

Performance of the Primary Distribution System due to interruptions

Rendimiento del Sistema Primario de Distribución por interrupciones

N. Ugsha¹G. Pesantez¹W. Guamán¹X. Proaño¹G. Casillas²¹Universidad Técnica de CotopaxiE-mail: geomhutc@gmail.com; gabriel.pesantes3889@utc.edu.ec;
wilian.guaman8956@utc.edu.ec; xavier.proano@utc.edu.ec²Empresa Electrica Quito

E-mail: gcasillas@eeq.com.ec

Abstract

The frequency and duration of outages are one of the most critical issues among distribution companies today, whose studies allow guaranteeing the correct operation of the Distribution System in the event of random failures. Based on this approach, this article is developed, through which the performance of the Primary Distribution System (PDS) is evaluated in the event of random failures that occur in the networks, taking as a basis a methodology contained between the development of a reliability model framed in the relationship of the bathtub curve and the Poisson Probability for discrete random variables, concerning short-term planning (1 year); also, the probable time of failure of the Primary Distribution System is evaluated using the Monte Carlo Method. Therefore, it can be seen that atmospheric discharges and environmental effects are the main problems.

Index terms— component, formatting, style, styling, insert (keywords)

Resumen

La frecuencia y duración de las interrupciones es uno de los temas con mayor importancia entre las empresas distribuidoras en la actualidad, cuyos estudios permiten garantizar el correcto funcionamiento del Sistema de Distribución ante fallas aleatorias. En base a este enfoque, se desarrolla el siguiente artículo, mediante el cual se evalúa el rendimiento del Sistema Primario de Distribución (SPD) ante fallas aleatorias que se presentan en las redes tomando como base una metodología contenida entre el desarrollo de un modelo de confiabilidad enmarcado en la relación de la curva de riesgo (curva de la bañera) y la Probabilidad de Poisson para variables aleatorias discretas, con relación a una planificación a corto plazo (1 año), en adición, se evalúa el tiempo probable de falla del Sistema Primario de Distribución mediante el Método de Monte Carlo. Con lo cual se puede observar que las descargas atmosféricas y efectos ambientales son el principal problema.

Palabras clave— Confiabilidad, Poisson, Sistemas de Distribución.

Recibido: 30-10-2020, Aprobado tras revisión: 23-07-2021

Forma sugerida de citación: Ugsha, N.; Pesántez, G.; Guamán, W.; Proaño, X.; Casillas, G. (2021). "Rendimiento del Sistema Primario de Distribución por interrupciones". Revista Técnica "energía". No. 18, Issue I, Pp. 19-28

ISSN On-line: 2602-8492 - ISSN Impreso: 1390-5074

© 2021 Operador Nacional de Electricidad, CENACE

1. INTRODUCCIÓN

Los sistemas de energía con el rápido desarrollo de la tecnología actual deben tener un alto grado de eficiencia ante eventos de falla por esta razón la tolerancia hacia los cortes de energía debido a causas aleatorias, son analizados usando métodos analíticos y de simulación que permiten evaluar en forma predictiva la confiabilidad de los Sistemas de Distribución (SD) [1].

El Sistema de Distribución debe actuar de forma rápida ante eventos de falla en las redes, debido al impacto que representa un corte en el suministro de electricidad hacia las diferentes cargas, lo que puede provocar inconvenientes tanto en la producción, comercialización o atención médica además de que las interrupciones generan una disminución en la confiabilidad del Sistema de Distribución y en ocasiones, producto de la energía que no se suministra se pueden generar sanciones gubernamentales por incumplimiento de la calidad del servicio contenida en la Regulación 002/20 del ARCERNR hacia las Empresas Distribuidoras ecuatorianas.

Un hecho importante, que se destaca, es la cantidad de interrupciones y pérdidas de energía, que se presentan en los sistemas, y más aún en las redes de distribución, donde el 90% de las fallas, corresponden a problemas de confiabilidad generando que las investigaciones actuales se enfoquen en la minimización de interrupciones a nivel de distribución [2].

Actualmente es común utilizar modelos predictivos para garantizar la seguridad del sistema, estos modelos relacionan el campo de la probabilidad y técnicas estadísticas para evaluar las condiciones actuales y futuras de los alimentadores primarios y sistema de distribución, como también el tiempo y el lugar donde será requerido mitigar o mejorar la red para mantener la confiabilidad [2] [3].

En tal contexto, con el objetivo de analizar la respuesta del Sistema de Distribución Primario, ante eventos de interrupción producidos por causa aleatorias, se desarrolla una metodología estimada en la confiabilidad del sistema, partiendo de los índices del punto de carga que registra el SPD en los últimos 5 años, para determinar la confiabilidad e indisponibilidad de los alimentadores primarios con una planificación de 1 año, mediante un modelo de confiabilidad para redes de distribución, determinado por la relación del periodo de vida útil de la curva de riesgo (curva de bañera) y propiedades de la probabilidad de Poisson, cuyo modelo es analizado para determinar las causas más incidente, resultantes del Diagrama circular de Pareto, en la cual se clasifica las causas con mayores registros (pocos vitales) que provocan el 80% de las interrupciones, a comparación del 20% restante (Muchos triviales).

De igual manera, se determina la probabilidad de fallo de los primarios, mediante el Método de Monte

Carlo, donde se simula la tasa de falla y tasa de reparación de cada primario mediante una función que relaciona las variables probabilísticas involucradas y un número con distribución uniforme comprendido entre [0, 1].

2. METODOLOGÍA

2.1. Índices de Confiabilidad del punto de Carga

La probabilidad de que un equipo o sistema pueda desempeñar una función específica, durante un intervalo de tiempo y bajo condiciones de uso o de operación definidas, toma el nombre de confiabilidad [4], la cual en este caso se clasifica en índices de confiabilidad del punto de carga.

Los índices del punto de carga son funciones de fallas de componentes, reparaciones y tiempos de restauración que presentan comportamientos aleatorios por naturaleza y que permiten evaluar el rendimiento del pasado y futuro de los sistemas de energía, es decir, acciones operativas planificadas en base al registro de fallas [5], los índices son los siguientes:

Tasa de Falla (λ)

$$\lambda = \frac{f_t}{R_t} = \frac{\text{Interruccionestotales}}{\text{Tiempo de estudio bajo análisis}} \quad (1)$$

La tasa de fallas está en [fallas/año]

$$r_T = TMMR = \frac{\sum_{i=1}^n \lambda_i r_i}{\lambda_i} \quad (2)$$

En donde

- r_i Tiempo de reparación i en horas
- λ_i Número de interrupciones del componente i

Indisponibilidad del Punto de Carga (\bar{A})

$$\bar{A} = \lambda * r \quad (3)$$

2.2. Índices de Confiabilidad del punto de Carga

El siguiente modelo inicia con la relación de probabilidad de Poisson, definida como variable aleatoria discreta y la etapa de vida útil de equipos y sistemas de la curva de riesgo.

Al considerar la probabilidad de Poisson, como un número infinito con puntos posibles para cualquier variable aleatoria, donde “n” que representa el número de casos o éxitos de probabilidad, tienda a infinito

($n \rightarrow \infty$), se tiene la ecuación 4, donde "n" para el siguiente análisis constituye el número total de equipos y materiales instalados en las redes, que no se conoce con exactitud, por lo que se considera infinito [6].

$$P(x) = \frac{(\mu)^x e^{-\mu}}{x!} \quad (4)$$

Al cambiar la variable " μ " por " $\lambda_{int} t$ ", debido a que lambda, al representar la frecuencia esperada del fenómeno modelado por la distribución y " μ " el valor esperado por la variable aleatoria, se determina que el valor esperado " μ " es equivalente al número de interrupciones en un tiempo, es decir ($\lambda_{int} t$) [6], resultando la siguiente función, característica de la Probabilidad de Poisson.

$$P[r; \lambda_{int} * t] = \frac{(\lambda_{int} t)^r e^{-\lambda_{int} t}}{r!} \quad (5)$$

Como la λ_{int} por fallas, se presentan generalmente en todos los componentes del sistema se establece la tasa de falla, durante el periodo de ejecución de Planificación de Operación y Mantenimientos (POM), bajo el tiempo de planificación de 1 año, como se muestra a continuación:

$$P[r = 1; \lambda_{int} = cte; t = 1] = \frac{(\lambda_{int} t)^r e^{-\lambda_{int} t}}{r!} \quad (6)$$

Donde las variables parten del siguiente criterio:

- $r=1$ probabilidad de que exista al menos una interrupción en la red.
- $\lambda_{int} = cte.$ parte del hecho que la etapa de la vida útil de la curva de riesgo, ya que las fallas son constantes (aleatorias) externas a la red.
- $t=1$ año ya que en términos de planificación del Sistema Eléctrico de Distribución (SED) de medio y bajo voltaje, se define un plan anual correspondiente a la expansión de alimentadores y acciones operativas en las S/E de Distribución, que comparada a la Regulación 002/20 del ARCERNR del CONELEC, las empresas Distribuidoras hasta el 31 de octubre de cada año presentan información relacionada al mantenimiento, operación o expansión de redes dentro de sus áreas de concesión [7] [8].

La Fig. 1, muestra la representación gráfica de la curva de riesgo para equipos y sistemas.

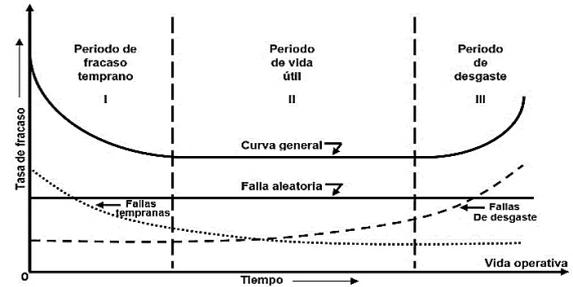


Figura 1: Curva de tasa de Riesgo (curva de la bañera) [7]

Al realizar los cambios de las variables se obtiene una función que representa la probabilidad de que exista al menos una interrupción en las redes durante el tiempo de análisis.

$$P = \frac{(\lambda_{int} * 1)^1 e^{-\lambda_{int} * 1}}{1!} = \lambda_{int} * e^{-\lambda_{int}} \quad (7)$$

Cuando la distribución del número de interrupciones se aproxima a una curva exponencial y la tasa de interrupción es pequeña en comparación con el número total de dispositivos, se determina que la tasa de falla (λ) es igual a la probabilidad (P) de una interrupción [9].

La ecuación 8, representa la tasa de falla con relación a la tasa de interrupción bajo el tiempo de análisis.

$$\lambda = P = \lambda_{int} * e^{-\lambda_{int}} \quad (8)$$

La función de confiabilidad, a partir de la probabilidad de Poisson, se determina en base a la probabilidad Exponencial negativa. Al tomar la relación planteada en base al criterio de componentes no reparables, se obtiene la siguiente ecuación que es útil para evaluar la confiabilidad del SPD [6].

$$c = R(t) = e^{-\lambda * t} \quad (9)$$

2.3. Probabilidad de Falla del SPD por Simulación Monte Carlo

La composición del Método Monte Carlo, para el cálculo del tiempo de falla del SPD, parte de la generación de números pseudoaleatorios con distribución uniforme entre [0,1], con la cual, mediante la relación de la transformada inversa de la función de densidad y distribución acumulada de la probabilidad exponencial, se obtiene la siguiente función, que permite evaluar el tiempo de fallo y reparación del SPD.

$$t_f = -\frac{1}{\lambda} \ln(U) \quad (10)$$



$$t_f = -\frac{1}{\mu} \text{Ln}(U) \quad (11)$$

Como $(1-U)$, pertenece a la distribución uniforme, contenida en el intervalo $[0,1]$, se puede deducir que, $(1-U) = U$, las ecuaciones 10 y 11, muestra las funciones utilizadas para el cálculo de la probabilidad de falla y reparación del SPD [10].

El diagrama de flujo, de la Fig. 2, muestra el funcionamiento del código, la cual se clasifica en tres procesos:

- Ingreso de datos. (Tasa de falla y reparación)
- Selección de datos (λ_{falla} , $\mu_{\text{reparación}}$) por cada primario bajo análisis.
- Resultado de Tiempo de falla y reparación

3. RESULTADOS

3.1. Interrupciones en el Sistema de Distribución Primario

La Fig. 3, muestra el historial de interrupciones registradas en los últimos 5 años, desde junio del 2014 a julio del 2019, cuya clasificación en base al nivel de incidencia, se determina que el Sistema Primario de Distribución el cual presenta mayores interrupciones, seguida del Sistema de Subtransmisión y en último lugar aquellas producidas por interconexiones externas a la Empresa.

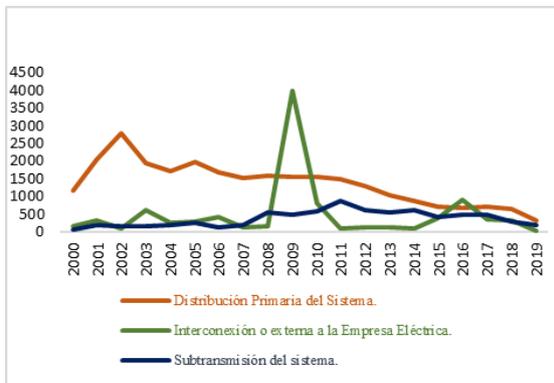


Figura 2: Historial de interrupciones en el Sistema de Distribución. Registros de las interrupciones registradas en la cabecera de los primarios desde el año 2000-2019

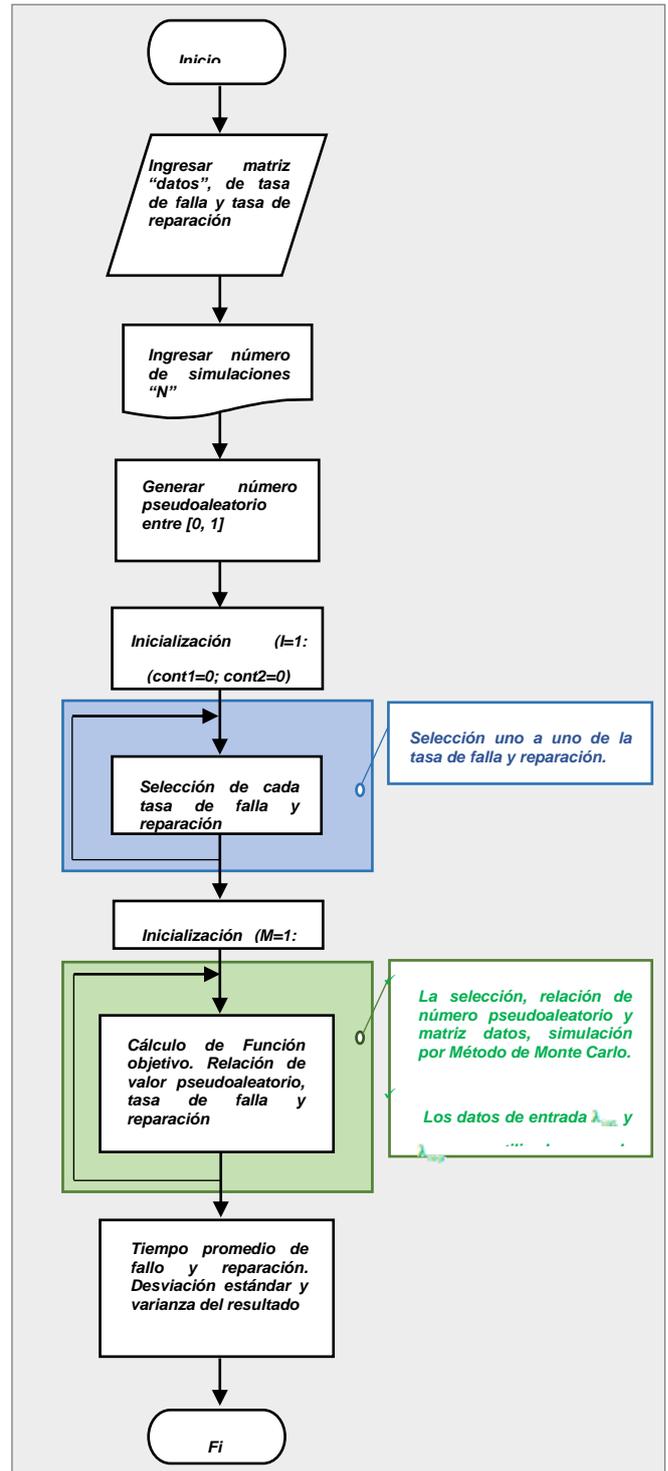


Figura 3: Procedimiento para obtener el tiempo promedio de fallo y reparación del SPD mediante el Método de Monte Carlo. I: número de tasa de falla y reparación de cada primario del SPD. M=índice de iteración. N: número de ensayos.

La Fig. 4, detalla las desconexiones automáticas y manuales que se han originado en el Sistema de Distribución.

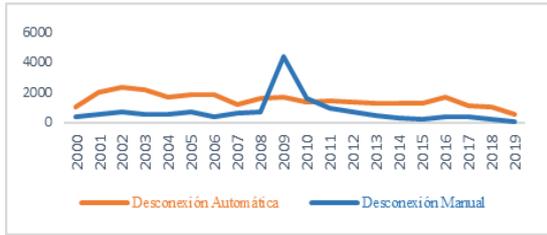


Figura 4: Desconexiones en el Sistema de Distribución. Registros desde el 2000 a 2019

Al clasificar las desconexiones automáticas producidas por interrupciones externas a la red (aleatoriedad), con las desconexiones manuales producto de maniobras o mantenimiento del SD, se observa que la desconexión automática (desconexión de estudio) es la que presenta mayores registros de incidencia, siendo la principal causa de estudio para los cálculos de confiabilidad.

La tabla 1, muestra el número total de desconexiones automáticas y manuales existentes desde julio del 2014 a junio del 2019 (tiempo de estudio=5 años), cada una de ellas clasificadas por el periodo POM analizado.

De las 2791 desconexiones automáticas (interrupciones aleatorias) presentes en el SPD, se clasifica las interrupciones según la causa que la provoca bajo la clasificación de interrupciones estimada por la Comisión de Integración Energética Regional Latinoamericana (CIER), y el uso de la metodología del Diagrama de Pareto. Ver la Fig. 5.

Tabla 1: Interrupciones del Sistema Primario de Distribución. Registros desde el 2014-2019

	Desconexión Automática	Desconexión Manual	Nº. total, interrupción
2014-2015	660	150	810
2015-2016	539	109	648
2016-2017	532	193	725
2017-2018	489	166	655
2018-2019	571	67	638
Totales	2 791	685	3 476

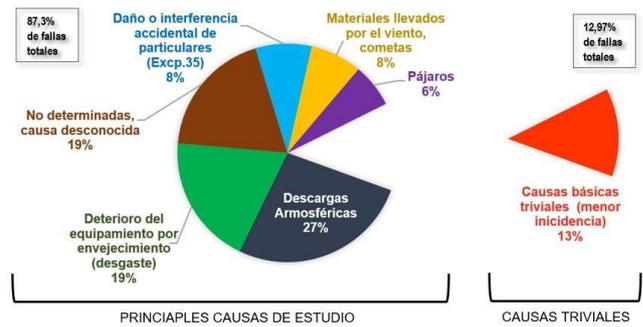


Figura 5: Causas básicas que producen fallas en el Sistema Primario de Distribución

En la Fig. 5 se puede observar que las causas se dividen bajo el uso de la metodología de Pareto, cuya clasificación corresponde al estudio que producen el 80% de las fallas, sin tomar en cuenta las causas triviales de menor incidencia en la red, este porcentaje global bajo estudio corresponde al periodo 2014-2019.

De las causas presentadas, el siguiente análisis se direccionada a las “principales causas de estudio” que producen el 87,3% de fallas a nivel de Primarios, sin efecto a la causa “por deterioro del equipamiento en las redes que producen el 19% de las fallas”, ya que la misma, no se interpreta como una falla aleatoria externa al sistema, sino que la interrupción se origina por envejecimiento de equipos o sistemas.

3.2. Cálculo de Confiabilidad de un Alimentador

Dado que el Método de MC, se basa en un muestreo aleatorio, cuya simulación muestral depende de un número determinado de iteraciones para la convergencia, se determina un criterio de parada:

$$N = \frac{P_i(1 - P_i)}{F^2} \left[z \left(1 + \frac{\gamma}{2} \right) \right]^2 \tag{12}$$

Para su aplicación se parametriza los valores de desviación estándar σ , nivel de confianza γ , la probabilidad de obtener aciertos p_i y un porcentaje de desviación acorde a un nivel de confianza superior al 90% de los valores simulados.

En esta sección se determina la confiabilidad de la red de distribución del SPD, para lo cual se efectúa un ejemplo que describe la metodología descrita en el flujograma de la Fig. 3.

Para el estudio de rendimiento del SPD, se usa el primario F, de la Subestación Santa Rosa, la cual, tiene los siguientes datos de (interrupciones > 3 min) y el tiempo de reparación total por cada periodo de interrupción.



Tabla 2: Interrupciones del Primario F de la S/E Santa Rosa

Periodo	No. Int. [u]	Duración Int. [h]
POM 1	1	1,5164
POM 2	3	2,8275
POM 3	2	1,5661
POM 4	3	4,9506
POM 5	5	3,7161
Total	14	14,5767

Los datos de la Tabla 2, se usan para determinar la confiabilidad. Calculando los índices del punto de carga λ , μ , r , disponibilidad (A), Confiabilidad (C) he Indisponibilidad (\bar{A})

Tabla 3: Resultados de índices de carga y A, C, \bar{A}

μ	r	λ	A	C	\bar{A}
0,9604	1,0412	0,1703	0,8494	0,8434	0,1506

Una vez estimado los valores de C y \bar{A} , se simula el tiempo en años probable que el SPD de prueba sufrirá un fallo, de igual manera el tiempo probable de reparación para efectos de restablecer el servicio eléctrico, cuyos resultados son asociados y relacionados con los mantenimientos preventivos, correctivos a efectuarse antes de producirse la interrupción.

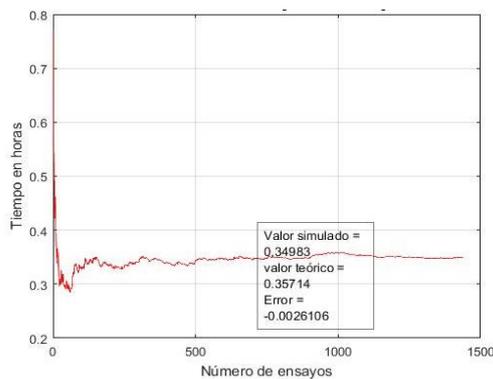


Figura 6: Probabilidad de interrupción en el SPD de prueba medido en [años]

Se observa, que, bajo el comportamiento aleatorio de la muestra, se obtiene resultados probables de interrupción, como del tiempo para resolver dicha interrupción, como se indica en la Fig. 6 y Fig. 7.

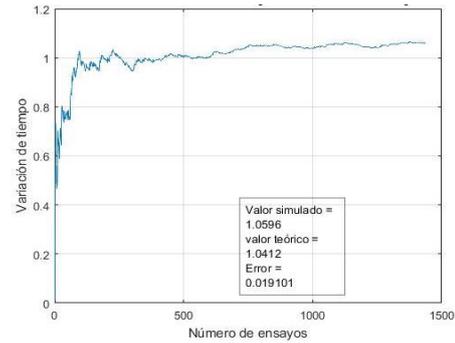


Figura 7: Probabilidad del tiempo de reparación al producirse la interrupción en el SPD de prueba medido en [horas]

3.3. Cálculo de Confiabilidad e Indisponibilidad del SPD

En base al número de interrupciones totales registradas en las cabeceras del SPD, contenidas en las interrupciones esenciales Fig. 5, a excepción de interrupciones por deterioro del equipamiento por envejecimiento.

Se determina la C, \bar{A} , tiempo probable de falla y reparación del SPD con interrupciones cuya duración es mayor a 3 minutos (int. > 3min.).

Una vez reducido las S/E, bajo estudio, se presenta la siguiente tabla, que muestra los cálculos de confiabilidad (C), indisponibilidad (\bar{A}) de las S/E de Distribución y primarios anexados, clasificados según las “principales causas de estudio”. Para una mejor visualización se detalla el código del Primario.

La tabla que se detalla clasifica los Alimentadores Primarios de las S/E, bajo el criterio de menor confiabilidad y mayor indisponibilidad de servicio, las cuales se clasifican mediante 4 grupos de rendimiento.

Aunque las 5 causas analizadas en los distintos alimentadores primarios presentan distinto resultado de (C) e (\bar{A}), se visualiza que los resultados mostrados por Descargas atmosféricas rigen a todas las causas precedentes, resultando 11 Primarios con rendimiento 1, es decir primarios con menor confiabilidad y mayor indisponibilidad de servicio ante interrupciones aleatorias.

Al determinar la confiabilidad e indisponibilidad de los primarios, la siguiente tabla muestra la probabilidad de falla en años y de reparación en horas de las S/E de Distribución bajo análisis.

Con el fin de realizar un análisis las probabilidades de falla para cada alimentador se van a dividir en 4 niveles, conocidos como “probabilidades de falla”

- Probabilidad 1 <1 año
- Probabilidad 2. 1 a 1.7 años
- Probabilidad 3 <2.55 años



- Probabilidad 4 <5.10 años

Se procede a analizar la probabilidad en cada zona por diferentes situaciones.

Tabla 4: Confiabilidad del SPD

		1. Descarga atmosférica		2. No determinadas causa desconocida		3. Daño o interferencia accidental		4. Materiales llevados por el viento		5. Animal		
Zona	Primario	1		2		3		4		5		Rendimiento
		C	Á	C	Á	C	Á	C	Á	C	Á	
NE	19B	0,692	0,004	0,692	0,017	0,719	0,002	0,765	0,004	0,692	0,056	1
NE	57A	0,692	0,010	0,763	0,080	0,765	0,002	0,849	0,001	-	-	1
NE	57B	0,692	0,257	0,849	0,001	-	-	0,765	0,252	0,698	0,407	1
NE	57D	0,697	0,018	0,849	0,010	0,765	0,076	-	-	-	-	1
NE	57E	0,697	0,020	0,906	0,242	-	-	0,692	0,139	0,692	0,114	1
NE	57F	0,698	0,283	0,692	0,017	0,765	0,197	-	-	0,698	0,099	1
NE	57G	0,698	0,079	0,692	0,028	0,849	0,001	0,697	0,534	0,719	0,006	1
SE	37A	0,698	0,021	0,692	0,024	0,849	0,008	-	-	0,765	0,003	1
C	59A	0,698	0,286	0,724	0,033	0,849	0,190	0,692	0,054	0,765	0,314	1
C	59B	0,698	0,003	0,849	0,006	0,719	0,217	-	-	0,849	0,001	1
C	59C	0,698	0,163	0,849	0,010	0,765	0,076	-	-	0,849	0,001	1
C	59D	0,708	0,045	0,692	0,020	-	-	-	-	0,765	0,011	2
C	59E	0,708	0,159	0,697	0,039	0,692	0,239	0,765	0,013	-	-	2
C	59F	0,708	0,238	-	-	0,765	0,091	0,765	0,127	0,692	0,030	2
N	19A	0,719	0,003	0,692	0,024	0,849	0,008	0,765	0,001	-	-	2
N	19C	0,719	0,008	0,697	0,039	0,719	0,018	0,692	0,041	0,719	0,001	2
N	19D	0,719	0,227	0,708	0,372	0,765	0,021	-	-	0,719	0,204	2
N	19E	0,719	0,087	0,708	0,381	0,849	0,108	0,765	0,004	0,719	0,129	2
N	19F	0,724	0,027	0,849	0,004	0,849	0,003	0,765	0,001	0,698	0,006	2
N	19G	0,763	0,026	0,697	0,012	0,765	0,005	0,698	0,154	0,692	0,006	2
N	19H	0,765	0,002	0,692	0,014	-	-	0,765	0,009	0,765	0,128	2
N	19I	0,765	0,005	0,698	0,101	0,765	0,077	-	-	0,692	0,008	2
N	57C	0,765	0,002	0,698	0,003	0,765	0,065	-	-	0,765	0,192	2
S	21A	0,765	0,113	0,765	0,002	0,765	0,002	0,719	0,104	0,719	0,002	2
S	21B	0,765	0,010	0,849	0,004	0,719	0,160	0,849	0,114	-	-	2
S	21C	0,765	0,002	0,849	0,006	-	-	-	-	-	-	3
S	21D	0,804	0,280	0,697	0,566	0,719	0,217	0,724	0,177	0,692	0,064	4
S	21E	0,804	0,129	0,765	0,002	-	-	0,849	0,001	-	-	4
S	37B	0,849	0,005	0,692	0,017	0,765	0,003	0,765	0,019	-	-	4
S	37C	0,849	0,001	0,692	0,168	-	-	0,719	0,084	-	-	4
S	37D	0,849	0,001	0,697	0,566	-	-	-	-	0,849	0,001	4
S	37E	0,849	0,001	0,698	0,014	0,765	0,018	0,849	0,087	-	-	4
S	37F	0,849	0,001	0,765	0,002	-	-	-	-	-	-	4
S	37H	0,849	0,001	-	-	-	-	-	-	-	-	4
S	59A	0,861	0,171	0,804	0,307	0,849	0,232	-	-	0,849	0,008	4
S	59B	0,893	0,139	0,698	0,014	0,765	0,018	-	-	-	-	4
S	59C	0,893	0,040	0,724	0,049	0,765	0,475	0,765	0,142	0,849	0,004	4
S	59D	0,919	0,608	0,697	0,289	0,849	0,001	0,849	0,177	0,765	0,001	4
S	59E	0,929	0,094	0,692	0,168	-	-	-	-	-	-	4
S	59F	0,947	0,531	0,763	0,080	0,698	0,017	0,849	0,001	0,849	0,001	4
S	21F	-	-	0,698	0,483	-	-	-	-	-	-	4

Rendimiento 1	Negro	C<0.707
Rendimiento 2	Rojo	0.708≤C≤0.743
Rendimiento 3	Amarillo	0.709≤C≤0.784
Rendimiento 4	Verde	C>0.785

Tabla 5: Probabilidad de falla aleatoria y duración de la falla del SPD para materiales llevados por el viento

1. Zona	2. Prim.	3. Tiempo de fallo [años]	4. Duración de fallo [horas]	5. Prob. de falla
Sur	37F	0,60	0,569	1
Norte	19G	0,80	1,535	1
Noroeste	57G	0,96	0,168	1
Norte	57C	0,96	0,151	1
Sur	59B	0,96	0,116	1
Sur	21B	1,20	0,445	2
Noroeste	57E	1,60	0,201	2
Norte	19F	1,60	0,266	2
Noroeste	19B	2,40	0,877	3
Noroeste	57D	2,40	0,379	3
Sureste	37A	2,40	0,43	3
Centro	59C	2,40	0,004	3
Norte	19A	2,40	0,05	3
Norte	19D	2,40	0,005	3
Norte	19E	2,40	0,016	3
Norte	19H	2,40	0,034	3
Sur	21E	2,40	0,015	3
Sur	59E	2,40	0,072	3
Centro	59B	4,80	0,549	4
Centro	59F	4,80	0,004	4
Norte	19C	4,80	0,004	4
Sur	21D	4,80	1,125	4
Sur	59C	4,80	0,004	4
Sur	59D	4,80	0,722	4

Tabla 6: Probabilidad de falla aleatoria y duración de la falla del SPD para descargas Atmosféricas

1. Zona	2. Prim.	3. Tiempo de fallo [años]	4. Duración de fallo [horas]	5. Prob. de falla
Sur	59C	0,232	0,261	1
Sur	59F	0,255	0,026	1
Sur	21D	0,269	0,414	1
Sureste	37A	0,300	0,013	1
Sur	37C	0,300	0,048	1
Sur	59A	0,340	0,070	1
Centro	59F	0,425	0,063	1
Sur	37F	0,425	0,165	1
Sur	21B	0,510	0,014	1
Norte	19D	0,638	0,018	1
Noroeste	57D	0,729	0,226	1
Norte	19A	0,729	0,137	1
Sur	21C	0,729	0,034	1
Noroeste	57G	0,851	0,017	1
Sur	37B	0,851	0,015	1
Noroeste	19B	1,021	0,351	2
Norte	19C	1,021	0,011	2
Norte	19E	1,021	0,004	2
Noroeste	57A	1,276	0,500	2
Centro	59A	1,276	0,247	2
Centro	59D	1,276	0,004	2
Norte	19G	1,276	0,109	2
Norte	57C	1,276	0,507	2
Sur	37D	1,276	0,027	2
Centro	59C	1,701	0,004	2
Sur	21A	1,701	0,497	2
Sur	21E	1,701	0,161	2
Sur	59B	1,701	0,013	2
Noroeste	57B	2,552	0,004	3
Noroeste	57E	2,552	0,324	3
Noroeste	57F	2,552	0,013	3
Norte	19H	2,552	0,004	3
Sur	37E	2,552	0,004	3
Sur	59D	2,552	0,026	3
Centro	59B	5,104	0,004	4
Centro	59E	5,104	0,004	4
Norte	19F	5,104	0,004	4
Norte	19I	5,104	0,004	4
Sur	37H	5,104	0,004	4
Sur	59E	5,104	0,023	4



Tabla 7: Probabilidad de falla aleatoria y duración de la falla del SPD para Interferencia de particulares

1. Zona	2. Prim.	3. Tiempo de fallo [años]	4. Duración de fallo [horas]	5. Prob. de falla
Norte	19A	1,038	0,321	2
Sur	59C	1,297	0,022	2
Centro	59C	1,730	0,478	2
Norte	19E	1,730	0,004	2
Sur	37F	1,730	0,471	2
Sur	59B	1,730	0,031	2
Sur	59D	1,730	0,324	2
Noroeste	57A	2,595	0,628	3
Noroeste	57B	2,595	0,176	3
Noroeste	57D	2,595	0,256	3
Noroeste	57E	2,595	0,004	3
Noroeste	57F	2,595	0,212	3
Sureste	37A	2,595	2,311	3
Norte	19C	2,595	0,004	3
Sur	21A	2,595	0,056	3
Sur	21B	2,595	0,013	3
Sur	37B	2,595	0,21	3
Sur	37C	2,595	0,046	3
Sur	59E	2,595	0,009	3
Norte	19D	5,189	0,018	4
Norte	19G	5,189	0,005	4
Norte	57C	5,189	1,196	4
Sur	21D	5,189	0,004	4
Sur	21E	5,189	0,62	4
Sur	37D	5,189	0,041	4
Sur	59A	5,189	1,543	4

Tabla 8: Probabilidad de falla aleatoria y duración de la falla del SPD para el caso de aves

1. Zona	2. Prim.	3. Tiempo de fallo [años]	4. Duración de fallo [horas]	5. Prob. de falla
Noroeste	57D	1,018	0,031	2
Noroeste	57F	1,018	0,008	2
Noroeste	57G	1,018	0,129	2
Norte	19E	1,018	0,151	2
Sur	59B	1,018	0,017	2
Sur	37F	1,018	0,174	2
Noroeste	57A	1,273	0,138	2
Norte	19A	1,273	1,132	2
Norte	19D	1,273	0,016	2
Noroeste	57E	1,697	0,004	2
Norte	19H	1,697	0,019	2
Sur	21A	1,697	0,619	2
Sur	21E	1,697	0,390	2
Sur	59B	1,697	0,004	2
Noroeste	57B	2,545	0,592	3
Norte	19I	2,545	0,478	3
Norte	57C	2,545	1,171	3
Sur	21C	2,545	0,041	3
Sur	21D	2,545	0,004	3
Sur	37D	2,545	0,011	3
Sureste	37A	5,090	0,019	4
Centro	59A	5,090	0,004	4
Centro	59D	5,090	0,004	4
Centro	59E	5,090	0,004	4
Sur	59A	5,090	0,048	4
Sur	59C	5,090	0,004	4

Tabla 9: Probabilidad de falla aleatoria y duración de la falla del SPD para situaciones no clasificadas

1. Zona	2. Prim.	3. Tiempo de fallo [años]	4. Duración de fallo [horas]	5. Prob. de falla
Noroeste	57G	0,283	0,086	1
Sur	59A	0,425	0,178	1
Norte	19E	0,464	0,031	1
Sur	59C	0,510	0,042	1
Norte	19A	0,567	0,379	1
Sureste	37A	0,638	0,031	1
Norte	19D	0,638	0,040	1
Norte	57C	0,638	0,021	1
Sur	21A	0,729	0,410	1
Sur	21E	0,729	0,426	1
Sur	21B	0,850	0,010	1
Sur	21D	0,850	0,327	1
Sur	37F	0,850	1,051	1
Sur	59B	0,850	0,033	1
Noroeste	57A	1,020	0,017	2
Norte	19C	1,020	0,057	2
Norte	19F	1,020	0,012	2
Norte	19G	1,020	0,028	2
Norte	19H	1,020	0,013	2
Sur	21C	1,020	0,020	2
Sur	37D	1,020	0,024	2
Sur	59E	1,020	0,017	2
Sur	59F	1,020	0,196	2
Noroeste	57B	1,276	0,004	2
Noroeste	57F	1,276	0,136	2
Centro	59A	1,276	0,004	2
Centro	59F	1,276	0,703	2
Sur	21F	1,276	1,129	2
Sur	37C	1,276	0,018	2
Noroeste	57E	2,551	0,004	3
Centro	59C	2,551	0,004	3
Sur	37H	2,551	0,004	3
Noroeste	19B	5,102	0,004	4
Centro	59B	5,102	0,004	4
Centro	59E	5,102	0,004	4
Sur	37B	5,102	0,051	4
Sur	37E	5,102	0,030	4
Sur	59D	5,102	0,022	4

4. CONCLUSIONES

Los efectos de las descargas atmosféricas constituyen el 27% de fallas en el sistema por lo que sería interesante considerar un estudio en torno a esto con el fin de mitigarlo.

Los problemas causados por fallas en elementos que cumplen su vida útil constituye una cantidad importante de las fallas del sistema, por lo que considerar un adecuado plan de mantenimiento y cambio de elementos envejecidos repercutiría de forma positiva en el sistema.

El orden del rendimiento del SPD, de las principales causas de estudio del Gráfico de Pareto, al clasificarlas en base a menor confiabilidad y mayor indisponibilidad de servicio, solo se rige a la principal causa de estudio,



correspondiente a las originadas por descargas atmosféricas.

La causa por envejecimiento o deterioro del equipo y sistema en los Alimentadores primarios, no es tomado en cuenta en el modelo de confiabilidad planteado, ya que la misma, corresponde a la Etapa III de la curva de riesgo, cuyas causas no son de tipo aleatorio en las redes.

La introducción de nuevos sistemas de protección como reconectores, seccionadores y más cambiarían la topología de la red y por lo tanto el estudio realizado.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] X. Zhang, Q. Lin, X. Wu, Z. Lin, A. Tang, H. Yang y X. Shu, «Sequential Monte Carlo Reliability Prediction Method of low Voltage Distribution Network Based on Failure Effect Analysis,» de Computing Technology, Intelligent Technology, Industrial Information Integration, Wuhan, China, 2017.
- [2] L. Zemite, J. Gerhards, M. Gorobetz y A. Levchenkov, «Optimization of distribution system reliability,» de 2016 IEEE 16th International Conference on Environment and Electrical Engineering (EEEIC), Florence, Italy, 2016.
- [3] J. Dobschinski, R. Bessa, P. Du, K. Geisler, S. E. Haupt, M. Lange, C. Mohrlen, D. Nakafuji y M. d. I. T. Rodriguez, «Predicción de la incertidumbre en pocas palabras,» IEEE power & energy magazine, pp. 48-59, 2016.
- [4] LOSPEE, «Registro Oficial No. 21,» LEXISFINDER, Quito-Ecuador, 2019.
- [5] R. Billinton y R. Allan, Reliability Evaluation of Engineering System, New York: Springer Science+Business Media, LLC, 1992.
- [6] A. Chowdhury y D. Koval, POWER DISTRIBUTION RELIABILITY. Practical Methods and Applications, New Jersey: IEEE Press Editorial Board, 2009.
- [7] ARCERNNR, «ARCERNNR,» 23 Noviembre 2020. [En línea]. Available: http://www.controlrecursosyenergia.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2020/12/Regulacion-No.-ARCERNNR-005_20-Transacciones-Comerciales.pdf. [Último acceso: 23 Diciembre 2020].
- [8] A. A. N. d. E. Eléctrica, «Planejamento da Expansão do Sistema de Distribuição,» ANNEL, Brasil, 2016.

- [9] D. Eggly y W. Esser, «Reliability Analysis and What It Means,» IEEE TRANSACTIONS ON INDUSTRY AND GENERAL APPLICATIONS,, vol. 5, nº 5, pp. 578-581, 1999.
- [10] R. Billinton y W. Li, Reliability Assessment of Electric Power Systems Using Monte Carlo Methods, New York: Springer Science+Business Media, LLC, 1994.
- [11] N. G. Ugsha Chusin, ANÁLISIS DE LAS FALLAS EN REDES DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA CAUSADO POR FAUNA EN LA EMPRESA ELÉCTRICA QUITO, Latacunga-Ecuador: Universidad Técnica de Cotopaxi, 2020.



Nelson Ugsha Chusin.- Nació en la provincia de Cotopaxi en 1996. Recibió su título de Ingeniero Eléctrico en Sistemas Eléctricos de Potencia de la Universidad Técnica de Cotopaxi en 2020. Actualmente, se encuentra cursando estudios en diseño de redes de distribución y fiscalización de obras eléctricas. Su campo de investigación se encuentra relacionado diseño de redes usando arcGIS.



Gabriel Pesantez Palacios.- Nació en Cañar en 1988. Recibió su título de Ingeniero Eléctrico de la Universidad de Cuenca en 2013 y su título de Mestre em Engenharia Electrotecnica por el Politécnico de Leiria en 2017. Actualmente, se encuentra trabajando como docente en la Universidad Técnica de Cotopaxi, y su campo de investigación se encuentra relacionado con los Sistemas Eléctricos de Distribución.



Wilian Guamán Cuenca - Nació en Riobamba, Ecuador en 1989. Recibió su título de Ingeniero en Electromecánica por la Universidad de las Fuerzas Armadas “ESPE” en 2013 y su título de Máster Universitario en Ingeniería de la Energía por la Universidad Politécnica de Madrid en 2017. Actualmente trabaja como docente en la carrera de Electricidad de la Universidad Técnica de Cotopaxi y sus campos de investigación están relacionados con el análisis de sistemas eléctricos de potencia.



Xavier Proaño Maldonado. - Nació en Latacunga Ecuador, en 1985. Recibió su título de Ingeniero Eléctrico de la Escuela Politécnica Nacional en 2010; de Máster en Gestión de Energías de la Universidad Técnica de Cotopaxi en 2013. Su campo de estudio se encuentra relacionado con Alto Voltaje, Energías Renovables, Protecciones Eléctricas y Sistemas Eléctricos de Potencia. Docente de planta a tiempo completo de la Carrera de Ing. Eléctrica en la Facultad de Ciencias de la Ingeniería y Aplicadas de la UTC, Ecuador.



Germán Casillas Peña. Recibió su título de Ingeniero Eléctrico de la Universidad Politécnica Nacional en 2008 y su título de Mestre Em Ciências Da Engenharia Elétrica – Sistemas de Distribuição, SMART GRIDS por la Escola Politécnica da Universidade de São Paulo-Brasil, maio 2017.