

Evolución y tendencias de índices de confiabilidad en sistemas eléctricos de potencia

Evolution and Trends of Indexes of Reliability in Electrical Systems of Power

Gustavo Adolfo Gómez-Ramírez¹

Fecha de recepción: 27 de marzo del 2015
Fecha de aprobación: 6 de agosto del 2015

Gómez-Ramírez, G. Evolución y tendencias de índices de confiabilidad en sistemas eléctricos de potencia. *Tecnología en Marcha*. Vol. 29, N° 2, Abril-Junio 2016. Pág 3-13.

¹ Msc. Ingeniero de Alta tensión Instituto Costarricense de Electricidad. Docente, Escuela de Ingeniería Electromecánica Instituto Tecnológico de Costa Rica y Escuela de Ingeniería Eléctrica Universidades de Costa Rica. Teléfono: (506) 2550 9354. Correo electrónico: ggomez@itcr.ac.cr.

Palabras clave

Probabilidad; confiabilidad; tasas de fallas; índices de gestión; mantenimiento.

Resumen

La función básica de un sistema de potencia es abastecer de energía eléctrica a los clientes de forma económica y eficiente, así como proveer un servicio tan eficaz como sea posible. Sin embargo, existen ciertas restricciones que afectan de manera considerable el cumplimiento de estos objetivos. Algunas de ellas se relacionan directamente con la calidad del abastecimiento, como, por ejemplo, *las variaciones en tensión de barras y de la frecuencia industrial*. Los diseñadores, planificadores y operadores de los sistemas eléctricos de potencia han tomado en cuenta estos problemas. Muchas de las técnicas desarrolladas tienen el objetivo de atender y resolver el dilema, a pesar de las limitaciones económicas de operación y mantenimiento. Los índices de confiabilidad son una muestra de tales técnicas, diseñadas a través del tiempo con el fin de cuantificar los eventos relacionados tanto con su operación como los estados de mantenimiento y fallas, entre otros, en los diversos periodos del año, debido a la afectación para los clientes y especialmente por las pérdidas económicas que producen. En la siguiente nota técnica se analiza la evolución de los índices de confiabilidad y se explican las diversas técnicas de análisis. Asimismo, se desarrolla un ejemplo aplicado a un sistema de potencia eléctrica.

Keywords

Probability; reliability; rates of faults; indexes of management; maintenance.

Abstract

The basic function of a system of power consists of the supply of electric power to the clients, economic, efficient form, and to provide an effective service. Nevertheless, there exist certain restrictions that they affect considerably in order that such a situation is fulfilled. Some of them, they are related directly to the quality of service, between that we can mention: *Variations in tension of bars and of the industrial frequency*. These problems have been taken in consideration by designers, gliders and operators of the electrical systems of power. Many of the technologies that have been developed by a lot of time are to attend and to solve the dilemma, in spite of the economic limitations of operation and maintenance. The indexes of reliability are a sample of them, so across the time, have been designed, in order to quantify the events related so much in his operation, as the conditions of maintenance, faults, between others in the diverse periods of the year, especially for the affectation to the clients and first of all the economic losses that can produce. In the following technical note the evolution is analyzed of these in the time and the diverse technologies are explained for the analysis. Likewise there develops an example applied to a system of electrical power.

Introducción

Confiabilidad: Es la probabilidad de que un componente, subsistema o sistema desempeñe adecuadamente sus funciones durante el período de tiempo previsto y bajo las condiciones de operación usuales.

Esta definición incluye cuatro conceptos importantes:

- *Probabilidad*: Las características aleatorias asociadas al sistema hacen que el análisis no

pueda ser determinístico. Esto hace que sea necesario aplicar conceptos de probabilidad y estadística para lograr una mejor evaluación del funcionamiento del sistema.

- *Funcionamiento adecuado*: Esto involucra que el sistema tenga continuidad en el servicio, una buena regulación de tensión así como un buen control de la frecuencia.
- *Período de tiempo previsto*: Es el intervalo durante el cual el componente del sistema o subsistema debe estar operando continua o esporádicamente, según sea la función específica que tenga asignada. Un ejemplo de operación esporádica son los elementos que trabajan solo en horas pico de la demanda, como en el caso de un banco de capacitores.
- *Condiciones de operación*: Estas condiciones pueden ser constantes o variables, según el lugar donde se localice el sistema. Por ejemplo, las condiciones climatológicas determinan el incremento o decremento del número de fallas en los componentes.

Planteamiento de la técnica

Entre las primeras técnicas utilizadas están las *evaluaciones determinísticas* (Montmeat, Gaver, & Patton, 1964), basadas en muchos procedimientos que se emplean aún en la actualidad. Este criterio refleja la probabilidad o naturaleza estocástica del comportamiento del sistema de potencia, así como de la demanda y las fallas en los componentes eléctricos.

La necesidad de una *evaluación probabilística* del comportamiento del sistema fue establecida desde 1930 (Allan, Dialynas, & Homer, 1979) y se ha cuestionado el hecho de que estas técnicas no se usaran ampliamente en el pasado. La principal razón fue la pérdida de datos, limitantes de los sistemas de cómputo y no tener modelos matemáticos claros y acertados. Las técnicas probabilísticas han sido bien desarrolladas hasta la fecha. Estas incluyen, dentro de la evaluación de confiabilidad, el análisis de los siguientes aspectos:

- *Flujo de carga probabilístico*
- *Estabilidad transitoria probabilística*

Es necesario considerar el comportamiento estocástico de los sistemas, así como la entrada de eventos que son variables probabilísticas. Debido a la importancia no solo de cuantificar los eventos en la red sino de analizarlos desde un punto de vista cuantitativo y así tomar en cuenta estos valores para mejorar y dar continuidad al servicio al cliente, se inicia en 1964 con Montmeat y otros al presentar el primer documento sobre confiabilidad. (Montmeat, Gaver & Patton, 1964)

En dicho documento se detallan y analizan los grupos de fallas para los elementos paralelos de la red de transmisión, asociándolos a fallas por factores climáticos, y se conjuntan con algunas técnicas básicas de análisis. Una contribución ha sido la introducción de procedimientos de cálculo de frecuencia de fallas (*aproximaciones de valores de falla*) y promedios de duración de salidas en adición a la probabilidad de fallas. Esos índices dan una evaluación práctica de la confiabilidad en la red de transmisión de potencia.

En 1970 (Ringlee & Goode, 1970; Allan, Dialynas & Homer, 1979) se hizo un estudio que plantea un procedimiento para hacer evaluaciones en sistemas de transmisión y analiza los “Pasos para realizar análisis de evaluación de confiabilidad en subestaciones y circuitos de transmisión”, y que se detallan a continuación:

- *Paso 1: Descripción física del sistema*: Se especifican los componentes y valores de circuitos, impedancias y conexiones entre ellos. Se deben dar valores estadísticos de salidas y por mantenimiento. Así mismo, tiempos de mantenimiento, promedios de

duración y especificar cargas a suplir como centros de carga importantes.

- *Paso 2: Criterio de Funcionamiento:* Este criterio puede incluir componentes de sobrecarga, tales como frecuencia y límites de voltajes de barra que van de la mano con la continuidad del servicio de los otros circuitos y sobre todo será exitoso junto con el sistema de operación.
- *Paso 3: Objetivo de Confiabilidad:* Establece un nivel de satisfacción con el funcionamiento del sistema eléctrico. Será positivo si los eventos son cuantificados en términos de contingencia, conociendo el criterio de funcionamiento en forma acertada.
- *Paso 4: Análisis de efectos y fallas:* se refiere al todo el análisis secuencial y cronológico de eventos de falla y contingencias investigados y analizados. En este paso se especifican las condiciones de la carga y el estado de los componentes mantenidos y se investigan dichos eventos, además se revisan para obtener conclusiones de importancia.
- *Paso 5: Resumen de los efectos de falla y conclusiones:* Se deberá preparar una lista de eventos de falla donde se obtengan los límites permisibles, a fin de analizar con análisis probabilísticos.

En 1974 (Grover & Billinton, 1974) se establece un procedimiento de análisis evaluando subestaciones y patios de interruptores. Se realiza una comparación cuantitativa de las diferentes configuraciones y en este punto se introduce el concepto de fallas pasivas y activas contenidas en los elementos de protección. Por lo tanto, se clasifican las fallas a fin de tener una mayor evaluación y discriminación de las causas; por ello se obtienen los siguientes valores de falla:

- *Valor de falla pasiva:* Representa el número total de tiempos en un año, donde los componentes son sustituidos por reparaciones o algún tipo de mantenimiento.
- *Valor de falla activa:* Representa una fracción de los valores de falla pasiva, se expresa en términos de componentes activos fallados por año.

En 1975 Billinton y Grover (Billinton & Grover, Quantitative evaluation of permanent outages in distribution systems, 1975) realizan un análisis para sistemas serie y sistemas paralelo, incluyendo factores climáticos adversos, mantenimientos permanentes y salidas por sobrecarga de los sistemas, de forma similar al documento de 1964 desarrollado por Montmeat, Gaver y Patton. Esta es una ampliación de los índices que arrojó resultados de gran importancia para los diseñadores.

En 1976 (IEEE Committe Report, 1976) en esta época se tenía muy claro la relevancia de la confiabilidad y cuan importante era su impacto medida a partir de las salidas forzadas del sistema. Se puede calcular y evaluar a partir de datos con sistemas sobrecargados, pues se busca maximizar la capacidad de un sistema de potencia sin desmejorar por su puesto su confiabilidad. Este concepto de fallas activas y pasivas se sigue desarrollando en 1977, no obstante se amplía su rango de análisis hacia sistemas auxiliares de subestaciones y se enfoca principalmente hacia para el diseño de los mismos. En esta técnica se permite calcular o dar una evaluación de los costos de la confiabilidad y se convierte en una herramienta importante a fin de realizar un análisis económico de las inversiones.

Para mediados de los años 80 (Lauby, y otros, 1984) se hace un análisis de las causas y se analiza la importancia de mantener un buen inventario de eventos y de clasificarlos debidamente, de modo que sean fáciles de analizar. En este caso, se hace un “mapeo” de los eventos de la red y se propone un procedimiento para realizar análisis de índices. En el mapeo se deberán incluir: las *Características físicas de las líneas de transmisión y sus eventos asociados*.

Es de gran importancia llevar un buen inventario de los eventos y sobre todo su adecuada clasificación; así mismo, es vital el análisis de los índices de confiabilidad, ya que proporciona gran cantidad de información para la buena toma de decisiones. Por supuesto, la confiabilidad tiene un costo asociado y cuanto más confiable sea un sistema, más alto será su costo.

Datos requeridos para la evaluación de la confiabilidad de un sistema de potencia (Forrest, y otros, 1985)

Datos eléctricos: incluyen el inventario del equipo de transmisión involucrado, tal como los dispositivos de compensación para potencia reactiva (VAR) que se tengan instalados, compensadores síncronos, compensadores estáticos, bancos de reactores en paralelo, bancos de capacitores en paralelo, bancos de capacitores serie, clasificados por nivel de tensión, por km de línea, por componente y subcomponente e importancia. También datos de la carga del sistema eléctrico como: demandas mínimas, media, máxima, en cada bus o punto de carga y la capacidad de flujo de potencia de cada línea de transmisión.

Datos de generación: Tales como capacidad instalada, generación normal y margen de reserva de potencia reactiva.

Datos de confiabilidad del equipo involucrado: Clasificación de las fallas y salidas, número de fallas y salidas, número de fallas y salidas por año, tiempo promedio de reparación de las fallas y salidas, tipos de fallas, tiempo total de salida (horas), duración de salida media (horas) e indisponibilidad (%).

Datos ambientales del sitio donde opera el equipo involucrado: Nivel isoceraúnico en toda las zonas por donde pasan las líneas de transmisión, temperatura, presión de viento, precipitación pluvial, tormentas, fenómenos naturales (fenómenos “El Niño”, “La Niña”), desastres. El buen uso de los índices de confiabilidad podrá dar valores importantes tanto para la operación y mantenimiento del sistema como para el planeamiento de este.

Las técnicas de evaluación de confiabilidad pueden clasificarse en *analíticas* y *de simulación*:

- *Las técnicas analíticas* (Forrest, y otros, 1985) (Mallard & Thomas, 1968) **representan al sistema por un modelo matemático y los índices de confiabilidad se evalúan usando soluciones matemáticas.**
- *La técnica de simulación* se basa en realizar experimentos de muestreo sobre el modelo del sistema y requieren generar y procesar gran cantidad de datos. Estos experimentos estadísticos simulados se llevan a cabo en una computadora por la gran cantidad de memoria requerida, por lo que su aplicación es sustituida por métodos analíticos.

Índices de confiabilidad para analizar en redes eléctricas de transmisión de potencia

De acuerdo a Billinton y Grover en sistemas de transmisión eléctrica de potencia (Billinton & Grover, 1975) se puede analizar la confiabilidad de sistemas de generación, transmisión y distribución combinados. De esta manera se puede planificar la expansión y desarrollo de los sistemas de potencia a partir de un análisis de los elementos a instalar. De esta manera, se analizan escenarios para sistemas serie y sistemas paralelo, así como modelos con sistemas con sobrecarga, estado de mantenimiento, condiciones de falla y todos aquellos que sean relevantes en el planeamiento.

Para analizar los dos primeros sistemas, se deben tener en cuenta todos los datos necesarios a fin de realizar evaluaciones lo más realistas posibles. En ellas se requiere datos de tasas de salidas estacionales (verano e invierno) y por mantenimiento, en condiciones de falla, condiciones especiales, entre otros. De esta manera se calcularán los siguientes valores:

$$\lambda_{i1} = \frac{C_1}{Y_1};$$

$$\lambda_{i2} = \frac{C_2}{Y_2};$$

$$\lambda_{i3} = \frac{C_3}{Y_3}$$

donde

C_1 : número de componentes fallados en tiempo de verano

Y_1 : sumatoria de los tiempos por cada kilómetro de línea o parte del sistema

C_2 : número de componentes fallados en tiempo de invierno

Y_2 : sumatoria de los tiempos por cada kilómetro de línea o parte del sistema

C_3 : número de componentes mantenidos durante un período observado

Y_3 : sumatoria de los tiempos por cada kilómetro de línea o parte del sistema (sujetos a mantenimiento).

Para el tiempo de verano se puede considerar desde enero hasta agosto (a pesar de que puede variar). Para el tiempo de invierno se puede tomar desde septiembre hasta diciembre. Todos los datos anteriores deberán obtenerse a partir de historiales de salidas y mantenimientos.

Suposiciones para el cálculo de confiabilidad

- Los tiempos de falla (períodos en medio de fallas) y reparaciones son distribuidos exponencialmente, ya sea durante los tiempos de verano o invierno.
- Probabilidad (*tiempo de falla (durante tiempo de verano) > t*) = $e^{-\lambda t}$
- Probabilidad (*tiempo de falla (durante tiempo de invierno) > t*) = $e^{-\lambda t}$
- Las duraciones en tiempo de invierno y verano se distribuyen exponencialmente.
- El mantenimiento se efectúa en forma normal, a no ser de que se vea afectado por sobrecargas en el sistema y que el mantenimiento no se pueda completar antes de lo programado.
- Los tiempos de mantenimiento serán distribuidos exponencialmente.

Sistemas serie

Parámetros requeridos:

$$\lambda_{i1} = \lambda_{i2} = \lambda_{i3} = \lambda_n$$

$r_{i1} = r_{i2} = r_{i3} = r_n$: tasa de tiempo de reparación para las salidas forzadas (invierno y verano) y tiempo de mantenimiento por año, respectivamente.

N: valor de duración del tiempo de verano en años

S: valor de duración del tiempo de invierno en años.

Los valores de salidas forzadas por mantenimiento correctivo (tiempo de verano e invierno) para i componentes (salidas forzadas/año) son:

$$\lambda_{fi} = \frac{N}{N+S} \lambda_{i1} + \frac{N}{N+S} \lambda_{i2}$$

$N\lambda_1$ y $S\lambda_2$ son muy pequeños comparados con la unidad, por lo que el total de salidas es:

$$\lambda_{fe} \approx \sum_{i=1}^n \lambda_{fi}$$

Las salidas forzadas por mantenimiento (salidas por mantenimiento/año) son:

$$\lambda_{e3} \approx \sum_{i=1}^n \lambda_{i3}$$

De forma similar, la tasa de fallas en verano e invierno (fallas/año):

$$\lambda_{e1} \approx \sum_{i=1}^n \lambda_{i1}$$

y

$$\lambda_{e2} \approx \sum_{i=1}^n \lambda_{i2}$$

Valores esperados por resultado de salidas forzadas en tiempo de verano e invierno y por mantenimiento (años):

$$r_{fe} \approx \frac{\sum_{i=1}^n \lambda_{fi} r_i}{\lambda_{fe}}$$

y

$$r_{e3} \approx \frac{\sum_{i=1}^n \lambda_{i3} r_{i3}}{\lambda_{e3}}$$

Valores de tasas de salidas anuales (salidas totales/año):

$$\lambda_{SL} = \lambda_{fe} + \lambda_{e3}$$

Valor esperado de duración por salida (años):

$$r_{SL} = \frac{\lambda_{fe} r_{fe} + \lambda_{e3} r_{e3}}{\lambda_{SL}}$$

Promedio total de salidas por año (salidas/año):

$$U_{SL} \approx \lambda_{SL} r_{SL}$$

Probabilidad de que una simple salida dure más de t horas:

$$P_{(salida > t \text{ horas})} = \sum_{i=1}^n \frac{\lambda_{fi} e^{\frac{-t}{8760r_{i1}}} + \lambda_{i3} e^{\frac{-t}{8760r_{i3}}}}{\lambda_{SL}}$$

Sistemas paralelos

De manera similar al método de análisis de sistemas serie, los sistemas paralelos se pueden analizar tanto en componentes como en líneas de transmisión, por lo que se debe hacer el análisis y aplicar las siguientes expresiones simplificadas para el estudio de dichos sistemas:

Parámetros requeridos:

$$\lambda_{j1} = \lambda_{j2} = \lambda_{j3} = \lambda_n$$

$\mathbf{r}_{j1} = \mathbf{r}_{j2} = \mathbf{r}_{j3} = \mathbf{r}_n$: tasa de tiempo de reparación para las salidas forzadas (invierno y verano) y de tiempo de mantenimiento por año, respectivamente.

N: valor de duración del tiempo de verano en años

S: valor de duración del tiempo de invierno en años.

Para los cálculos de las diversas tasas se aplica la metodología anterior, solo se deben adecuar las variables a analizar. Para calcular el total de salidas forzadas por año en caso de que el sistema paralelo contenga una parte en serie (salidas/año):

$$\lambda_{SL} \approx \frac{N}{N+S} \left[\lambda_{i1} \lambda_{j1} (r_{i1} + r_{j1}) + \frac{S}{N} (\lambda_{i2} \lambda_{j1} r_{i1} + \lambda_{j2} \lambda_{i1} r_{j1}) \right. \\ \left. + \frac{S}{N} (\lambda_{i1} \lambda_{j2} r_{i1} + \lambda_{j1} \lambda_{i2} r_{j1}) + \frac{2S^2}{N} \lambda_{i2} \lambda_{j2} \right] + \lambda_{i3} \lambda_{j1} r_{i3} + \lambda_{i1} \lambda_{j3} r_{j3}$$

Por último, para el cálculo de salidas forzadas, en este caso en tiempo de verano, se calcula de la siguiente manera, no obstante, se puede adecuar igualmente a las variables disponibles (fallas en tiempo de verano/año):

$$\lambda_e \approx \lambda_{i1} \lambda_{j1} (r_{i1} + r_{j1}) + \frac{S}{N} (\lambda_{i1} \lambda_{j1} r_{i1} + \lambda_{j2} \lambda_{i1} r_{j2})$$

Análisis por Cadenas de Markov

Posteriormente, para el año 1968 (Billinton & Bollinger, 1968) se introduce otro método de cálculo, que son los procesos de Markov, en los que se consideran las fallas asociadas a factores climáticos en configuraciones paralelas y se comparan con los resultados del documento anteriormente descrito. Se deben tomar en cuenta diversos escenarios durante el año, tal y como se detalla en la figura 1.

El procedimiento de cálculo para un caso simple es el siguiente:

- Se tienen las siguientes variables:
 - λ_1, m_1 : fallas en tiempo de verano y valores de reparación
 - λ_2, m_2 : fallas en tiempo de invierno y valores de reparación
 - $m = 1/s$, donde s es el valor de tiempo en invierno
 - $n = 1/n$, donde n es el valor de tiempo de verano

- Se plantea la siguiente matriz:

$$\begin{matrix}
 P_0'(t) \\
 P_1'(t) \\
 P_2'(t) \\
 P_3'(t)
 \end{matrix}
 = \begin{bmatrix}
 P_0(t) & P_1(t) & P_2(t) & P_3(t)
 \end{bmatrix}
 \begin{bmatrix}
 -(1+n) & n & 1 & 0 \\
 m & -(2+m) & 0 & 2 \\
 1 & 0 & -(1+n) & n \\
 0 & 2 & m & -(2+n)
 \end{bmatrix}$$

El modelo de Markov se aplica en procesos que son discretos en el espacio y continuos en el tiempo.

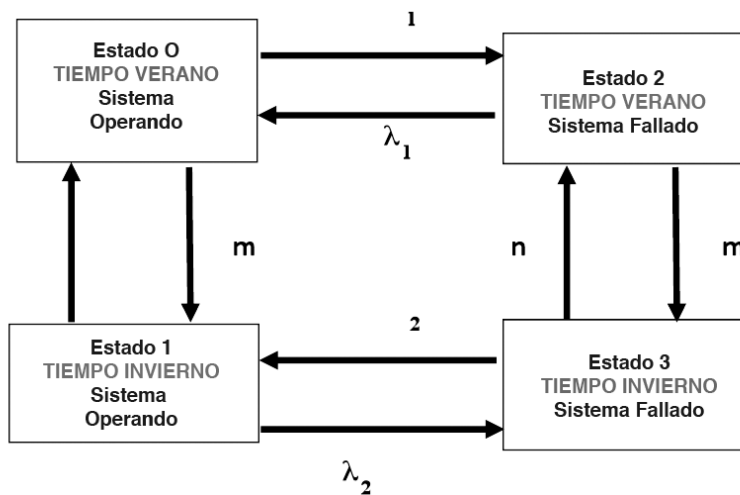


Figura 1. Diagrama espacial para un caso simple con dos estados de medio fluctuante

Ejemplo de aplicación a sistema eléctrico de potencia

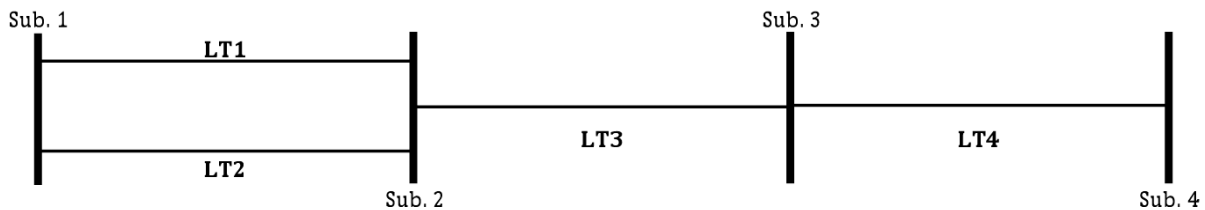


Figura 2. Circuito básico de sistema eléctrico de potencia

Se tendrán las siguientes líneas de transmisión: LT1, LT2, LT3 y LT4. Las líneas LT1 y LT2 están en configuración paralela y estas a su vez en serie con LT3 y LT4.

Datos genéricos para cada línea de transporte

Aplicando el análisis del punto 3, se analizaron los siguientes datos recolectados en un año de operación:

Cuadro 1. Tasas de salidas de líneas de transmisión de la figura 2.

Tasas de salidas		LT1	LT2	LT3	LT4
Verano	λ_1	0.5	0.277	0.2857	0.5882
Invierno	λ_2	0.11	0.111	0.3571	0.3530
Mantenimiento	λ_3	0.66	0.611	0.2143	0.3530

Índices obtenidos en sistema serie

Salidas por mantenimiento correctivo por línea de transmisión:

$$\lambda_{fiLT1} = 0,37037 \text{ salidas/año}$$

$$\lambda_{fiLT3} = 0,30952 \text{ salidas/año}$$

$$\lambda_{fiLT4} = 0,50980 \text{ salidas/año}$$

Total de salidas forzadas:

$$\lambda_{fe} = 1,18970 \text{ salidas/año}$$

Combinando todas las líneas de transmisión y analizados en diversos periodos del año:

$$\lambda_{e1} = 1,3739 \text{ salidas/año tiempo de verano}$$

$$\lambda_{e2} = 0,8212 \text{ salidas/año tiempo de invierno}$$

$$\lambda_{e3} = 1,2338 \text{ salidas/año mantenimiento}$$

Para los diferentes periodos se obtiene:

$$\lambda_{SLv} = 2,4235 \text{ salidas/año verano}$$

$$\lambda_{SLi} = 0,00025 \text{ salidas/año invierno}$$

$$r_1 = 58,26 \text{ horas tiempo de verano}$$

$$r_2 = 1,58 \text{ horas tiempo de invierno}$$

$$r_3 = 21,40 \text{ horas mantenimiento}$$

$$r_{fe} = 59,84 \text{ horas total}$$

Finalmente

$$U_{SL} = 97,66 \text{ horas/año}$$

$$r_{SL} = 66,53 \text{ horas}$$

Índices obtenidos en sistema paralelo

$$\lambda_{SL} = 1,01063 \text{ salidas/año}$$

$$\lambda_{e1} = 0,00134 \text{ salidas/año tiempo de verano}$$

$$\lambda_{e2} = 0,09880 \text{ salidas/año tiempo de invierno}$$

$$r_{fe} = 5,24 \text{ horas salidas por mantenimiento y forzadas.}$$

Análisis de índices calculados

Al analizar los índices del sistema paralelo, se observa que una de las dos líneas presenta al menos una salida por año con una duración de 5 horas aproximadamente durante todo el periodo. Esto se debe no solo al mantenimiento preventivo sino al mantenimiento correctivo.

En el sistema serie se tienen las líneas de LT1–LT3–LT4 y se observa que por mantenimiento correctivo hay un total de 1,18 salidas por año de alguna de las tres líneas involucradas en el sistema, dado que en verano hay 1,37 salidas, 0,8212 para invierno y 1,23 salidas por mantenimiento preventivo. De esto se deduce que hay un total de 2,42 salidas al año, por mantenimiento preventivo y correctivo con una duración esperada de 66 horas. Así mismo, se espera un promedio de 97,66 horas por año en que este sistema se encuentre fuera de servicio.

Conclusiones

Los índices de confiabilidad son una herramienta importante en el análisis de eventos y situaciones propias de los sistemas eléctricos de potencia. Hoy día, cuando la calidad de la energía eléctrica tiene un peso importante, debe ser analizada. Es necesario cuantificar los índices de confiabilidad para tomar decisiones acertadas y sobre todo cuando se toman en cuenta con el fin de evaluar la gestión de operación y mantenimiento de los sistemas eléctricos. Los índices de confiabilidad pueden aplicarse a todos los elementos de los sistemas eléctricos de potencia, pues pueden llegar a ser críticos según sea su configuración.

Para finalizar, es necesario cuantificar en términos económicos la influencia de los índices de confiabilidad en la tareas diarias y estos, a la postre, podrán llegar a influir en la cantidad de intervenciones o mantenimientos que se pueden realizar a un sistema o equipo, a fin de no incurrir en gastos innecesarios.

Bibliografía

- Allan, R. N., Dialynas, E. N., & Homer, I. R. (1979). Modelling and evaluating the reliability of distributions systems. (IEEE, Ed.) *Trans. Power Apparatus Syst.*, 96(6), 2181-2189.
- Billinton, R., & Bollinger, K. E. (Feb. de 1968). Transmisión System Reliability evaluation using Markov Processes. (IEEE, Ed.) *Transactions Power Apparatus Syst.*, 87(2), 538-547.
- Billinton, R., & Grover, M. S. (1975). Quantitative evaluation of permanent outages in distribution systems. *Trans. Power Apparatus Syst.*, 94(3), 733-741.
- Endrenyi, J. (1971). Tree stage models in power system reliability evaluations. *IEEE Trans. Power Apparatus Syst.*, 1909-1916.
- Forrest, D. W., Albrecht, P. F., Allan, R. N., Bhavaraju, M. P., Billinton, R., Landgren, G. L., y otros. (Feb. de 1985). Proposed terms for reporting and analyzing outages of electrical transmission and distribution facilities. (IEEE, Ed.) *Trans. Power Apparatus Syst.*, 104(2), 337-348.
- Grover, M. S., & Billinton, R. (September de 1974). A computerized approach to substation and switching station reliability evaluation. *Trans. Power Apparatus Syst.*, 93(5), 1488-1497.
- IEEE Committe Report. (1976). Common mode forced outages of overhead transmission lines. *Trans. Power Apparatus Syst.*, 859-864.
- Lauby, M. G., Khu, K. T., Polesky, R. W., Vandello, R. E., Doudna, J. H., Lehman, P. J., y otros. (1984). MAPP bulk transmission outage data collection and analysis. *IEEE Trans Power Apparatus Syst.*, 213-221.
- Mallard, S. A., & Thomas, V. C. (Marzo de 1968). A method for transmission and distribution outage calculations. (IEEE, Ed.) *Trans. Power Apparatus Syst.*, 87(3), 824-834.
- Montmeat, F. E., Gaver, D. P., & Patton, A. D. (July de 1964). Power System Reliability and Methods of calculation. (IEEE, Ed.) *Transactions Power Apparatus*, 83, 727-737.
- Ringlee, R. J., & Goode, S. D. (April de 1970). On procedures for reliability evaluation of transmission systemns. *Trans. Power Apparatus Syst.*, 89(4), 527-537.