# Reposición de activos de sistemas de distribución de energía eléctrica basada en el aspecto de confiabilidad

*Ganador tercer lugar 2012*

***Por: C. J. Zapata, M. Granada, G. A. Reyes***

***(Resumen/Abstract)*** — Con el concurso de la Central Hidroeléctrica de Caldas (CHEC) y la Universidad Tecnológica de Pereira (UTP) se desarrolló una metodología para la reposición de componentes de sistemas de distribución de energía eléctrica, la cual, consta de dos pasos; el primero, es un análisis de confiabilidad donde se clasifican las fallas propias y externas que afectan a los grupos de componentes típicos y luego se diagnostica su estado de confiabilidad mediante el estadístico de Lewis Robinson para arribo de eventos aleatorios de tipo puntual.

El segundo, es un análisis de optimización dinámica, donde mediante un algoritmo genético (GA) se construyen, para un horizonte de estudio dado, planes de reposición para aquellos grupos de componentes que presentan deterioro en la confiabilidad; la función objetivo utiliza la energía no servida (ENS) asociada a falla de los componentes y el costo anual uniforme (CAUE) equivalente de la reposición. En este paso se introducen los modelos probabilísticos de falla y reparación para la proyección de la indisponibilidad de los componentes. Esta metodología se aplicó a componentes de baja tensión, 13.2 y 33 kV del SDL de CHEC.

Palabras Claves del Paper

Algoritmos genéticos, confiabilidad, gestión de activos, optimización, sistemas de distribución de energía eléctrica.

## *I. Introducción*

La remuneración de la actividad de distribución ha migrado de modelos basados en costos reconocidos por el servicio COS/ROR (Cost of service/Rate of return) a modelos basados en el desempeño PBR (performance based rate marking); en los que el regulador no solo ha de usar para el control de la actividad instrumentos económicos como el precio (remuneración activos, AOM, nivel, estructura de tarifa, etc), sino otros como el tamaño de empresa, las entradas y salidas al mercado, la competencia, la posesión y la calidad.

El regulador en Colombia, ha considerado que la tarifa por distribución es integral, al reconocer costos de inversión, rentabilidad, y gastos, y atar a ésta una calidad mínima o esperada. Ésta se asocia a la tarifa bajo el concepto de reposición, cuando el regulador reconoce como nuevos los activos que remunera cada período tarifario, reconoce gastos AOM y propone un esquema de incentivos y compensaciones en la regulación de calidad del servicio, mecanismo éste de orden simétrico, que reconocerá económicamente los esfuerzos del operador de red (incentivos) al mejorar la calidad del servicio respecto a los indicadores de referencia del OR, lo cual, se reflejará en el cargo por distribución y los gastos AOM a recibir por el OR y "penalizará" al OR cuando la calidad disminuya respecto a los indicadores de referencia, disminuyéndole su ingreso al reconocerle un menor valor en el cargo por distribución y obligando a la compensación de los usuarios con mala calidad del servicio.

Bajo este escenario se presenta para los operadores de red, la búsqueda de eficiencias en la reposición e intervención de la red que permitan mejorar su desempeño, es decir la optimización de las inversiones en reposición. Para responder a éste reto se planteó como objetivo desarrollar una metodología que permita optimizar las inversiones por

reposición de activos en el nivel I, II y III para la actividad de distribución, basada en la reposición de componentes, que sustituya o complemente métodos tradicionales como lo pueden ser, la reposición bajo el concepto de la depreciación acumulada, como un porcentaje del costo del activo durante la vida útil (costo activo/vida útil), la obsolescencia tecnológica, las limitaciones de capacidad ó técnicas, o pérdidas de energía, etc. y que por demás permita medir el impacto de la reposición en los índices de calidad del servicio establecidos por el regulador.

### *II. Reposición de activos en sistemas de distribución*

La reposición de activos es una actividad inherente a la gestión de activos, la cual es aplicada a sistemas de generación, transmisión y sistemas de transporte regionales, donde los equipos son menos numerosos y a los cuales se les puede realizar una gestión más expedita. Para los sistemas de distribución la actividad de reposición dentro de la gestión de activos no es tan inmediata y clara desde el punto de vista técnico. Ésta es reactiva por las averías en la red y obedece a criterios de inversión como los indicados en la sección I.

Se plantea una metodología que permite realizar un plan de inversiones para reposición en distribución, que involucra las características propias de los equipos y componentes del sistema de distribución, la cual se sustenta en el concepto de confiabilidad de los componentes del sistema, evaluando su impacto en la energía no suministrada ENS y en los indicadores de calidad del servicio establecidos por el regulador.

Para tratar el problema de la reposición de activos basado en la confiabilidad de las componentes se realizó revisión bibliográfica que permitiera observar avances en el tratamiento del problema, encontrándose que [1]:

- Pocos artículos presentan procedimientos completos para la construcción de los modelos de confiabilidad propuestos.

- Todos los artículos tratan la confiabilidad de los componentes agrupándolos en conjuntos de características similares. Pero no se dice cómo derivar del modelo de fallas del grupo un modelo de fallas para cada componente. Por conjuntos de características similares se entiende aquí una colección de componentes de similares funciones (transformador de distribución, red secundaria, red primaria, interruptor), características técnicas (Nivel de tensión, tipo de aislamiento, número de fases, aéreo/subterráneo, etc.) y entorno operativo (urbano/rural, clima caliente/clima frio, etc.).

• En las referencias encontradas que consideran el problema de la reposición de activos considerando incertidumbre mencionan la dificultad de desarrollar una metodología exacta partiendo del hecho de la disposición de los datos.

• En la mayoría de las referencias encontradas el problema que se quiere resolver es cuándo realizar el reemplazo de un componente el cual tiene un plan de mantenimiento respectivo, y presenta un modelo de envejecimiento. Esto sujeto a un costo de inversión disponible anual.

• Algunos artículos presentan el procedimiento de manejo de activos con análisis por circuito primario de distribución, otros por conjuntos de circuitos primarios, otros por lotes de componentes.

• Respecto a las técnicas de optimización utilizadas se mencionan la programación dinámica, la programación entera y los algoritmos genéticos. Algunos artículos no mencionan el método de optimización utilizado ni se muestra en detalle el algoritmo de solución.

• Algunos documentos presentan un plan de reposición de activos sin soportar como se obtiene el modelo de confiabilidad de los componentes.

• Algunos artículos presentan metodologías que son imprácticas o irreales para su aplicación, por ejemplo: Se obtiene la medida de importancia del componente en el sistema (Medida de Birbaum) y con esto se define la estrategia de componentes a los cuales se les debe mejorar la confiabilidad. Esto no es cierto porque la medida de Birbaum no tiene en cuenta la carga asociada al componente.

Se dice que excepto los circuitos primarios, todos los componentes se reemplazan por un componente nuevo cuando fallan. Esto no es cierto, ya que la mayoría de componentes de los SDL son reparables.

Se realiza el análisis de efecto del envejecimiento sobre la confiabilidad de un circuito primario de distribución asumiendo que todos los componentes están nuevos. Esto no es cierto, ya que en los SDL existen componentes de diversas edades. Igualmente se dice que mediante el mantenimiento preventivo se puede mejorar la confiabilidad de un componente hasta un valor objetivo. Esto no es cierto, porque para la mayoría de los componentes utilizados en los SDL el mantenimiento preventivo tiene un efecto limitado.

Se concluye que es necesario desarrollar una metodología práctica y realista para la reposición de equipos en los niveles I y II del SDL y en especial que tome las características de las componentes del sistema de distribución como lo son:

• Los activos de niveles 1 y 2 hacen parte de circuitos primarios de distribución y redes secundarias de distribución que tienen topología radial. Así, el efecto de la falla de cualquiera de estos activos es la interrupción del servicio a algunos usuarios. Obviamente, los circuitos primarios de distribución y redes secundarias de distribución están conformadas por subcomponentes, por lo cual, la metodología debe establecer el efecto de las fallas en estos subcomponentes sobre el servicio que se presta a los usuarios.

• Existen componentes reparables y no reparables y grandes cantidades de componentes de un mismo tipo en diferentes entornos operativos. Por ejemplo, entorno urbano y entorno rural.

• Para un mismo tipo de componente, existen diversas edades, fabricantes, capacidad (KVA, Amperios, kA de corto, etc.), tecnología, etc.

• El SDL es un gran sistema reparable donde lo único que es fijo es la posición en que va cada componente. Si un componente falla puede repararse mediante el reemplazo. Por ejemplo, en un sitio X existe un transformador de distribución para atender a un grupo dado de usuarios; si este equipo falla, puede ser reemplazado por un transformador nuevo o por un transformador que no es nuevo pero se encuentra en condición de reemplazar al que falló.

• Los componentes pueden cambiar de posición en el sistema. Por ejemplo, un componente que falla puede ser reemplazado por otro, se repara y es utilizado como repuesto para atender otra falla. Esto quiere decir, que no necesariamente los repuestos que se utilizan son nuevos.

• Las cantidades de componentes de un mismo tipo no son necesariamente constantes, por el contrario, pueden aumentar o disminuir con el tiempo, además que tienen una larga vida útil, entre 20 o más años en la mayoría de los casos.

• No se tiene el registro del instante en que cada componente fue puesto en servicio estando nuevo. Esto sucede porque se llevan registros por posición en el sistema no por un componente en particular. Otra razón para esto es que los componentes de los SDL no se han considerado tan importantes como los que conforman los sistemas de generación y transmisión.

Bajo las consideraciones anteriores, se desarrolló entonces una metodología de reposición basada en la confiabilidad de las componentes del sistema de distribución, considerando las características de los mismos, la inclusión de aspectos no tratados en la literatura revisada y la información de eventos en la red.

En la fig.1 Se presenta la metodología propuesta.

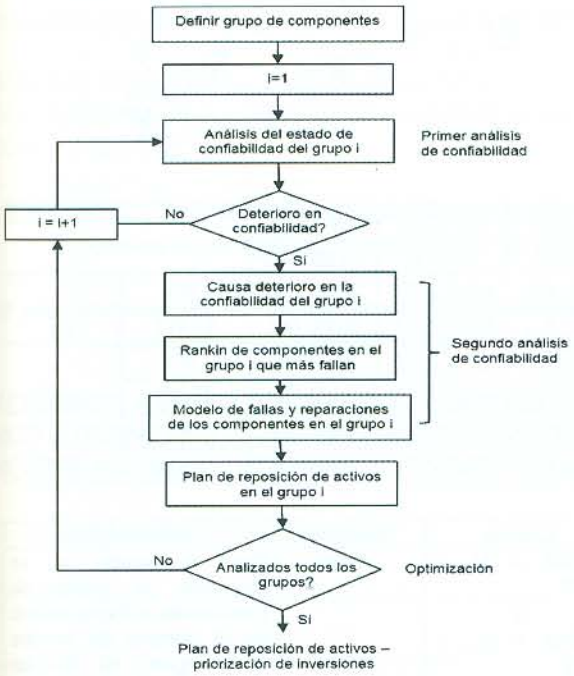



*Fig. 1. Estructura general plan de reposición de activos nivel I y II.*

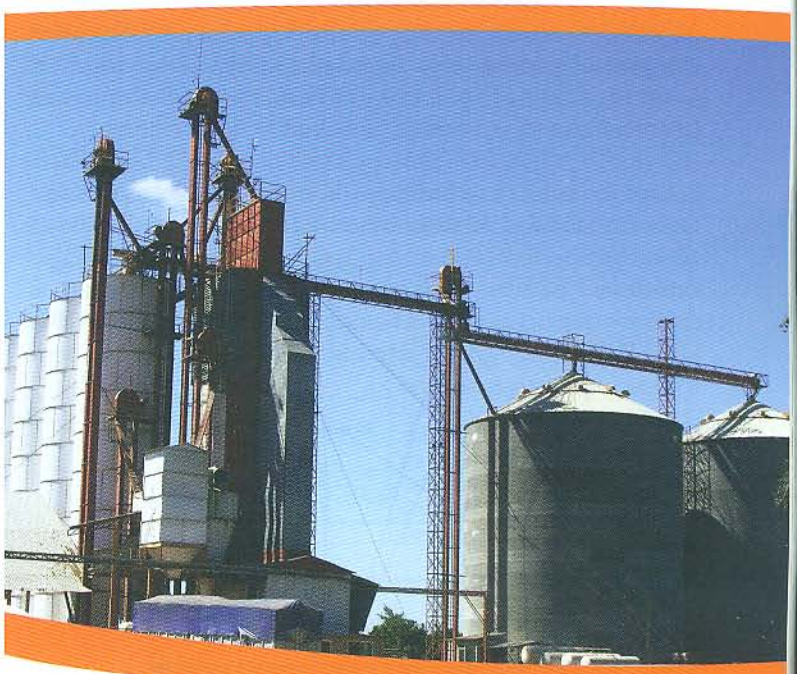
### *III. Metodologia propuesta*

A. Definir grupos de componentes

Para el diagnóstico del estado de confiabilidad de los componentes se definen las poblaciones de componentes que conforman el SDL de CHEC según los tipos de componentes que existen en el sistema. Estos tipos de componentes se dividen a su vez en grupos de estudio según atributos, como el nivel de tensión nominal, su localización (urbano/rural), la zona operativa y diversos tipos constructivos. Estos grupos solo se pueden crear si existe suficiente información de eventos de falla para aplicar el análisis de confiabilidad; en caso contrario, se crean grupos menos detallados y más heterogéneos.

Los grupos de componentes estudiados durante el desarrollo del modelo fueron: Transformadores de distribución, DPS (Pararrayos de transformadores de distribución), redes secundarias, reconectadores en subestación, Interruptores de subestación tipo celda, Interruptores de subestación tipo patio, Cortacircuitos de línea, seccionadores de línea, reconectadores de línea, Seccionadores de subestación, Transformadores de potencia 33/13.2 kV, Circuitos primarios de distribución aéreos, Circuitos primarios de distribución subterráneos.

MEM
SUMINISTROS PARA INFRAESTRUCTURA DE COMUNICACIONES, ENERGÍA Y SEGURIDAD



CABLEADO ESTRUCTURADO
AUTOMATIZACIÓN Y CONTROL INDUSTRIAL
SOLUCIONES ELECTRICAS INDUSTRIALES
SISTEMAS DE SEGURIDAD
CONTROL DE ILUMINACIÓN
SISTEMAS DE ILUMINACIÓN EFICIENTE
SOLUCIONES ELÉCTRICAS RESIDENCIALES
EQUIPOS PARA ÁREAS CLASIFICADAS

Cra. 12 No. 16 - 71 - Cll 11 No. 60 - 69
Tel.: (1)3347666 - (1)7444666 - mercadeo@memltda.com.co
www.memltda.com.co
Bogotá D.C. - Colombia

B. Primer Análisis de confiabilidad

En esta etapa se realizan las siguientes actividades:

1) Clasificación de las salidas planeadas y no planeadas: Esta clasificación se realiza de acuerdo a la naturaleza del evento, es decir sean estos aleatorios: propios del componente (envejecimiento del componente) o causados por influencias externas al componente (vandalismo, sabotaje, solicitud entidad externa), y fallas planeadas o deterministas (mantenimiento, expansión, solicitud entidad externa).

2) Cálculo de índices estadísticos de tendencia y determinación de la confiabilidad: El diagnostico del estado de confiabilidad de los componentes se realiza bajo el concepto de proceso estocástico puntual, el cual es una secuencia de eventos discretos que ocurren en el tiempo, tal como se muestra en la Fig. 2. Los tiempos de ocurrencia de los eventos se denotan ti y los tiempos inter-arribo xi.

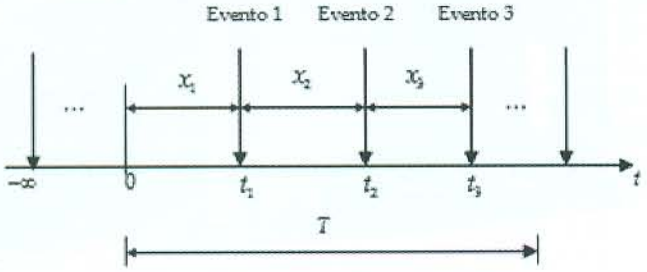



*Fig. 2. Concepto de proceso estocástico puntual.*

La tendencia se establece mediante el índice estadísticos de Laplace y Lewis-Robinson, los cuales se denotan, respectivamente UL y ULR.

$$U_L = \left( \frac{1}{K\sum_{i=1}^{n} t_i} \right) - \frac{1}{2} T * \Big/ T \sqrt{1/12K}$$

k: Es igual a (n-1) si las observaciones terminan en el último evento, de lo contrario, es igual al número de observaciones n. * T: Es igual a tn si las observaciones terminan en el último evento, de lo contrario, es igual al periodo total de las observaciones T.

La prueba de Laplace compara con respecto a un proceso de Poisson homogéneo, es decir, con respecto a un proceso puntual de renovación cuyos tiempos inter-arribo están distribuidos exponencialmente.

$$U_{LR} = \frac{U_L}{CV_X} = \frac{U_L}{S_X / \overline{X}}$$

Donde Sx y son la desviación muestral y el promedio estadístico de los tiempos entre llegada de eventos.

La tendencia en la confiabilidad de los componentes se establece de acuerdo a lo indicado en la tabla I.

TABLA I. CRITERIOS PARA ESTABLECER LA TENDENCIA EN LA CONFIABILIDAD DE LOS COMPONENTES CON LOS ESTADISTICOS DE LAPLACE Y LEWIS-ROBINSON

| Criterio | Tendencia | Interpretación |
|---|---|---|
| $-1.967 \leq U_L \leq +1.967$ ó $-1.967 \leq U_{LR} \leq +1.967$ | Cero | Pasa el tiempo, no se observan un patrón de crecimiento o decrecimiento en el número de eventos que llegan, ni en las magnitudes de los tiempos inter-arribo. |
| UL > +1.967 ó ULR > +1.967 | Positiva | La llegada de eventos se incrementa con el tiempo, los tiempos inter-arribo decrecen con el tiempo. |
| UL < -1.967 ó ULR < -1.967 | Negativa | La llegada de eventos se reduce con el tiempo, los tiempos inter-arribo aumentan con el tiempo. |

El deterioro de confiabilidad se observa en la tendencia del total de eventos no planeados que arriban a un grupo de componentes, y por lo tanto se debe conocer si:

• El deterioro se origina en los componentes como tal, para lo cual, se analiza la tendencia en el arribo u ocurrencia de fallas propias en los componentes; es decir, en los ttf, como se ilustra en la tabla II. Lo anterior para que el grupo de componentes bajo esta condición sea sujeto de análisis de reposición de activos.

• El deterioro se origina en otros eventos no planeados externos a los componentes, para lo cual, se analiza la tendencia en el arribo u ocurrencia de otros eventos no planeados; es decir en los ttou, como se aprecia en la tabla II. La tendencia en el arribo de eventos no planeados (fallas propias más otros eventos no planeados), es decir en los ttu dependen entonces de las dos anteriores y de su participación en el total de eventos no planeados. Las causas de otras salidas no planeadas, no se incorporan en el proceso de reposición y se costean los componentes para determinar el costo máximo de una solución remedial a aplicar.

La tendencia de la confiabilidad en los componentes finalmente se representa con la convención de caritas propuesta por Ascher y Feingold de acuerdo a la tabla III.

TABLA II. TENDENCIA EN LA LLEGADA DE EVENTOS NO PLANEADOS A CIRCUITOS PRIMARIOS AEREOS ZONA ORIENTEC.

| | | 13.2 kV Urbano | 13.2 kV Rural | 33 kV Rural |
|---|---|---|---|---|
| Ttf | UL | 36.196 | 268.344 | 23.256 |
| | ULR | 26.798 | 126.648 | 1.32 |
| Ttou | UL | 20.485 | 398.253 | 50.555 |
| | ULR | 10.288 | 119.364 | 28.533 |
| Ttu | UL | 34.541 | 475.749 | 5.636 |
| | ULR | 17.938 | 175.385 | 32.907 |

*C. Segundo Análisis de confiabilidad*

En esta etapa se realizan las actividades siguientes:

1) Causas de deterioro de la confiabilidad:

Para las componentes que presentan deterioro de la confiabilidad por fallas propias o por otras salidas no planeadas, se procede a determinar las causas con base en la información de eventos y fallas disponible.

TABLA III. ESTADO DE CONFIABILIDAD CIRCUITOS PRIMARIOS AEREOS DE DISTRIBUCIÓN ZONA ORIENTE.

| Eventos | 13.2 kV Urbano | 13.2 kV Rural | 33 kV Rural |
|---|---|---|---|
| Fallas | | | |
| Otras salidas no planeadas | | | |
| No Planeadas | | | |

El análisis se realiza evaluando:

• Análisis causa-raíz.

Este análisis consiste en leer las descripciones de los registros de salida para establecer las causas de las mismas

• Análisis del proceso de reparación.

Consiste en tomar los registros de reparaciones de fallas propias y de fallas por otros eventos no planeados y analizar la tendencia para establecer el desempeño en el proceso de reparaciones. En este caso, se calculan los estadísticos de tendencia UL y ULR para las muestras de tiempos para reparación de fallas propias ttr y tiempos de reparación de otras salidas no planeadas ttrou y se aplican los criterios presentados en la tabla IV.

TABLA IV. CRITERIOS DE ANÁLISIS PROCESOS DE REPARACIÓN

| Tendencia en tiempos de reparación | Tendencia en número de reparaciones | Tipo de carita | Significado |
|---|---|---|---|
| 0 | 0 | | No se observa deterioro ni mejora en el desempeño de las cuadrillas de reparación |
| + | - | | Se observa deterioro en el desempeño de las cuadrillas de reparación |
| - | + | | Se observa mejora en el desempeño de las cuadrillas de reparación |

2) Determinación del Ranking de componentes que más fallan:

Para los grupos de componentes que presentan deterioro en la confiabilidad sea por fallas propias o por otros eventos no planeados se listan los componentes que han fallado en orden descendente de número de fallas. Este ranking permitirá seleccionar a los componentes que son objeto del plan de reposición. Para este ranking solo se toman los componentes con 3 o mas fallas, dado que con dos o menos fallas no es posible establecer si hay tendencia.

3) Modelo de Fallas de los componentes existentes:

El modelo de llegada de fallas u otros eventos no planeados al grupo de componentes es un proceso estocástico puntual con función de intensidad λgGrupo(t). Este modelo representa la superposición de las fallas u otros eventos no planeados que ocurren en los componentes que conforman el grupo.

Los pasos para su determinación son:

• Se considera que el proceso de llegada de eventos al grupo de componentes tiene la función de intensidad de un proceso Power Law, la cual se presenta a continuación.

$$\lambda_{GRUPO}(t) = \lambda_{GRUPO} * \beta_{GRUPO} * t^{\beta_{GRUPO}-1}$$

Si $\beta > 1$ presenta tendencia positiva, Si $\beta < 1$ presenta tendencia negativa, Si $\beta=1$ es estacionario.

• Los parámetros del modelo se estiman usando las ecuaciones (4) y (5).

$$\beta_{GRUPO} = \frac{(n-2)}{\sum_{i=1}^{n} Ln\left(\frac{t_n}{t_i}\right)}$$

$$\lambda_{GRUPO} = \frac{n}{t_n^{\beta_{GRUPO}}}$$

• Se estima la tasa de fallas unitaria para cada componente i del grupo de la siguiente forma.

$$\lambda_i = \frac{\lambda_{GRUPO}}{n} n_i$$

$$\beta_i = \beta_{GRUPO}$$

Donde $n_i$ es el número de eventos de falla u otros eventos no planeados que han ocurrido en el componente i.

4) Modelo de Fallas de los componentes nuevos:

• Se obtienen las fallas acumuladas Λ en el grupo de componentes para cada uno de los k años del periodo de los registros.

• Se calcula la tasa de fallas promedia de un componente con deterioro de la siguiente forma

$$\lambda_o = \frac{\sum_{i=1}^{k} \Lambda_i}{k * N}$$

N es el número de componentes en el grupo, si el componente es de tipo unitario, ó los kilómetros de red en el grupo si el componente es de tipo longitudinal

•Se estima el modelo de fallas de un nuevo componente i de la siguiente manera.

$$\beta_i = 1.0 \quad \lambda_i = K * \lambda_{old}$$

Donde K es un factor empírico que representa la reducción en tasa de fallas de un componente nuevo con respecto a uno envejecido. Por ejemplo, en la referencia [1], para componentes de sistemas de distribución este factor varía entre 0.02 y 0.04375. Para el presente estudio se asume K=0.05.

5) Modelo de Reparaciones:

Es el proceso estocástico puntual de las reparaciones que ejecutan las cuadrillas y los tiempos inter-arribo son las duraciones de las reparaciones. Para obtener este modelo se toman las muestras de tiempos para reparación de fallas propias (ttr) y tiempos de reparación de otros salidas no planeadas (ttrou) y se ajustan a un proceso estocástico puntual.

Los modelos de fallas de los componentes existentes y nuevos y el modelo de reparaciones se utilizan para calcular la indisponibilidad esperada de los componentes existentes y remplazados, y su influencia en la energía no servida en el plan de reposición de activos.

### *IV. Plan de reposición de activos*

El procedimiento general para determinar el plan de reposición de activos se ilustra en la fig.3.

1) Calculo de indisponibilidad y energía no servida.

Para cada componente que se considera dentro de la reposición de activos se calcula la indisponibilidad DTT y la energía no servida ENS asociada al mismo en cada año futuro del horizonte de estudio T.

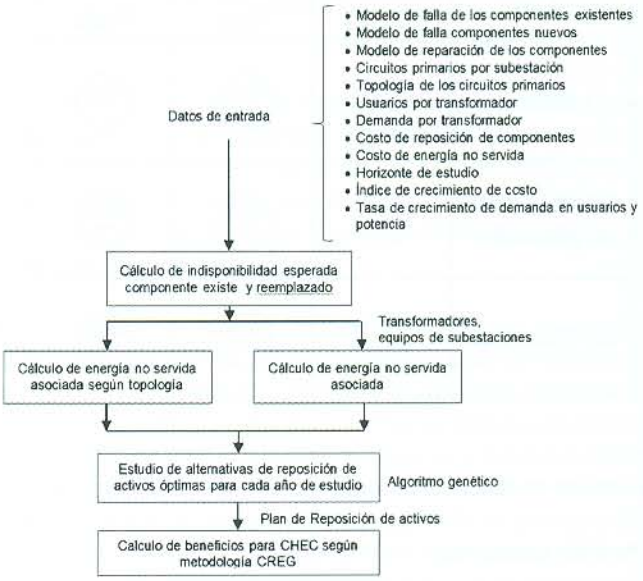



*Fig. 3. Procedimiento general plan de reposición de Activos.*

Los pasos de este procedimiento son:

• Para cada año i se obtiene el valor esperado de fallas propias y otras salidas no planeadas del componente aplicando (11).

$$\Lambda_{Fji} = E[N_{Fj}(i)] = \int_{i-1}^{i} \lambda_{Fj}(t)dt$$

Para fallas propias y otras salidas no planeadas se utilizan las correspondientes funciones de intensidad que modelan el arribo de dichas fallas.

• Para cada año i se obtiene el valor esperado de reparaciones de fallas propias y otras salidas no planeadas aplicando (12). El modelo de reparaciones corresponde al grupo de

$$\Lambda_{Ri} = E[N_R(i)] = \int_{i-1}^{i} \lambda_R(t)dt$$

componentes bajo estudio, no a un componente en particular.

• La indisponibilidad debida a fallas propias u otras salidas no planeadas en el año i del componente j se obtiene aplicando (13).

$$DTT_{ji} = \Lambda_{Fji} * \frac{k}{\Lambda_{Ri}}$$

Donde k es una constante de transformación para convertir las unidades del valor esperado de reparaciones a horas. Por ejemplo, si la función de intensidad de reparaciones se expresa en reparaciones/día, entonces k=24 horas.

• La energía no servida en el año i del componente j se obtiene aplicando (14).

$$ENS_{ji} = DTT_{ji} * D_j$$

Dj es la demanda promedio de los usuarios afectado por la componente j.

$$D_j = \sum EPU * NU$$

La cual se obtiene aplicando (15). EPU es la energía promedio de los NU usuarios afectados por la salida del componente j. La sumatoria se hace por Transformador de distribución afectado por la salida del Componente j.

2) Metodología del plan de reposición de activos:

El estudio de alternativas de reposición de activos óptima para cada año de estudio, determina la reposición óptima de un subconjunto de activos, con una población de Nc componentes existentes dentro de un grupo de componentes de características similares que permita obtener el menor Nivel de Energía No Servida NENS con el menor costo de inversión después de ejecutar la reposición, actuando en respuesta a ocurrencias de fallas dentro de un horizonte de planeamiento de T años.

El plan óptimo de reposición de activos que se plantea considera la vida útil de los diferentes componentes de la red, el costo de inversión en el tiempo, el crecimiento de la demanda, la variación en el tiempo del número de usuarios, el comportamiento histórico de las tasas de fallas y la topología radial de la red para el cálculo del nivel de energía no servida.

El problema resultante es un problema de programación no lineal binario multiobjetivo, el cual se resuelve usando técnicas de optimización combinatorial.

Dos funciones objetivo son consideradas al establecer un plan de reposición de activos.

La primera consiste en minimizar el Nivel de Energía No Servida (NENS) simulando n-1 contingencias en cada componente de interés del sistema a fin de calcular la Energía No Servida (ENS) en cada contingencia. La ENS de todas las contingencias es sumada para obtener NENS que represente la calidad de todo el SDL.

En esta evaluación es necesario tener en cuenta el switche que opera aguas arriba de la contingencia que se está simulando.

La segunda función objetivo consiste en minimizar los costos de inversión del plan de reposición considerando la posibilidad de realizar inversiones en diferentes instantes del horizonte de planeamiento.

Para efectos del análisis del costo de inversión, el método escogido es el Costo Anual Uniforme Equivalente (CAUE).

Si varias alternativas o proyectos son comparados usando el CAUE, entonces el mejor proyecto será el de menor CAUE.

La fig.4 muestra el diagrama de bloques del proceso de optimización que permite obtener los planes de reposición.

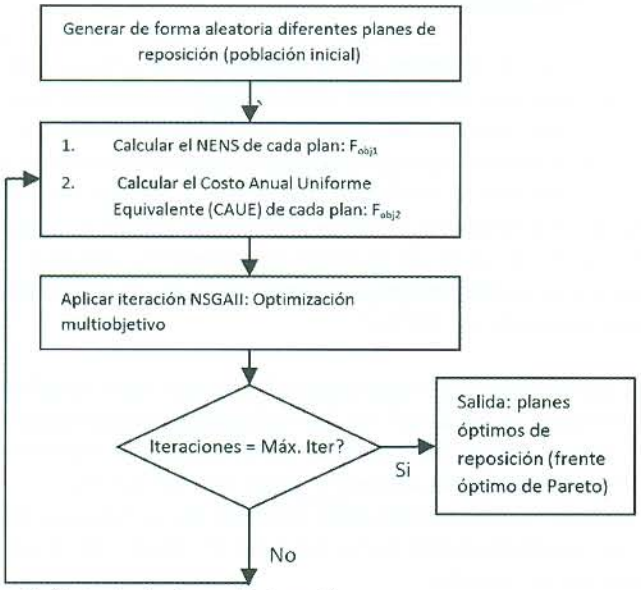



*Fig. 4. Estrategia de optimización.*

• Energía no suministrada bajo el criterio n-1.
La simulación de contingencias n-1 y el cálculo acumulado de la ENS asociada a las contingencias permite obtener un indicador del nivel de discontinuidad del SDL, este NENS se obtiene mediante (16).

$$F_{obj1} = NENS = \sum_{c=1}^{N_C}\sum_{p=1}^{T}\left\{DTT_{c,p}\cdot\left\{\sum_{Barrido\text{-}aguas\text{-}abajo} EPU_{c,p}\bullet NU_{c,p}\right\}\right\}$$

NUc,p Número promedio de usuarios del transformador aguas abajo del componente c, en el periodo p. EPUc,p Energía promedio por usuario [kWh/hora] del transformador aguas abajo del componente c, en el periodo p. DTTc,p Promedio anual de duración de interrupción del elemento c, en el periodo p [horas/año] Nc Número de componentes candidatos a reposición. T Horizonte de planeamiento

En términos prácticos lo que se hace es mirar cual es la carga interrumpida aguas abajo de la posición del componente c; esta carga interrumpida se expresa en términos de energía.

El nivel de ENS (NENS) de todo el plan es la suma de todas las ENS obtenidas bajo contingencia [kWh/año]. Un valor de NENS es calculado para el caso base (sistema de distribución sin reposición), un nuevo NENS se calcula para cada plan de reposición, observando la evolución de mejora del sistema en el NENS a causa de la reposición de las componentes (componentes con menor tasa de fallas, que asocian un DTT por menor cantidad de fallas en el sistema).

• Análisis de costos de los planes.
Para efectos del análisis del costo de reposición, el método escogido es el Costo Anual Uniforme Equivalente (CAUE). En (17) se presenta la función objetivo de costos dentro del proceso de optimización.

$$F_{obj2} = CAUE = \left[\sum_{j=1}^{n} CI_j\left(P/F\right)_j\right]\left(A/P\right)_{in} + \gamma\cdot\left|\sum_{i}^{T\cdot N_C}\pi_i - N_C\right|$$

CI Costo de la inversión por reposición en el periodo j. (P/F)ij Valor presente de un futuro. (A/P)in Anualidad de un valor presente n Horizonte de planeamiento en años. Factor de peso para considerar la violación de la Restricción

$$\sum_{i=1}^{T.N_C}\pi_i = N_C$$

• Optimización Multiobjetivo.

Como método de optimización multiobjetivo se aplica el algoritmo de optimización multiobjetivo NSGA-II, el cual se basa en un algoritmo genético y un ordenamiento elitista no-dominado (NSGA, Non-Dominated Sorting Genetic Algorithm). La idea del proceso de optimización multiobjetivo es encontrar las alternativas de solución (planes de reposición) que contengan los mejores compromisos entre calidad del servicio (energía no suministrada) y costos de inversión. Este conjunto de soluciones conforman lo que se denomina frente óptimo de Pareto y permite determinar los componentes que deben ser remplazados y en qué año, permitiendo plantear una estrategia de priorización de inversiones que define la secuencia de reposición de activos de acuerdo con el presupuesto disponible para inversión. En la fig. 5 se ilustra un frente de Pareto obtenido como resultado del proceso de optimización.

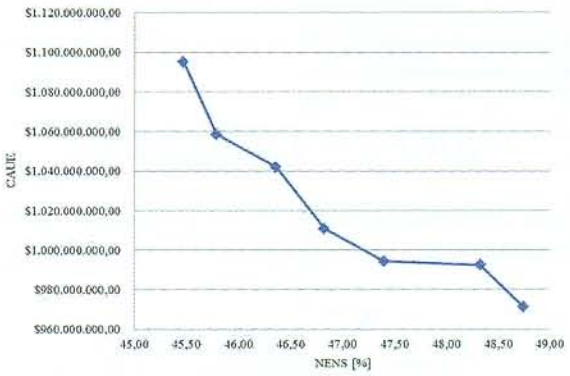



*Fig. 5. Frente de Pareto planes de reposición de activos para circuitos primarios de distribución aéreos 13.2 kV urbanos-zona oriente*

### V. Resultados

*La metodología desarrollada para el plan de reposición de activos de nivel I, II y III ha permitido combinar de manera adecuada las técnicas de confiabilidad y optimización matemática para proponer planes de reposición de activos en un horizonte de planeamiento, determinando así un presupuesto de reposición de componentes en diferentes zonas del sistema de distribución de CHEC. La metodología desarrollada se seguirá usando para generar escenarios priorizados de reposición.*

### VI. Conclusiones y recomendaciones

- *El modelo desarrollado de reposición de activos para los niveles de tensión I y II ha permitido priorizar las inversiones por reposición, en función de la energía interrumpida a causa del deterioro de los activos, determinando la zona, circuito, tramo de red y componente a reponer.*
- *El modelo de reposición ha permitido complementar tendencias históricas o tradicionales en la determinación presupuestal aplicadas en el sector y enunciadas en la introducción, con metodologías que permiten determinar la reposición al aplicar técnicas aplicadas de confiabilidad y optimización matemática, a la vez que permite el direccionamiento de la reposición en la zona, circuito, tramos y componentes que lo requieren.*
- *El modelo por sí mismo no responde a todas las posibles situaciones que se deben considerar en las inversiones por reposición; solo se incluye el criterio de confiabilidad de componentes, otras consideraciones como la seguridad eléctrica, desempeño eléctrico (capacidad de transporte, tensión, pérdidas), etc. no se han considerado y pueden ser parte de trabajos futuros para complementar el modelo desarrollado.*

### VII. ReferenciaS


*[1] Universidad Tecnológica de Pereira, Primer Informe del Acta de Ejecución No. 04 del Convenio Interadministrativo CHEC-UTP 033.010, "Estado del Arte y Metodología Propuesta", documento 5112326206-01, Revisión 3, Marzo 28 de 2012.*

*[2] Universidad Tecnológica de Pereira, Segundo Informe del Acta de Ejecución No. 04 del Convenio Interadministrativo CHEC-UTP 033.010, "Diagnóstico del Estado de Confiabilidad de los Componentes", documento 5112326206-02, Revisión 3, Marzo 28 de 2012.*

*[3] Universidad Tecnológica de Pereira, Tercer Informe del Acta de Ejecución No. 04 del Convenio Interadministrativo CHEC-UTP 033.010, "Metodología del Plan de Reposición de Equipos", documento 5112326206-03, Revisión 1, Marzo 28 de 2012.*

*[4] Universidad Tecnológica de Pereira, Cuarto Informe del Acta de Ejecución No. 04 del Convenio Interadministrativo CHEC-UTP 033.010, "Plan de Reposición de Equipos y su Costo", documento 5112326206-04, Revisión 1, Mayo 18 de 2012.*



***C. J. Zapata, M. Granada, G.A. Reyes***


***Este trabajo se desarrollado gracias a CHEC S.A.E.S.P Universidad Tecnológica de Pereira, Área de Ingeniería y gestión – Proceso de Ingeniería Universidad Tecnológica de Pereira - Central Hidroeléctrica de Caldas E.S.P. Manizales, Colombia.***


***Email: cjzapata@utp.edu.co, magra@utp.edu.co, guillermo.reyes@chec.com.co***
***Tel:+57 6 3137240 - 3165796926, +57 6 3137300 - 3148124815, +57 6 8899000 Ext. 1343 - 3113079105***