

MEJORAMIENTO DE ÍNDICES DE CONFIABILIDAD MEDIANTE LA OPTIMIZACIÓN DE RECURSOS EN REDES DE DISTRIBUCIÓN

Olalla Merino Wrom, Ing.

Escuela Politécnica Nacional

Orejuela Luna Víctor, Ing.

RESUMEN

En este trabajo se presenta una metodología para evaluar los índices de confiabilidad de servicio en alimentadores primarios de redes de distribución; y para optimizar los recursos que se empleen en el mejoramiento de dichos índices.

1. INTRODUCCIÓN

A lo largo de los años, en todo el mundo, los estudios de confiabilidad han estado enfocados a las áreas de generación y transmisión en los sistemas de potencia; Ecuador no ha sido la excepción, pero a partir de la aparición del Mercado Eléctrico Mayorista (M. E. M.) y la posible venta de las empresas distribuidoras, se empieza a regular la calidad de servicio eléctrico y se establece la Regulación CONELEC-004/01, la cual establece como se debe calcular los índices para evaluar la calidad del servicio técnico e indica los valores que se deben cumplir.

2. CONFIABILIDAD EN SISTEMAS ELÉCTRICOS

Este término ha estado relacionado con la continuidad del suministro de energía eléctrica desde sus inicios, pero más directamente enfocada al análisis del proceso de generación, a partir de los sesenta, se presentan los primeros escritos sobre la confiabilidad en sistemas de transmisión y distribución.

Para una mejor comprensión es necesaria la definición del término **confiabilidad** y tenemos que:

- Es la probabilidad de que un sistema cumpla adecuadamente su cometido, durante el tiempo deseado, en las condiciones de operación especificada (IEEE)^[1]
- Es la probabilidad de que un artefacto cumpla con las funciones a él asignadas, en un intervalo de tiempo especificado bajo condiciones establecidas.^[6]

2.1 Optimización en los Sistemas Eléctricos

Todos los procesos encargados a las empresas distribuidoras de energía, están relacionados con la optimización de recursos, tiempo ó de inversiones.

El término optimización está relacionado con el ámbito económico. Por este motivo es necesario definir claramente lo que significa.

- Es un instrumento fundamental en la economía. Es empleado para modelar la asignación de recursos escasos entre fines alternativos, y resolver problemas de distribución económica desarrollados en la teoría del consumidor, teoría de la producción, economía del bienestar, equilibrio general, etc.^[7]
- Es una combinación de metodología y tecnología para obtener la mejor utilización posible de los recursos empleados, (tiempo, vehículos, materia prima, repuestos, seguridad, etc.), en pos de un objetivo definido.^[11]

Las definiciones anteriores hablan de utilizar de mejor manera los recursos disponibles, para lo cual se puede maximizar o minimizar las funciones objetivo que serán utilizadas para un fin determinado.

3. CONFIABILIDAD EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN^{[4], [5]}

Los sistemas eléctricos en general, se encuentran divididos en tres niveles jerárquicos, denominados generalmente HLI, HLII y HLIII (Hierarchical Level)^[5], a continuación se puede ver en la Figura 1 como están constituidos cada uno de ellos.

Niveles que se crearon con la finalidad de facilitar los estudios de confiabilidad.

En el nivel HLI, se estudia únicamente la confiabilidad de generación, sirviendo para planificar la generación y determinar la capacidad necesaria de las centrales para cubrir la demanda futura

En el nivel HLII, los estudios de confiabilidad analizan dos tópicos, la satisfacción de la demanda manteniendo las características de voltaje y frecuencia, respetando los límites de los flujos por las líneas y la capacidad de soportar las perturbaciones transitorias.

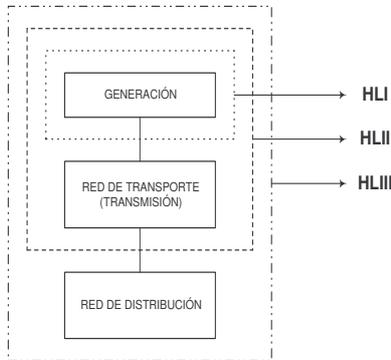


Figura 1 Niveles jerárquicos de análisis de fiabilidad de los sistemas eléctricos

El nivel HLIII, es el más complicado por tomar en cuenta todos los elementos del sistema eléctrico, pero para facilitar su análisis: se integra al nivel HLII el sistema de subtransmisión por tratarse de una red mallada, mientras que los alimentadores primarios se analizan independientemente por tener una estructura radial. Esta separación se la puede realizar por cuanto estos dos sistemas se comunican a través de un único punto en la red.

3.1. Confiabilidad y Probabilidad de Falla

La confiabilidad es la probabilidad de que un sistema desempeñe su función adecuadamente durante un período de tiempo determinado y bajo ciertas condiciones de operación y si deja de desempeñar sus funciones de manera correcta se lo denomina como falla, pese a que luego de alguna manera el sistema sea restaurado a su estado original.

Por otra parte, a la probabilidad de que ocurra un evento, sistema en funcionamiento (ON), se puede expresar como la fracción de los casos favorables sobre el posible total de resultados, es decir la suma de los resultados favorables así como los no favorables.

$$P(\text{ON}) = \frac{N_{\text{ON}}}{N_{\text{ON}} + N_{\text{OFF}}} \quad (1.)$$

Donde:

N_{OFF}. Representa el número de casos desfavorables o que el sistema no esta en funcionamiento.

Operando un grupo de N sistemas idénticos la confiabilidad se expresará de la siguiente manera:

$$R(t) = \frac{N_S(t)}{N} = \frac{N_S(t)}{N_S(t) + N_F(t)} \quad (2.)$$

También:

$$R(t) = 1 - \frac{N_F(t)}{N} \quad (3.)$$

Luego de varios procesos matemáticos y manteniendo N como una constante se tiene:

$$R(t) = e^{-\int_0^t r(x)dx} \quad (4.)$$

La distribución de tiempo de falla o desconfiabilidad del sistema al tiempo t esta dada por:

$$F(t) = \int_0^t f(t)dt \quad (5.)$$

Mientras la confiabilidad esta dada por:

$$R(t) = 1 - F(t) = e^{-\int_0^t r(x)dx} \quad (6.)$$

Obteniendo el logaritmo y diferenciando ambos miembros de la expresión anterior se tiene:

$$r(t) = \frac{f(t)}{1 - F(t)} \quad (7.)$$

3.2. Frecuencia de Falla

A lo largo de la historia se ha realizado una serie de análisis de los sistemas, los cuales han demostrado que la frecuencia de falla, sigue un patrón casi determinado

Durante el período inicial ó de mortalidad infantil, la frecuencia de falla tiene un valor muy alto, el cual es decreciente con el transcurso del tiempo.

En el período de operación la función r(t), tiende a estabilizarse en un valor constante

El último período que se caracteriza por tener una frecuencia de falla creciente, se denomina vejez o término de la vida útil.

Este comportamiento se lo puede observar en la Figura 2.

3.2.1. Tiempo Medio Antes de Falla (MTTF)^[8]

Es el tiempo transcurrido antes de la primera falla en un sistema que no tiene posibilidad de reparación. Este tipo de falla se denomina catastrófica, a diferencia de muchos de los casos en sistemas eléctricos en que las fallas son reparables y el sistema regresa a su condición original.

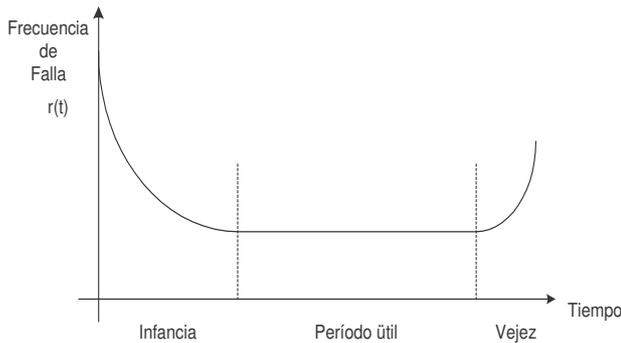


Figura 2 Frecuencia de Falla (Curva de la Bañera)

Se debe acotar que el MTTF no es el tiempo más probable de falla ni el tiempo que esperaría el 50% de las veces.

3.3. Confiabilidad de la Topología

Desde el punto de vista funcional, la conexión de los elementos puede ser en serie, paralelo ó una combinación de las dos anteriores. La falla de elementos en paralelo no producen una falla en el cumplimiento del objetivo establecido, lo que no acontece cuando están en serie, pues si falla uno de elementos, el sistema ya no puede cumplir con su objetivo. Consideramos un sistema como el de la Figura 3.

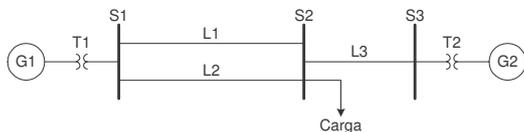


Figura 3 Diagrama de un Sistema de Potencia, para el análisis de confiabilidad

La figura 4, representa la disposición física de los elementos y esta no ayuda en el análisis de confiabilidad.



Figura 4 Disposición física de los elementos

La figura 5 representa el comportamiento funcional del sistema, para alimentar la carga conectada en S2,

Este grafico representar el funcionamiento del sistema y permite realizar el análisis dependiendo del estado en que se encuentren los elementos, es decir en operación o fuera de ella.

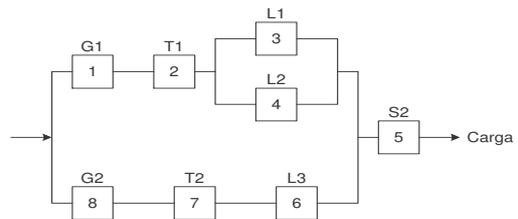


Figura 5 Diagrama funcional del sistema

Con la ayuda de los diagramas se han desarrollado dos métodos para el análisis de la confiabilidad y son: Conjunto de Trayectoria y Conjunto de corte.

De estos dos métodos el de mayor aplicación es el de los conjuntos de corte el cual se utiliza para determinar los índices de confiabilidad: frecuencia y duración y para el análisis se utiliza como criterio de éxito la continuidad del servicio.

3.4. Confiabilidad en Base al Método del Espacio de Estados (Método de Markov)

El Proceso de Markov, puede funcionar como un parámetro discreto (Cadena de Markov) o continuo, se utilizan para describir un número finito y discretos de estados en los que se puede encontrar y que están funcionando en un espacio continuo del tiempo [5]

En el caso del sistema de distribución, las tasas de transición de un estado a otro, son la tasa de falla del sistema y la de reparación del mismo.

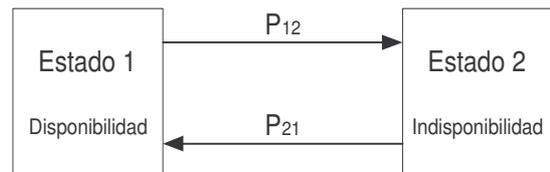


Figura 6 Proceso Continuo de Markov de un Sistema con 2 Estados

Las tasas de transición se definen como:

Tasa de Falla.

$$P_{12} = \lambda = \frac{N^{\circ} \text{ de fallos del sistema durante el período considerado o}}{\text{Tiempo total durante el cual el sistema estaba expuesto a fallo}}$$

Tasa de reparación.

$$P_{21} = \mu = \frac{N^{\circ} \text{ de reparacion es del sistema durante el período considerado o}}{\text{Tiempo total durante el cual el sistema estaba siendo reparado}}$$

En los procesos continuos de Markov se tiene que la probabilidad de que un sistema se mantenga en un estado en el transcurso del tiempo y si se considera que el este tiende al

infinito (∞), se tiene las probabilidades en estado estacionario, que son valores de interés en los estudios de confiabilidad.

$$P_1(\infty) = P_1 = \frac{\mu}{\lambda + \mu} \quad (8.)$$

$$P_2(\infty) = P_2 = \frac{\lambda}{\lambda + \mu} \quad (9.)$$

P_1 y P_2 , son las probabilidades estacionarias de que el sistema se encuentre en estado disponible o indisponible respectivamente.

En el caso de distribuciones exponenciales negativas, el tiempo medio de falla (MTTF), es la inversa de la tasa de falla y el tiempo medio de reparación (MTTR), el cual corresponde al tiempo utilizado en realizar cambios o reparaciones de los elementos fallados, además este valor corresponde a la inversa de la tasa de reparación.

$$MTTF = m = 1 / \lambda \quad (10.)$$

$$MTTR = r = 1 / \mu \quad (11.)$$

Reemplazando en las ecuaciones anteriores los valores de m y r se tiene:

$$P_1 = \frac{m}{m + r} \quad (12.)$$

$$P_2 = \frac{r}{m + r} \quad (13.)$$

3.5. Índices de Confiabilidad

Son utilizados en redes eléctricas para ayudar en la cuantificación de la calidad del servicio que se presta en cualquier punto de consumo.

Los índices de confiabilidad más importantes son:

Tasa de falla (λ)
 Tiempo medio entre fallas (m).
 Tiempo Medio de Reparación (r)
 Tasa de reparación (μ).
 Energía No Suministrada (ENS)
 Carga Promedio Desconectada (L)
 Tiempo Anual de Desconexión Esperada (U), se la calcula como $U = \lambda * r$

4. TÉCNICA PARA LA EVALUACIÓN DE LA CONFIABILIDAD

Para realizar el análisis de fiabilidad de un sistema es preciso modelarlo y con esta finalidad se toma en cuenta a

Alimentadores primarios.
 Redes de operación radial.
 Falla de tipo activos.

La demanda

Los elementos que se toman para modelar la red de distribución radial de media tensión son: los tramos (aéreos o subterráneos), su longitud (km.), centros de transformación, potencia instalada, número de clientes, equipos de protección y seccionamiento.

4.1. Descripción del Modelo de la Red

Para realizar la evaluación de los parámetros de confiabilidad del sistema así como de los consumidores, se modelará la red a través de una descripción topológica de tramos de alimentador, separados por elementos de protección y / ó maniobra.

En caso de suponer elementos perfectos, 100 % confiables, bastará asignarle a dicho elemento una tasa de falla igual a cero.

4.2. Caracterización de Elementos

Para caracterizar los elementos se tiene:

Tasa de falla.

Para los tramos de alimentador

$$\lambda = b \cdot l \quad (\text{fallas/año}) \quad (14.)$$

$$b = \frac{m}{L \cdot T} \quad \frac{\text{fallas}}{\text{km} \cdot \text{año}} \quad (15.)$$

Donde:

m : Cantidad de fallas,
 L : Longitud total de las líneas expuestas a falla en km,
 T : Período de estudio, años,
 b : Número de fallas, por kilómetro por año,
 l : Longitud de la línea de interés.

Para elementos individuales se utiliza:

$$\lambda = \frac{m}{N \cdot T} \quad (\text{fallas/año}) \quad (16.)$$

Donde:

m : Cantidad de fallas observadas para cierto tipo de elemento,
 N : Cantidad de elementos expuestos a falla,
 T : Período de observación, años.

Tiempo de interrupción.

En una red de distribución cualquiera, se tiene la siguiente clasificación de tiempos.

Tiempo para el conocimiento de falla (T_c)
 Tiempo de Preparación (T_p)
 Tiempo de Localización (T_l)

Tiempo de Maniobra para la Transferencia (Tt)
 Tiempo de Reparación (Tr)
 Tiempo de Maniobra para Restablecer la Configuración Normal de Operación (Tv)

4.3. Clasificación de Estados [2]

Se los puede clasificar en función de la protección asociada, de la alternativa de alimentación, así cada tramo del sistema tendrá un comportamiento que puede ser asociado a la existencia de una falla en otro tramo o elemento del alimentador así:

- Normal
- Restablecible
- Transferible
- Irrestablecible
- Irrestablecible con espera

4.4. Evaluación de Estados

Para sistemas con topología radial, se suele utilizar las siguientes expresiones, para determinar la tasa de falla, el tiempo de reparación y la indisponibilidad anual del sistema:

$$\lambda_T = \sum_{i=1}^n \lambda_i \tag{17.}$$

$$U_i = \lambda_i \cdot r_i \tag{18.}$$

$$U_T = \sum_{i=1}^n U_i \tag{19.}$$

$$r_T = \frac{U_T}{\lambda_T} = \frac{\sum_{i=1}^n \lambda_i \cdot r_i}{\sum_{i=1}^n \lambda_i} \tag{20.}$$

Donde:

- λ_i : Tasa de falla del elemento *i*, fallas /año
- r_i : Tiempo de reparación del elemento *i*, horas
- U_i : Indisponibilidad del elemento *i*, horas /año
- λ_{TS} : Tasa de falla del sistema serie, fallas /año
- r_{TS} : Tiempo de reparación total, horas.
- U_{TS} : Indisponibilidad anual total del sistema serie, horas /año.

La cantidad de interrupciones que se deben contabilizar depende del estado definido para cada elemento, según se muestra en la tabla 1.

Tabla 1 Interrupciones aportadas, según tipo de elemento

Tipo de Elemento	Interrupciones
Normal	0
Restablecible	λ
Transferible	2λ
Irrestablecible	λ
Irrestablecible con espera	λ

En elementos transferibles se tiene una tasa de falla doble, ya que este tipo de elementos salen de operación en dos ocasiones durante una falla.

Para tramos de alimentador, se tiene la siguiente ecuación.

$$\lambda_T = \lambda_i \cdot l_i \tag{21.}$$

Donde:

- λ_i : Tasa de falla unitaria del tramo *i*, (fallas /año km)
- l_i : Longitud del tramo de alimentador *i*, (km)
- λ_T : Tasa de falla del tramo (fallas /año)

La tasa de falla total para un elemento cualquiera, se obtiene sumando los aportes de cada elemento del sistema

$$\lambda_{Ei} = \sum_{i=1}^n \lambda_i^j \tag{22.}$$

Donde:

- λ_{Ei} : Tasa de falla total del elemento *i*, (fallas /año)
- λ_i^j : Cantidad de interrupciones en el elemento *i*, debido a la falla del elemento *j*
- n*: Número de elementos considerados en el modelo de la red.

Además el tiempo de interrupción también depende del tipo de elemento analizado [10]

Tabla 2 Tiempo de Interrupción dependiendo del tipo de elemento

Tipo de Elemento	Tiempo Interrupción (r)
Normal	0
Restablecible	$T_c + T_p + T_l$
Transferible	$T_c + T_p + T_l + T_t + T_v$
Irrestablecible	$T_c + T_p + T_l + T_r$
Irrestablecible con espera	$T_c + T_p + T_l + T_t + T_r$

Para el cálculo del tiempo de interrupción, también se considera la tasa de falla del elemento analizado como se muestra en las siguientes ecuaciones:

$$U_i^j = \lambda_i^j \cdot r_j \tag{23.}$$

$$U_{Ei} = \sum_{j=1}^n U_i^j \tag{24.}$$

Donde:

- λ_i^j : Cantidad de interrupciones del elemento *i*, debido a falla del elemento *j*, falla /año

r_j : Tiempo de interrupción o de reparación del elemento j , horas
 U_i^j : indisponibilidad del elemento i , debido a la falla en el elemento j , horas/año
 U_{Ei} : Indisponibilidad anual total del elemento i , horas/año
 n : Cantidad de elementos del modelo.

Finalmente se determina los índices orientados a medir la calidad o continuidad del servicio que reciben los consumidores. Frecuencia Equivalente de fallas por Consumidor (FEC), y la Duración Equivalente de la interrupción por Consumidor (DEC), las cuales son análogas a FMIK y al TTIK, los cuales hacen referencia a los kVA instalados y que son utilizados en nuestro país

$$DEC = \frac{\sum_{i=1}^n U_{Ei} \cdot C_i}{\sum_{j=1}^{nt} C_j} \quad (25.)$$

$$FEC = \frac{\sum_{i=1}^n \lambda_{Ei} \cdot C_i}{\sum_{j=1}^{nt} C_j} \quad (26.)$$

Donde
 C_j : Cantidad de consumidores conectados al tramo j ,
 nt : Cantidad de tramos de alimentador.

El indicador más importante para las empresas de distribución es la Energía no Suministrada, la cual tiene una connotación de pérdida. A continuación se propone una expresión sencilla para su cálculo.

$$ENS = \sum_{i=1}^{nt} \frac{E_i}{720} U_{Ei} \quad (27.)$$

Donde:
 E_i : Energía promedio mensual demandada por los consumidores conectados al tramo i , en kWh.

El valor de 720 corresponde a las horas promedio mes, el cual es el resultado de multiplicar los 30 días mes promedio por las 24 horas del día.

5. ASIGNACIÓN DE LOS RECURSOS EN BASE A LOS ÍNDICES DE CONFIABILIDAD ^{[3],[8],[2]}

La inversión de recursos se traduce en disminución de la tasa de falla, de los tiempos de reparación y de la energía no suministrada, factores que tienen relación directa con los

índices de confiabilidad y la calidad del servicio eléctrico.

5.1. Variación de la Probabilidad

Las ecuaciones que permiten determinar los parámetros de confiabilidad correspondientes a un sistema serie y que toman en cuenta el efecto de todos los elementos que lo conforman son:

$$\lambda_i = \sum_{j=1}^n \lambda_i^j \quad (28.)$$

$$U_i^j = \lambda_i^j r_i^j \quad (29.)$$

$$U_i = \sum_{j=1}^n U_i^j \quad (30.)$$

$$r_i = \frac{U_i}{\lambda_i} = \frac{\sum_{j=1}^n \lambda_i^j r_i^j}{\sum_{j=1}^n \lambda_i^j} \quad (31.)$$

$$\mu_i = \frac{1}{r_i} \quad (32.)$$

Donde:
 λ_i^j : Contribución del elemento j a la tasa de fallas del elemento i , fallas/año
 λ_i : Tasa de falla del elemento i , fallas/año.
 U_i^j : Contribución del elemento j a la indisponibilidad de servicio del elemento i , fallas/año
 U_i : Indisponibilidad anual de servicio del elemento i , horas
 r_i^j : Tiempo de "reparación" del elemento i , por falla en el elemento j , horas
 r_i : Tiempo equivalente de reparación del elemento i , horas
 μ_i : Tasa de reparación del elemento i .

De acuerdo a lo indicado por la Teoría Markoviana la probabilidad que un punto cualquiera disponga de energía eléctrica, se define como:

$$P_{oi} = \frac{\mu_i}{\lambda_i + \mu_i} \quad (33.)$$

Dividiendo para la tasa de reparación μ_i , reemplazando términos, simplificando, ordenando y derivando parcialmente respecto a la tasa de falla y el tiempo de reparación de un elemento j cualquiera se obtiene:

$$\frac{\partial P_{oi}}{\partial \lambda_i^j} = \frac{-r_i^j}{\left[\sum_{j=1}^n \lambda_i^j r_i^j + 1 \right]^2} \quad (34.)$$

$$\frac{\partial P_{oi}}{\partial r_i^j} = \frac{-\lambda_i^j}{\left[\sum_{j=1}^n \lambda_i^j r_i^j + 1 \right]^2} \quad (35.)$$

Los valores de tasa de falla λ_i^j y tiempo de reparación r_i^j , de todos los elementos que componen la red, pueden ser considerados casi como unas constantes (afirmación realizada tomando en cuenta que el estado de los elementos no han cambiado) y considerando pequeñas variaciones, se obtiene una linealización de la función probabilidad de suministro de servicio eléctrico para el punto "i", respecto al elemento "j":

$$\Delta P_{oi\lambda_i^j} = -\frac{r_i^j \Delta \lambda_i^j}{C} \quad (36.)$$

$$\Delta P_{oir_i^j} = -\frac{\lambda_i^j \Delta r_i^j}{C} \quad (37.)$$

Donde:

$$C = \left(\sum_{j=1}^n \lambda_i^j r_i^j + 1 \right)^2 = \text{constante.} \quad (38.)$$

Al considerar todos los elementos de la red, se tiene la variación total de la probabilidad de abastecimiento del elemento i:

$$\Delta P_{\lambda_i} = -\frac{\sum_{j=1}^n r_i^j \Delta \lambda_i^j}{C} \quad (39.)$$

$$\Delta P_{r_i} = -\frac{\sum_{j=1}^n \lambda_i^j \Delta r_i^j}{C} \quad (40.)$$

La variación total se obtiene como la suma de las dos ecuaciones anteriores.

$$\Delta P_o = -\frac{1}{C} \sum_{j=1}^n \lambda_i^j \Delta r_i^j - \frac{1}{C} \sum_{j=1}^n r_i^j \Delta \lambda_i^j \quad (41.)$$

La disminución de tasas de falla de los elementos, así como los tiempos de reparación de estas, tienen un costo asociado y el problema se reduce a una minimización de costos para lograr un cierto cambio en la probabilidad de abastecimiento de servicio eléctrico.

$$\text{Min} \left[\sum_{i=1}^n k_{\lambda_i} \Delta \lambda_i + \sum_{i=1}^n k_{r_i} \Delta r_i \right] \quad (42.)$$

Sujeto a:

$$\Delta P_o = -\frac{1}{C} \sum_{j=1}^n \lambda_i^j \Delta r_i^j - \frac{1}{C} \sum_{j=1}^n r_i^j \Delta \lambda_i^j$$

$$r_{\min} < r_i < r_{\max} : \\ \lambda_{\min} < \lambda_i < \lambda_{\max} :$$

Donde:

k_{λ_i} : Costo unitario de inversión requerido para disminuir el parámetro tasa de falla del elemento i, en dólares.

k_{r_i} : Costo unitario de inversión requerido para disminuir el parámetro tiempo de reparación del elemento i, en dólares.

5.2. Variación en la Indisponibilidad de Energía

Se analiza un cambio en la indisponibilidad de energía por ser una medida bastante clara de lo que es el tiempo total de indisponibilidad de servicio para un punto de carga, concepto manejado por los operadores del sistema y que son evaluados numéricamente.

Si se deriva parcialmente la ecuación (29), respecto a la tasa de falla y el tiempo de reparación de un elemento j cualquiera, se tiene:

$$\frac{\partial U_i^j}{\partial \lambda_i^j} = r_i^j \quad (43.)$$

$$\frac{\partial U_i^j}{\partial r_i^j} = \lambda_i^j \quad (44.)$$

Realizando las mismas consideraciones del caso anterior, las expresiones linealizadas pueden ser escritas de la siguiente manera:

$$\Delta U_{\lambda_i} = \sum_{j=1}^n r_i^j \Delta \lambda_i^j \quad (45.)$$

$$\Delta U_{r_i} = \sum_{j=1}^n \lambda_i^j \Delta r_i^j \quad (46.)$$

La suma de las ecuaciones anteriores permite determinar la variación total de la indisponibilidad.

$$\Delta U_i = \sum_{j=1}^n r_i^j \Delta \lambda_i^j + \sum_{j=1}^n \lambda_i^j \Delta r_i^j \quad (47.)$$

El siguiente paso es plantear el problema de optimización, que implica obtener un cierto cambio en la indisponibilidad de servicio de un punto de carga, minimizando los costo que se va ha invertir para la consecución de estos resultados.

$$\text{Min} \left[\sum_{i=1}^n k_{\lambda_i} \Delta \lambda_i + \sum_{i=1}^n k_{r_i} \Delta r_i \right] \quad (48.)$$

Sujeto a:

$$\Delta U_i = \sum_{j=1}^n r_i^j \Delta \lambda_i^j + \sum_{j=1}^n \lambda_i^j \Delta r_i^j$$

$$r_{\min} < r_i < r_{\max} ;$$

$$\lambda_{\min} < \lambda_i < \lambda_{\max} ;$$

5.3.Reducción del Problema de Optimización [2]

Por lo analizado en el punto anterior, se podría descartar la posibilidad de intervenir en la tasa de falla, pues su evaluación se lo puede realizar solo en base a su desempeño en el transcurso del tiempo, es decir tan solo en base a la indisponibilidad del servicio. Por lo que el problema de optimización planteado anteriormente se lo puede reducir a lo siguiente:

$$\text{Min} \left[\sum_{i=1}^n k_{r_i} \Delta r_i \right] \quad (49.)$$

Sujeto a:

$$\Delta U_i = \sum_{j=1}^n \lambda_i^j \Delta r_i^j$$

$$r_{\min} < r_i < r_{\max}$$

Sí se consideran costos unitarios de inversiones constantes y la variable Δr continua (para una primera aproximación), se tiene un problema de optimización lineal.

Sin embargo, los costos estarán asociados a las magnitudes de variación de Δr y al tipo de solución involucrada en la reducción del tiempo de indisponibilidad.

5.4. Metodología de Solución [2]

A continuación se detallan los pasos que se deben ejecutar para una correcta evaluación.

1. Determinar los parámetros de confiabilidad de cada elemento que compone el sistema analizado.
2. Formar la Matriz de Estados.
3. Calcular los índices λ , U y r , para cada usuario
4. Para el usuario que se desea estudiar, se procede a definir el nivel de variación de indisponibilidad del servicio. ΔU .
5. Determinar los costos unitarios por cambio en λ y r .
6. Plantear el problema de optimización lineal y sus respectivas condiciones, si se considera cambios en la tasa de falla y tiempos de reparación o sus restricciones si se trata del problema reducido.
7. Reevaluar los índices de confiabilidad, considerando las modificaciones dadas por la solución del problema de optimización.
8. Con los nuevos índices de confiabilidad, determinar la variación de la ENS, para

evaluar los beneficios de la inversión propuesta.

6. APLICACIÓN

El análisis de asignación de recursos, esta enfocado a la reducción de la energía no suministrada a un punto de carga.

Para el análisis se ha escogido el alimentador Universidad de la Empresa Eléctrica Ambato S. A., el cual se muestra en la Figura 7.

Los índices de confiabilidad utilizados en esta simulación, se obtuvieron en forma histórica.

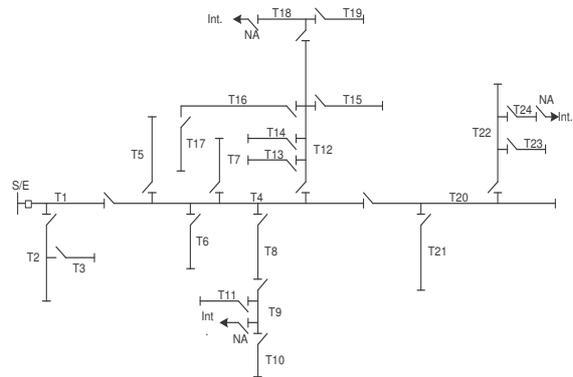


Figura 7 Esquema Alimentador Urbano Universidad

Tabla 3 Parámetros para el cálculo de los Índices de Confiabilidad (A. U.)

ALIMENTADOR UNIVERSIDAD										
S/E ORIENTE										
Tramo	Fallas 1/(km*año)	Longitud Km	T.C min.	T.L min	T.P min.	T.T Min.	T.R Min.	T.V Min.	kVA Instalado	Número Clientes
T01	0,58	1,26	10,00	10,00	5,00	15,00	90,00	15,00	6287,00	2415
T02	0,58	2,23	10,00	10,00	5,00	15,00	90,00	15,00	1027,50	395
T03	0,63	0,70	10,00	10,00	5,00	15,00	90,00	15,00	535,00	206
T04	0,68	2,30	10,00	10,00	5,00	15,00	90,00	15,00	4909,50	1886
T05	0,73	1,23	10,00	10,00	5,00	15,00	90,00	15,00	420,00	161
T06	0,68	0,37	10,00	10,00	5,00	15,00	90,00	15,00	112,50	43
T07	0,68	0,18	10,00	10,00	5,00	15,00	90,00	15,00	150,00	58
T08	0,73	1,24	10,00	10,00	5,00	15,00	90,00	15,00	557,50	214
T09	0,73	0,69	10,00	15,00	5,00	15,00	90,00	15,00	427,50	164
T10	0,73	0,10	10,00	15,00	5,00	15,00	90,00	15,00	112,50	43
T11	0,73	0,40	10,00	15,00	5,00	15,00	90,00	15,00	175,00	67
T12	0,68	0,57	10,00	10,00	5,00	15,00	90,00	15,00	1445,00	555
T13	0,68	0,13	10,00	10,00	5,00	15,00	90,00	15,00	87,50	34
T14	0,68	0,25	10,00	10,00	5,00	15,00	90,00	15,00	37,50	14
T15	0,68	0,36	10,00	10,00	5,00	15,00	90,00	15,00	295,00	113
T16	0,68	1,78	10,00	15,00	5,00	15,00	90,00	15,00	520,00	200
T17	0,78	0,37	10,00	15,00	5,00	15,00	90,00	15,00	205,00	79
T18	0,68	0,06	10,00	10,00	5,00	15,00	90,00	15,00	430,00	165
T19	0,68	0,28	10,00	10,00	5,00	15,00	90,00	15,00	210,00	81
T20	0,68	0,83	10,00	10,00	5,00	15,00	90,00	15,00	1549,50	595
T21	0,68	0,33	10,00	10,00	5,00	15,00	90,00	15,00	510,00	196
T22	0,68	3,17	10,00	10,00	5,00	15,00	90,00	15,00	787,50	302
T23	0,73	0,16	10,00	10,00	5,00	15,00	90,00	15,00	57,50	22
T24	0,68	0,12	10,00	10,00	5,00	15,00	90,00	15,00	162,50	62

XIX Jornadas en Ingeniería Eléctrica y Electrónica

Los datos utilizados para el análisis son el resultado del funcionamiento del sistema durante el año 2001 y se muestran en la Tabla 3, por otra parte el número de clientes se ha estimado en base a kVA instalados en el alimentador.

Los elementos de protección y maniobra se los considerara plenamente confiables y por eso se indican solamente los datos referentes a los tramos.

Además en la Tabla 3 se puede observar que a cada tramo de alimentador se le ha asociado un valor de kVA instalado y de usuarios, los cuales se verán afectados en el momento que sucede una falla en su tramo correspondiente.

Tabla 4 Evaluación de Índices de Confiabilidad

ALIMENTADOR UNIVERSIDAD									
S/E ORIENTE									
Tramo	□ fallas/año	R Horas	U horas/año	Número Clientes	FEC	DEC	kVA Instalados	FEC	DEC
T01	0,73	2,42	1,75	2415	1751,54	4232,88	6267,00	4559,80	11019,52
T02	2,01	1,92	3,85	395	792,89	1519,71	1027,50	2064,14	3956,27
T03	2,45	1,92	4,69	206	503,18	964,42	535,00	1309,92	2510,69
T04	3,02	1,70	5,11	1886	5686,22	9638,38	4909,50	14803,00	25091,72
T05	3,92	1,55	6,06	161	631,82	976,97	420,00	1644,84	2543,37
T06	3,27	1,47	4,81	43	141,18	207,90	112,50	367,52	541,23
T07	3,14	1,45	4,56	58	180,79	262,93	150,00	470,64	684,48
T08	5,49	1,16	6,39	214	1175,30	1369,17	557,50	3059,69	3564,38
T11	7,20	1,04	7,46	67	483,68	501,52	175,00	1259,16	1305,62
T12	4,97	1,03	5,14	555	2757,30	2850,37	1445,00	7178,12	7420,40
T13	5,06	1,01	5,11	34	169,94	171,78	87,50	442,40	447,20
T14	5,14	1,03	5,27	14	74,01	75,87	37,50	192,66	197,52
T15	5,21	1,04	5,41	113	590,66	613,13	295,00	1537,67	1596,17
T16	6,18	1,19	7,36	200	1234,12	1470,75	520,00	3212,79	3828,82
T17	6,47	1,23	7,94	79	509,40	625,55	205,00	1326,12	1628,51
T18	5,40	0,92	4,99	165	891,30	823,77	430,00	2320,33	2144,52
T19	5,55	0,95	5,27	81	447,36	425,44	210,00	1164,62	1107,56
T20	5,14	1,08	5,56	595	3061,98	3310,92	1549,50	7971,29	8619,35
T21	5,37	1,06	5,71	196	1051,79	1118,74	510,00	2738,15	2912,42
T22	7,87	1,33	10,44	302	2379,31	3159,53	787,50	6194,09	8225,24
T23	7,98	1,20	9,59	22	176,32	211,84	57,50	459,01	551,49
T24	10,10	0,92	9,34	62	630,67	583,21	162,50	1641,84	1518,28
TOTAL	11,08	15,13	15,13	TOTAL	11,08	15,13	TOTAL	11,08	15,13

El resultado de la evaluación de los índices de confiabilidad para cada tramo modelado se muestra en la Tabla. 4 al igual que los Índices Generales del sistema.

Los Índices de Confiabilidad obtenidos, muestran que mientras más alejadas estén los puntos de carga, mayor es la probabilidad de falla e inclusive el tiempo que se requiere para su transferencia, reparación, lo cual afecta y hace que la indisponibilidad del sistema se vaya incrementando.

Por otro lado los Índices Generales del Sistema, muestran que un usuario de este alimentador ha experimentado 11.08 interrupciones con una duración promedio de 15.13 horas, por efecto de alguna falla.

En la Tabla. 5 se muestra los resultados obtenidos para el caso de optimización, tomando en cuenta para ello solo los casos críticos.

Los resultados obtenidos dependen en gran medida de los costos involucrados, ya sean estos debidos a mantenimiento, cambio de equipos o cualquier otro tipo de inversión, pero, si se toma en cuenta solo el caso reducido y además si se considera que los costos unitarios invertidos en cada tramo son iguales se puede observar que un tramo afecta a la confiabilidad de los demás por lo que se hace imperativo comenzar a mejorar los tiempos de reparación y/ o los de transferencia en este tramo. Para todos los casos analizados se tiene que el tramo 04, es aquel en cual se necesita mejorar, es decir reducir el tiempo que se invierte en la reparación o en la transferencia según sea el caso; pero si se desea reducir aún más los tiempos, también se debe trabajar en los tramos 01, 08 y 22, especialmente en lo que se refiere tiempo de reparación.

Tabla 4 Resultado Análisis de Optimización (A.U.)

ALIMENTADOR UNIVERSIDAD					
S/E ORIENTE					
Tramo	Trabajo de Analizado	U Automatización	Tramos a Deseado	Tiempo (horas)	
				Mejorar	Óptimo A reducir
T09	Parcial	6,11	4	0,24	0,68
	Total	3,82	4 - 8	0,92 - 0,09	0 - 0,83
T11	Parcial	6,70	4	0,24	0,68
	Total	4,41	4 - 8	0,92 - 0,09	0 - 0,83
T17	Parcial	7,12	4	0,26	0,66
	Total	4,83	1 - 4	0,16 - 0,92	0,76 - 0

T22	Parcial	9,49	4	0,30	0,62
	Total	6,64	4 - 22	0,92 - 0,43	0 - 0,49
T24	Parcial	8,39	4	0,30	0,62
	Total	5,54	4 - 22	0,92 - 0,43	0 - 0,49

mayor que uno, condición necesaria para que un proyecto sea viable.

En las Figura 8, se muestran dos curvas, la primera una línea continua, la cual indica el porcentaje de reducción del DEC en función de las inversiones, mientras que la segunda una línea segmentada, representa la relación entre los ingresos extras que podrá recolectar la empresa distribuidora debido a la mejoras del sistema, en función de las inversiones.

6.1. Relación Beneficio Costo ^{[10],[9]}

Esta determinada por las ventajas (B), desventajas (D) y los gastos (C) que exige un proyecto.

$$B/C = \frac{B - D}{C}$$

(50.) Tabla 6 Relación Beneficio-Costo Alimentador Universidad

Para que la relación beneficio-costo sea favorable su valor tiene que ser mayor que uno.

La relación beneficio – costo, estará basada en la ENS. Dependiendo del tipo de usuario que se vea afectado, el valor será diferente; por lo que se a tomado los siguientes valores: 0.5, 1.0, 1.5, 2.0, 2.5, 3.0 US \$ / kWh. Considerando que dependiendo del tipo de carga afectada su costo debe ser diferente y no un valor fijo como se establece en los contratos entre el CONELEC y las Empresas Eléctricas.

Al momento de tomar en cuenta los recursos que se utilizarán para mejorar el sistema se tomará un +/- 10 %, para evitar posibles errores y determinar la conveniencia de una determinada acción. Esto se ve en la Tabla 6.

S/E ORIENTE						
ALIMENTADOR UNIVERSIDAD						
VALOR DE LA ENERGÍA NO SUMINISTRADA (US\$ / kWh)						
0.50	1.00	1.50	2.00	2.50	3.00	
RELACIÓN BENEFICIO-COSTO PARA CADA VALOR DE ENERGÍA NO SUMINISTRADA						
0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
5.55	11.10	16.65	22.20	27.74	33.29	
2.90	5.81	8.71	11.61	14.52	17.42	
2.06	4.13	6.19	8.26	10.32	12.39	
3.31	6.62	9.94	13.25	16.56	19.87	
3.54	7.07	10.61	14.14	17.68	21.22	
2.69	5.38	8.06	10.75	13.44	16.13	
2.18	4.36	6.55	8.73	10.91	13.09	

Tabla 5 Reducción del DEC, ahorro e inversión en Alimentador Universidad

S/E ORIENTE										
ALIMENTADOR UNIVERSIDAD										
DEC	14,48	COSTO ENERGÍA NO SUMINISTRADA (US\$ / kWh)						RECURSOS INVERTIDOS US\$		
FEC	11,08	0,50	1,00	1,50	2,00	2,50	3,00	- 10 %	Inversión	+ 10 %
kVA Inst	2329,33	US\$ ahorro	US\$ ahorro	US\$ ahorro	US\$ ahorro	US\$ ahorro	US\$ ahorro	US\$	US\$	US\$
DEC(d)	% mejora	US\$ ahorro	US\$ ahorro	US\$ ahorro	US\$ ahorro	US\$ ahorro	US\$ ahorro	US\$	US\$	US\$
14,48	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
13,62	5,94	11097,88	22195,75	33293,63	44391,51	55489,38	66587,26	1800,00	2000,00	2200,00
13,58	6,22	11614,06	23228,11	34842,17	46456,23	58070,28	69684,34	3600,00	4000,00	4400,00
13,52	6,63	12388,33	24776,65	37164,98	49553,31	61941,64	74329,96	5400,00	6000,00	6600,00
9,86	31,91	59618,83	119237,65	178856,48	238475,30	298094,13	357712,95	16200,00	18000,00	19800,00
9,00	37,85	70716,70	141433,40	212150,10	282866,81	353583,51	424300,21	18000,00	20000,00	22000,00
8,96	38,12	71232,88	142465,76	213698,65	284931,53	356164,41	427397,29	23850,00	26500,00	29150,00
8,90	38,54	72007,15	144014,30	216021,46	288028,61	360035,76	432042,91	29700,00	33000,00	36300,00

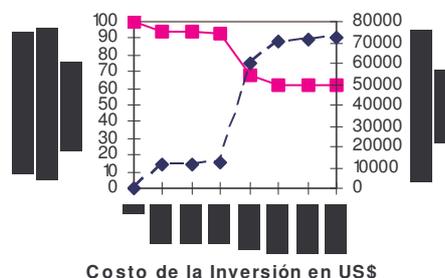


Figura 8 Mejora del DEC en función de las inversiones, Alimentador Universidad

7. CONCLUSIONES

Los principales inconvenientes para realizar un estudio más profundo de confiabilidad es la falta de un reporte que contenga toda la información necesaria para el desarrollo y el número de usuarios conectados a un transformador.

En la Tabla 7, se observa que todas las inversiones se justifican ya que la relación beneficio-costo para todas las opciones es

En el Alimentador Universidad, los tramos que necesitan una mayor atención son el T04 y el T22, el primero por ser un tramo principal y el segundo por cuanto presenta tiempos muy altos para solucionar el problema.

En Alimentador Universidad un proceso de automatización, se justifica plenamente para reducir la duración de las interrupciones.

Recomendaciones

El CONELEC, debería exigir reportes semestrales, para tener una idea más clara de como esta funcionando el sistema y permita controlar el cumpliendo con los niveles exigidos reduciendo la posibilidad que usuarios con elevados tiempos de interrupción continúen sin ser detectados.

Para que el desconocimiento del número de usuarios conectados a un transformador deje de ser una limitante se debe crear una base de datos que contenga el número de usuarios por transformador, a que alimentador pertenece y mantener un proceso continuo de actualización.

La ENS, al ser un cuantificador de los beneficios producidos por las inversiones debe estar definida para cada tipo de usuario y no con un valor único como en la actualidad.

Los tiempos de interrupción en los tramos T04 y T22 del Alimentador Universidad son altos haciéndose necesario iniciar un proceso de automatización ó la contratación de personal para una rápida solución de daños en la red.

8. BIBLIOGRAFÍA

- [1] INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERING (IEEE)
- [2] ARRIAGADA, MASS ALDO "Evaluación de confiabilidad en sistemas de eléctricos de distribución". Tesis Doctoral Pontificia Universidad Católica de Chile, Santiago de Chile 1994.
- [3] BILLINTON, R., BOLLINGER, K. "Transmission system reliability evaluation using Markov processes". IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-87, 1968, pp. 538 – 547.
- [4] BILLINTON, R., OTENG-ADJEI, J., GHAJAR, R. "Comparison of two alternate methods to establish an interrupted energy assessment rate". IEEE Transactions on Power Systems, Vol. PWRS-2, Nro. 3, Agosto 1987, pp. 751-757.
- [5] BILLINTON, R., ALLAN R. N., "Reliability evaluation of engineering systems: concepts and techniques". Second Edition, Plenum Publishing Corporation, New York, 1992.
- [6] BOSCON, ASDRUBAL "Metodología para el estudio de confiabilidad de las redes eléctricas". CIER, Subcomité de distribución, Venezuela 1975.
- [7] FERNÁNDEZ, JERI LEONCIO "Teoría Básica sobre optimización" Universidad Agraria La Molina, Departamento de economía 1999.

- [8] MENA, PACHANO ALFREDO "Confiabilidad de sistemas eléctricos de potencia" Escuela Politécnica Nacional, Quito 1983.

- [9] ORBE, PATRICIO "Ingeniería Económica" Escuela Politécnica Nacional, Quito – Ecuador, 1983

- [10] RIVIER, ABBAD JUAN "Calidad del servicio. Regulación y optimización de inversiones" Tesis Doctoral Universidad Pontificia Comillas de Madrid, Escuela Técnica Superior de Ingeniería, (Departamento de Electrotecnia y Sistemas), Madrid – España 1999

- [11] www.whitepaper.com "Sumatoria (powering your business)", 2001

9. BIOGRAFÍAS

OLALLA MERINO WROM DEMN



Nació en Bilován, Provincia Bolívar el 19 de diciembre de 1972. Se graduó de Bachiller en Humanidades Modernas especialización Físico Matemático en el Instituto Nacional Mejía. Sus estudios superiores los realizo en la Escuela Politécnica Nacional, obteniendo el Título de Ingeniero Eléctrico. Actualmente desempeña sus labores profesionales en la Compañía de Servicios Petroleros BLACK GOLD OILFIELD SERVICES.

OREJUELA LUNA VICTOR HUGO



Ingeniero Eléctrico, Master en Docencia, Especialista en Seguridad Nacional y Desarrollo. Cursos de postgrado locales e internacionales. Con 35 años de experiencia en el sector eléctrico (28 en INECEL y 7 como consultor privado): Ha

participado en la planificación y diseño de sistemas de generación, transmisión y distribución.