio del sistema (SAIFI)
- Índice de duración de la falla promedio del sistema (SAIDI)

Estos índices del sistema o circuito, tratan con valores promedios y por tanto no consideran las afectaciones particulares que realmente tuvieron los consumidores.

Índices relativos a los consumidores afectados:

- Índice de frecuencia falla promedio por consumidor (CAIFI)

Este índice pretende dar una idea de cómo es la calidad del servicio del número total de consumidores del circuito al número de consumidores que reciben una sola afectación en el período analizado. Este índice se utiliza poco pues resulta incómodo contar los consumidores que tienen una sola afectación [29].

- Índice duración de la falla promedio por consumidor (CAIDI)

Índices relativos a la carga en kVA:

- Índice promedio de carga interrumpida (ALII)

Índices de Disponibilidad:

- Índice promedio de disponibilidad del servicio (ASAI)
- Índice promedio de no disponibilidad de servicio (ASUI)

En 1989, Billinton [32] recopila una valiosa información del comportamiento de algunos indicadores de confiabilidad en empresas de Canadá que están asociadas en la CEA (Asociación de Empresas Eléctricas de Canadá), realizando un resumen anual promediando los valores de cada una. Además al índice ASAI, definido anteriormente, se le cambia el nombre por IOR (Índice de Confiabilidad) por disposición de la CEA y surge también el IUR (Índice de no Confiabilidad) como la resta del IOR de la unidad:

Encuestas realizadas en Empresas de Distribución en Estados Unidos y Canadá [33], dan como resultado que no todas controlan los mismos índices, no obstante los más populares en ambos países son el SAIFI, SAIDI, CAIDI y ASAI, estos índices, por la información que brindan y su nivel de utilización, se consideran actualmente de Clase Mundial.

En 1991 Allan, Billinton y un grupo de especialistas presentan, con propósitos educativos, una publicación [34] que considera que cuando se habla de confiabilidad en las redes de distribución, se está ante un problema complejo. Por ello proponen caracterizar cada punto de carga de una red, estableciendo como punto de carga cada banco de transformadores, por 6 índices:

- razón de falla: λ (fallas / año).
- tiempo medio de reparación: r o $MTTR$ (horas / falla).
- Indisponibilidad : U (horas / año)

- SAIFI : *fallas / consumidor*
- SAIDI : *horas / consumidor*
- CAIDI : *horas / consumidor fallado*

Y demás incorporan dos índices nuevos que son la energía no suministrada al punto de carga debido a

las fallas (*ENS*) y la energía no suministrada por consumidor (*AENS*)

- ENS : kW.h / año
- AENS : kW.h / consumidor – año

Para la obtención de estos dos últimos indicadores es necesario tener un control del número de consumidores en cada punto de entrega, así como también una rigurosa caracterización del consumo de energía de cada consumidor.

En muchas ocasiones se trabaja con la relación entre algunos de estos indicadores y aunque los mismos brindan en conjunto una amplia información sobre un circuito, su mayor utilidad se manifiesta durante el análisis comparativo del comportamiento de varios circuitos (Balijepalli, Venkata, Christie, 2004) [35].

En 1987, Río de Janeiro fue la sede de la Segunda Reunión de Especialistas en Estadísticas de Fallas del Sub-Comité de Distribución de Energía Eléctrica de la “Comisión de Integración Eléctrica Regional” (CIER). Reunió que se realiza para intercambiar experiencias y opiniones en torno a la problemática de las fallas y su repercusión en los consumidores.

El informe que rinde la comisión [36], integrada por 15 especialistas de los países de la región, trata tres aspectos básicos, buscando cierta uniformidad en los análisis de la confiabilidad del servicio eléctrico de las empresas distribuidoras. Los aspectos tratados fueron:

A) Clasificación de las fallas en la distribución en dos grandes grupos y a su vez sub dividir estos grupos en sub grupos, hasta llegar a la causa primaria.

La clasificación de las fallas internas de la distribución que da el informe del sub-comité de la CIER coincidía con la que da la dirección de distribución de la Unión Nacional Eléctrica de Cuba (UNE), hasta el año 2003 en que se modifica el manual de operación para líneas aéreas de distribución, perfeccionándose la clasificación de las causas de las interrupciones y alejándose de la propuesta de la CIER.

B) Otro de los aspectos tratados en la reunión fue decidir cual base de cálculo se debía tomar para acercarse más al usuario, el número de consumidores, la carga instalada en kVA u otro tipo de base. La decisión fue optar por el número de

consumidores, aunque reconocen que no todas las empresas de la región están en condiciones de hacerlo y citan textualmente en el informe: “...las empresas que no tienen información sobre la base de consumidores, utilizarán formas de cálculo según métodos aproximativos, informando los criterios utilizados en el reverso del formulario”. [36]

En general en los países latinoamericanos se utilizan indicadores de confiabilidad adecuados a la información con que cuentan sus empresas distribuidoras, sin embargo un análisis más profundo de estos indicadores [37] demuestra que son variantes de los indicadores de clase mundial mencionados anteriormente (SAIFI, SAIDI, CAIFI, CAIDI, ALLI)

Es indudable que la necesidad de la estadística de las fallas en los sistemas es fundamental para cualquier análisis de confiabilidad. Esto lo demuestran los resúmenes de bibliografías en los cuales hay un significativo número de artículos sobre la base estadística de las fallas, cómo debe ordenarse, indicadores a medir, etc. [38-39].

En nuestras Organizaciones Básicas Eléctricas Provinciales se controlan las estadísticas de fallas en los niveles de transmisión (110 kV. Y 220kV.), sub-transmisión y distribución en este último nivel se subdivide en primarios, secundarios y servicios. También se controlan las fallas en sub estaciones, protecciones y comunicaciones.

La frecuencia de las fallas λ o interrupciones (término más usado, incorrectamente), se controla para el caso de líneas con relación a su longitud, por ejemplo *fallas/100 kilómetros de línea*.

El tiempo de reparación r se obtiene como regla general para las líneas, como la suma del tiempo total de falla del elemento dividido por la frecuencia de falla. Esto se controla tanto para las interrupciones voluntarias como para las involuntarias.

En 1996, Urquijo [37] propone un grupo de indicadores para medir la confiabilidad en las redes eléctricas de distribución de Cuba, estos indicadores están recogidos en el procedimiento UR-BD 0101[40] de la Dirección de Distribución de la Unión Nacional Eléctrica y son los siguientes:

- Duración Equivalente de la Potencia Interrumpida (DEPI)
- Frecuencia Equivalente de la Potencia Interrumpida (FEPI)

Además de estos indicadores relacionados con la carga, la tasa de fallas y el tiempo medio de reparación, la Unión Nacional Eléctrica adoptó los siguientes indicadores [41].

- TIU: Tiempo de Interrupción al usuario
- NIU: Número de interrupciones al usuario
- IDR: Índice de disponibilidad de las redes

CONCLUSIONES

1. No existe una uniformidad, en las empresas distribuidoras en la utilización de los métodos de análisis de la confiabilidad, ni en la utilización los indicadores de confiabilidad.
2. Las empresas distribuidoras utilizan mayormente los métodos que evalúan la confiabilidad de forma aproximada.
3. Se utilizan fundamentalmente tres tipos de indicadores, los que miden frecuencia, los que miden duración y los que miden disponibilidad.

REFERENCIAS

- [1]. TODD, Z. G. "A probability method for transmission and distribution outage calculations". *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*. 1964. Vol. PAS-83, n°. pp. 695 - 701.
- [2]. GAVER D.P., E. A. "Power system reliability calculations - measures of reliability and methods of calculations". *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*,. 1964., Vol. PAS-83, n°. pp. 727 - 737.
- [3] BILLINTON R. BOLLINGER K. "Transmission system reliability evaluation using Markov processes". *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*. 1968., Vol. PAS-87, n°. pp. 538 - 547.
- [4]. GROVER M.S. AND BILLINTON, R. "A computerised approach to substation and switching station reliability evaluation". *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*. 1974., Vol. PAS-93, n°. pp.1488 -1497.
- [5] BILLINTON R. AND GROVER, M. S. "Reliability assessment of transmission and distribution systems". *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*,. 1975,Vol. PAS-94, n°.pp. 724 - 732
- [6]. BILLINTON R. and GROVER M.S. "Qualitative evaluation of permanent outages in distribution systems". *IEEE Transactions on Power*

Apparatus and Systems,. 1975, Vol. PAS-94,, n°. pp. 733 – 741.

[7] BILLINTON R. and GROVER M.S. "Reliability evaluation in distribution and transmission systems". *Proceedings of the IEE*. May 1975, Vol. 122, Nro. 5,, n°.pp. 517 - 523.

[8]. ALLAN. R. N. and BILLINTON R. "De Oliveira, M.F; Reliability evaluation of electrical systems with switching actions". *Proceedings of the IEE*,. April 1976, Vol. 123, Nro. 5,, n°. pp. 325 -330.

[9]. BILLINTON. R. and Wojczynski.E. "Distributional variation of distribution system reliability indices". *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*. November 1985, Vol. PAS 104, Nro.11, n°. pp.3152-3160.

[10]. CARPANETO, E. and CHICCO., G. "Evaluation of the probability density functions of distribution system reliability indices with a characteristic functions-based approach". *IEEE Transactions on Power System*. May 2004., Vol. 19, Nro. 2,, n° pp. 724 - 734.

[11]DYALINAS, E. N. and . ALLAN R.N. "Reliability modelling and evaluation techniques for power distribution networks with local generation". *Proceedings of the IEE*. September 1987.Vol. 134, Pt. C, Nro. 5,, n°.pp. 348 - 356.

[12] MAO Y. and MUY K. N. "Switch Placement to improve system reliability for radial distribution systems with distributed generation". *IEEE Transactions on Power System*,. Noviembre 2003, Vol. 18, Nro. 4, n°.pp. 1346 - 1352.

[13]. YUAN-YIH, H., ET AL: . "Application of a microcomputer-based database management system to distribution system reliability evaluation". *IEEE Transactions on Power Delivery*,. January 1990,Vol. 5, Nro. 1, n°.pp. 343 - 350.

[14]. KONER, P. A. L., G. "SRAT- Distribution voltage sags and reliability assessment tool". *IEEE Transactions on Power Delivery*, 2004, Vol. 19, No 2, , n°. pp.738 – 744.

[15]. LI, W. E. A. "Reliability evaluation of complex radial distribution system considering restoration sequence and network constraints". *IEEE Transactions on Power Delivery*. 2004, Vol. 19, No 2, n°. pp. 738 – 744.

[16]. BILLINTON, R. *Power System Reliability Evaluation*. Editado por: Educación., 1970,

[17]. ALLAN, R. N. "Basic Concepts in Reliability Evaluation". *IEEE Tutorial Course, Power System Reliability Evaluation*. Marzo, 1982.

[18]. MISRA, K. B. and RAD, S.M. "Reliability Analysis of Redundant Networks using Flow Graphs". *IEEE Transactions on Reliability*. Febrero,1970, Vol R - 19, No.1,n°. pp 19 – 24.

- [19]. ARRIAGADA, A. G. *Evaluación de Confiabilidad en Sistemas Eléctricos de Distribución*. Tesis de Maestría, Pontificia Universidad Católica de Chile, Santiago de Chile., 1994.
- [20]. DE SIENO, C. F. and STINE., L.L. . "A Probability Method for determining the Reliability of Electric Power Systems". *IEEE Transactions on Reliability*. Marzo, 1965., Vol R -14, No.1, n°.p 30 - 35.
- [21]. BILLINTON, R. A. G., L. . "Determination of Reliability worth for Distribution System Planning". *IEEE Transactions on Power Delivery*,. Julio, 1994, Vol. 9, No. 3, n°. p 1577 - 1583.
- [22]. CASH, P. W. and SCOTT., E.C. "Security of Supply in Planning and Operation Of European Power Systems Part II". *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*. Enero, 1969., Vol. Pas 88, No.1, n°.p 12 – 31.
- [23]. CHANG, N. G. "Evaluate Distribution System Design by Cost Reliability Indices". *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*. Septiembre - Octubre, 1977., Vol. Pas 96, No.5, p 1480- 1490,.
- [24]. HORTON W. A. et al. "Cost / Benefit Analysis in feeder Reliability Studies". *IEEE Transactions on Power Delivery*, Enero, 1989, Vol.4, No1, n°.p 446 - 451.
- [25]. BERNAL, H. A. C., A.F. Seminario Internacional de mantenimiento y servicios asociados SIMSE-CIER 2003. En: *Modelo óptimo de mantenimiento centrado en la confiabilidad para redes de distribución de energía*. Cartagena. Colombia, 2003.
- [26]. EEI Transmission and Distribution Committee. . *Guide for Reliability Measurement and data collection*. Editado por: Electric, Institute, New York, October, 1971,
- [27]. *IEEE Power System Engineering Committee Report*; "Proposed Definitions of Terms for Reporting and Analyzing Outages of Electrical Transmission and Distribution Facilities and Interruptions". *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Mayo, 1968. p 1318 - 1323,
- [28]. *IEEE Power Systems Relaying Committee Report*; "Distribution Protection and Restoration Systems: Design Verification by Reliability Indices". *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Marzo - Abril, 1974. Vol. Pas 93, No.2, p 564 - 570,
- [29]. BILLINTON, R. "Distribution System Reliability Evaluation". *IEEE Tutorial Course Power System Reliability Evaluation*. Marzo, 1982.
- [30]. *IEEE Power Engineering Education Committee*; "Power System Reliability Evaluation". *IEEE Tutorial Course*, 82 EHO, 195 - 8 - PWR, 1982.
- [31]. MIZRAHI, R. "Reducir el TTA: Prioridad de la C.A La Electricidad". Revista Líneas de la Gerencia de Comunicaciones Corporativas de la C.A. La Electricidad de Caracas, Saca, Venezuela,". Julio - Agosto, 1995., n°. p 6 – 9.
- [32] BILLINTON, R. and . BILLINTON, J.E. "Distribution System Reliability Indices". *IEEE Transactions on Power Delivery*. Enero, 1989., Vol. 4, No.1, n°. p 561 - 568,.
- [33]. BILLINTON, R. and . KOSTYAL, S. "Status of Distribution System Reliability Evaluation in Canada". *IEEE Transactions on Power Delivery*,. Abril, 1986., Vol. PWRD1, No.2, n°.p 114-119.
- [34]. ALLAN, R. N., ET AL.: "A Reliability test System for Educational Purposes Basic Distribution System Data and Results". *IEEE Transactions on Power Systems*,. Mayo, 1991, Vol. 6, No.2, n° p 813-820.
- [35]. BALIJEPALLI, N. et al. "Predicting distribution system performance against regulatory reliability standards". *IEEE Transactions on Power Delivery*. 2004, Vol. 19, No 1, n°. pp. 350 – 356.
- [36]. CRUDO, J. et al. *Informe de la Segunda Reunión de Especialistas en Estadísticas de Fallas del SDEE / CIER*. . Informe Técnico Sub Comité de Distribución de Energía Eléctrica, 1987. p 79 - 89
- [37]. URQUIJO, J. C. *Fiabilidad en redes de distribución primarias radiales*. Tesis de Maestría, Universidad Central Marta Abreu, Santa Clara, Cuba, 1996.
- [38]. ALLAN, R. N. et al.. "Bibliography on The Application of Probability Methods in Power System Reliability Evaluation, 1982 – 1987". *IEEE Transactions on Power Systems*,. Noviembre, 1988, Vol. 3 No.4, , n°.p 1555 - 1564..
- [39]. *IEEE Working Group on Distribution System Reliability*. "Bibliography on Distribution System Reliability". *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Marzo - Abril, 1978. Vol Pas 97, No.2, p 545 - 550,
- [40]. Procedimiento UR-BD 0101. "Cálculo de los coeficientes que estiman la calidad y eficiencia del servicio eléctrico (DEPI y FEPI)". Manual de Distribución, UNE, Abril, 2001.
- [41]. Procedimiento UR-BL 0115. "Diagnóstico de líneas aéreas de distribución de 110 kV y menores". Manual de Distribución, UNE, Mayo, 2003.

AUTORES

Eduardo Sierra Gil

Ingeniero Electricista, Máster en Ingeniería Eléctrica, Profesor Auxiliar, Universidad de Camagüey, Camagüey, Cuba.

e-mail: eduardo.sierra@reduc.edu.cu

Santiago Lajes Choy

Ingeniero Electricista, Doctor en Ciencias Técnicas, Profesor Titular, Universidad de Camagüey, Camagüey, Cuba.

e-mail: santiago.lajes@reduc.edu.cu