



UNIVERSIDAD UTE

**FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA E
INDUSTRIAS**

CARRERA DE INGENIERÍA ELECTROMECÁNICA

**UTILIZACIÓN DEL MÉTODO DE MONTECARLO PARA
UBICACIÓN Y PRONÓSTICO DE LAS AFECTACIONES POR
ENERGÍAS NO SUMINISTRADA (ENS) EN REDES DE
DISTRIBUCIÓN. CASO CNEL EP SANTO DOMINGO.**

**TRABAJO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO
DE INGENIERO ELECTROMECÁNICO**

SAHIRO RIGOBERTO SANTAMARÍA NUÑEZ

DIRECTOR: Lic. IVES TORRIENTE GARCÍA, MSc

Santo Domingo, Junio 2019

© Universidad UTE. 2019

Reservados todos los derechos de reproducción

FORMULARIO DE REGISTRO BIBLIOGRÁFICO

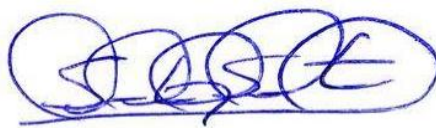
PROYECTO DE TITULACIÓN

DATOS DE CONTACTO	
CÉDULA DE IDENTIDAD:	1715779680
APELLIDO Y NOMBRES:	Santamaría Núñez Sahiro Rigoberto
DIRECCIÓN:	Urb. Caminos Vecinales
EMAIL:	sahiro-rigo@hotmail.com
TELÉFONO FIJO:	
TELÉFONO MÓVIL:	0968610289

DATOS DE LA OBRA	
TÍTULO:	Utilización del método de Montecarlo para ubicación y pronóstico de las afectaciones por Energías no Suministrada (ENS) en redes de distribución. Caso CNEL EP Santo Domingo.
AUTOR O AUTORES:	Santamaría Núñez Sahiro Rigoberto
FECHA	20 de junio del 2019
DIRECTOR DEL PROYECTO DE TITULACIÓN:	Lic. Ives Torriente García, MsC
PROGRAMA	PREGRADO <input checked="" type="checkbox"/> POSGRADO <input type="checkbox"/>
TÍTULO POR EL QUE OPTA:	Ingeniero Electromecánico
RESUMEN:	<p>El presente informe contiene los resultados obtenidos en la investigación de la ubicación y pronóstico de las afectaciones por Energías no Suministrada (ENS) en redes de distribución a través de la utilización del Método de Montecarlo en el caso CNEL EP Santo Domingo. En el trabajo en un primer capítulo se inicia con una parte introductoria donde se revisan los elementos teóricos que sustentan la investigación, así como los elementos que definen el problema de estudio y el objetivo de la investigación. En un segundo capítulo se desarrolla toda la metodología para realizar el estudio, se indican los pasos realizados para la aplicación del Método de Montecarlo y se profundiza en los criterios más favorables para establecer pronósticos</p>

	<p>y predicciones de fallas en una red de distribución. En el tercer capítulo se muestran los resultados de la simulación realizada, se hace un análisis de los resultados obtenidos valorando la factibilidad del método seleccionado, se indica también sobre la importancia de ubicar reconectores y elementos de protecciones eléctricas en las zonas de mayor probabilidad de fallas por ENS dentro de la red de distribución. Se aplica el estudio en el caso de una subestación de CNEL EP Santo Domingo. Al finalizar el informe se explica a través de las conclusiones como la simulación facilita establecer predicciones con un alto nivel de confiabilidad para de forma preventiva reducir las afectaciones por ENS.</p>
<p>PALABRAS CLAVES:</p>	<p>Método de Montecarlo, Sistemas Eléctricos de Distribución, Protecciones Eléctricas.</p>

Se autoriza la publicación de este Proyecto de Titulación en el Repositorio Digital de la Institución.



f: _____

SANTAMARÍA NUÑEZ SAHIRO RIGOBERTO


C.I. 1715779680

DECLARACIÓN Y AUTORIZACIÓN

Yo, **SANTAMARÍA NUÑEZ SAHIRO RIGOBERTO**, CI 1715779680 autor del proyecto titulado: **Utilización del método de Montecarlo para ubicación y pronóstico de las afectaciones por energías no suministrada (ENS) en redes de distribución. Caso CNEL EP Santo Domingo** previo a la obtención del título de **INGENIERO ELECTROMECAÁNICO** en la Universidad UTE.

1. Declaro tener pleno conocimiento de la obligación que tienen las Instituciones de Educación Superior, de conformidad con el Artículo 144 de la Ley Orgánica de Educación Superior, de entregar a la SENESCYT en formato digital una copia del referido trabajo de graduación para que sea integrado al Sistema Nacional de información de la Educación Superior del Ecuador para su difusión pública respetando los derechos de autor.
2. Autorizo a la BIBLIOTECA de la Universidad UTE a tener una copia del referido trabajo de graduación con el propósito de generar un Repositorio que democratice la información, respetando las políticas de propiedad intelectual vigentes.

Santo Domingo, 20 junio 2019



f: _____

SANTAMARÍA NUÑEZ SAHIRO RIGOBERTO
C.I. 1715779680

CERTIFICACIÓN DEL TUTOR

En mi calidad de tutor, certifico que el presente trabajo de titulación que lleva por título "**Utilización del método de Montecarlo para ubicación y pronóstico de las afectaciones por energías no suministrada (ENS) en redes de distribución. Caso CNEL EP Santo Domingo**", para aspirar al título de **INGENIERO ELECTROMECAÁNICO** fue desarrollado por **SANTAMARÍA NUÑEZ SAHIRO RIGOBERTO**, bajo mi dirección y supervisión, en la Facultad de Ciencias de la Ingeniería e Industrias; y que dicho trabajo cumple con las condiciones requeridas para ser sometido a la evaluación respectiva de acuerdo a la normativa interna de la Universidad UTE.



Lic. Ives Torriente García, MsC

DIRECTOR DEL TRABAJO

C.I. 1726990086

DEDICATORIA

El presente trabajo investigativo lo dedicamos principalmente a Dios, por ser el inspirador y darnos fuerza para continuar en este proceso de obtener uno de los anhelos más deseados.

Va dedicado a mis padres Rigoberto y Lidia que gracias a ellos existo, son mi fuerza para llegar al éxito ya que ellos me apoyaron hasta su ultimo día y sabiendo que debería ser fuerte y poder superarme día a día, gracias por inculcar en mí el ejemplo de esfuerzo y valentía, de no temer las adversidades porque Dios está conmigo siempre.

A mis hermanos Byron y Jairon por estar hay en este proceso y apoyarme siempre.

A mis tío Riquelme por ser el tutor de mi vida mi segundo padre estar incondicionalmente en este proceso muy difícil pero que supe salir adelante le debo mucho por estar en mis momentos más difíciles y apoyarme cada momento y darme consejos para poder ser mejor cada día.

A mis tutores Jaime y Lida por apoyarme en mis estudios y estar pendiente que no me falte nada he inculcarme buenos principios acercarme más a Dios y que siempre este en un buen camino.

Finalmente quiero dedicar esta tesis a mis primos Roger y Mishell y amigos, por apoyarme cuando más las necesito, por extender su mano en momentos difíciles y por el amor brindado cada día, de verdad mil gracias, siempre las llevo en mi corazón.

AGRADECIMIENTO

Agradecemos a Dios por bendecirnos la vida, por guiarnos a lo largo de nuestra existencia, ser el apoyo y fortaleza en aquellos momentos de dificultad y de debilidad.

Gracias a mis padres: Rigoberto y Lidia, por ser los principales promotores de nuestros sueños aunque ya no estén a mi lado, por confiar y creer en nuestras expectativas, por los consejos, valores y principios que me han inculcado.

Gracias a mi tutor de tesis Lic. Ives Torriente, MsC por el apoyo en este proyecto de investigación por la ayuda brindada en todo este largo proceso, también a Rosa Inés psicóloga de la institución por darme siempre el apoyo y estar para mí siempre aconsejándome y diciéndome que soy el mejor

INDICE DE CONTENIDO

	PÁGINA
RESUMEN	1
1. INTRODUCCIÓN	3
1.1. SERVICIOS ELÉCTRICOS DE TRANSPORTACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA	3
1.2. CRITERIOS SOBRE SISTEMAS PRIMARIOS DE DISTRIBUCIÓN	4
1.2.1. CRITERIOS DE PREVENCIÓN DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN	5
1.2.2. CRITERIOS SOBRE EL DESEMPEÑO DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN	6
1.2.3. CONFIABILIDAD DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN	7
1.2.4. CONFIABILIDAD DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN	7
1.3. ÍNDICES ORIENTADOS A DEMANDA Y ENERGÍA	8
1.4. ÍNDICES ORIENTADOS A DEMANDA Y ENERGÍA	9
1.5. SIMULACIÓN MONTECARLO (MC) PARA EL ANÁLISIS DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN	9
1.6. GENERALIDADES DE LAS REDES NEURONALES PARA PREDICCIÓN EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN	11
1.6.1 PERCEPTRON MULTICAPA	11
1.7. REDES NEURONALES RADIALES	12
2. METODOLOGÍA	16
2.1. SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA	16
1.6.1 ENFOQUE POR MUESTREO DE DURACIÓN DE ESTADOS	17
2.3. HISTÓRICO OPERATIVO ANUAL	19
2.4. ANÁLISIS DE OPERACIÓN	19
2.5. EVALUACIÓN DE LA CONFIABILIDAD	20
2.5.1 DESARROLLO DEL PROCESO PARA EL ANÁLISIS DE PROTECCIONES PARA LA EVALUACIÓN DE SISTEMAS RADIALES DE DISTRIBUCIÓN.	20
2.6. ALGORITMO GENERAL DE SIMULACIÓN	21
3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN	26
3.1. MODELO DE LA RED PARA EL ANÁLISIS	27

4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.	30
4.1. CONCLUSIONES	30
4.2. RECOMENDACIONES	30
BIBLIOGRAFÍA	31
ANEXOS	31

ÍNDICE DE TABLAS

PÁGINA

Tabla 1. Comparación método analítico y SMC (Valores promedio)	28
---	----

ÍNDICE DE FÍGURAS

PÁGINA

Figura 1. Esquema de un sistema eléctrico de transportación de energía.....	4
Figura 2. Diagrama unifilar de alimentador primario para abastecer transformadores de distribución residencial.....	5
Figura 3. Diagrama de elementos protectores ubicados en un circuito.....	6
Figura 4. Curva de Demanda	8
Figura 5. Modelo perceptron multicapa.....	12
Figura 6. Modelo redes neuronales radiales.....	13
Figura 7. Proceso de transición cronológico de los componentes.....	18
Figura 8. Algoritmo General de SMC para redes radiales.....	22
Figura 9. Diagrama de flujo general de simulación.....	24
Figura 10. Intervalos de confianza- métodos percentiles	25
Figura 11. Sistema radial 4 cargas. I: Interruptor, L: Sección del alimentador, B: Barra o punto de conexión.....	28
Figura 12. Histograma de frecuencia de índices utilizando SMC del sistema a) SAIFI b) SAIDI c) ASAI d) ENS.....	29

ÍNDICE DE ANEXOS

	PÁGINA
ANEXO 1 CÁLCULO ANALÍTICO DE ÍNDICE DE CONFIABILIDAD.....	32
ANEXO 2 ÍNDICE DE CONFIABILIDAD	33

RESUMEN

El presente informe contiene los resultados obtenidos en la investigación de la ubicación y pronóstico de las afectaciones por Energías no Suministrada (ENS) en redes de distribución a través de la utilización del Método de Montecarlo en el caso CNEL EP Santo Domingo. En el trabajo en un primer capítulo se inicia con una parte introductoria donde se revisan los elementos teóricos que sustentan la investigación, así como los elementos que definen el problema de estudio y el objetivo de la investigación. En un segundo capítulo se desarrolla toda la metodología para realizar el estudio, se indican los pasos realizados para la aplicación del Método de Montecarlo y se profundiza en los criterios más favorables para establecer pronósticos y predicciones de fallas en una red de distribución. En el tercer capítulo se muestran los resultados de la simulación realizada, se hace un análisis de los resultados obtenidos valorando la factibilidad del método seleccionado, se indica también sobre la importancia de ubicar reconectores y elementos de protecciones eléctricas en las zonas de mayor probabilidad de fallas por ENS dentro de la red de distribución. Se aplica el estudio en el caso de una subestación de CNEL EP Santo Domingo. Al finalizar el informe se explica a través de las conclusiones como la simulación facilita establecer predicciones con un alto nivel de confiabilidad para de forma preventiva reducir las afectaciones por ENS.

Palabras Clave:

Método de Montecarlo, Sistemas Eléctricos de Distribución, Protecciones Eléctricas,

1. INTRODUCCIÓN

1. INTRODUCCIÓN

1.1. SERVICIOS ELÉCTRICOS DE TRANSPORTACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Uno de los principales problemas en los servicios eléctricos es la estabilidad y continuidad del servicio de energía eléctrica en una red de distribución. Con múltiple frecuencia ocurren afectaciones por falta de servicio eléctrico (ENS), las cuales tienen una tendencia dentro de la red y no detectarlas a tiempo implica demora en la rehabilitación del servicio y afectaciones para los clientes. (A Abur, 2002) Para llevar la electricidad a los residentes los sistemas eléctricos están conformados por cuatro periodos esenciales que son: generación, transmisión, distribución y utilización de la energía eléctrica; el proceso de la transportación de la energía eléctrica requiere de un seguimiento continuo para dar un servicio de calidad a los consumidores finales (Castaño R. , 2004).

Dentro de los sistemas eléctricos existen subprocesos que son necesarios incorporar para garantizar la calidad de la energía que se transporta. En el caso de las centrales eléctricas de suelen ubicar transformadores elevados que sustentan el incremento de los niveles de voltaje para la transmisión después de la etapa de generación (Jaramillo, 2019). La energía que se transmite es recibida por las subestaciones receptoras, dicha energía viene con pérdidas reducidas que mediante el sistema de subtransmisión se traslada de las subestaciones receptoras a las empresas de distribución, para la alimentación de las subestaciones de distribución. (Andrade & Hernández, 2002) Los sistemas primarios que salen de las subestaciones de distribución entregan la energía a los transformadores que reducen el voltaje a niveles de consumo, la etapa final consiste en entregar la energía a los usuarios residenciales, comerciales y/o industriales mediante los sistemas secundarios (Jaramillo, 2019, pág. 11).

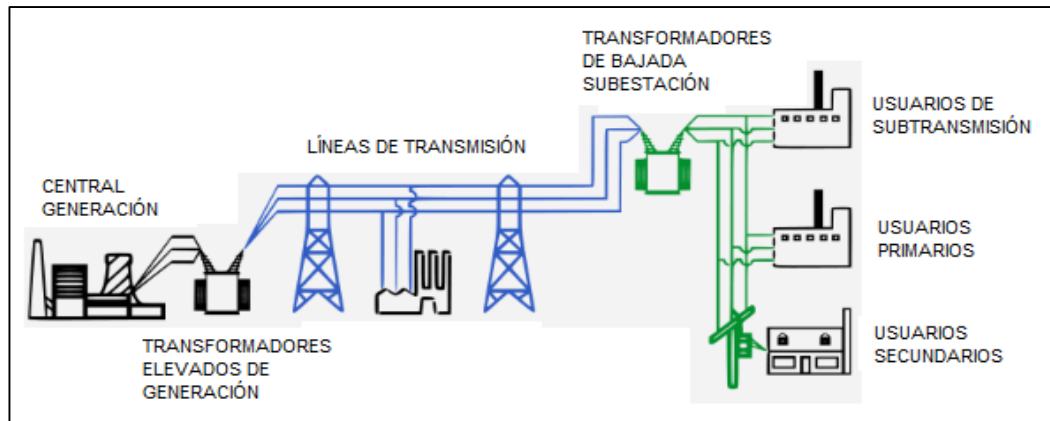


Figura 1. Esquema de un sistema eléctrico de transporte de energía. (Sector Electricidad, 2014)

En la central de generación se genera la energía eléctrica y en los transformadores elevados se transmite una energía de 230kV a 750kV que son transportados por las líneas de transmisión hasta los usuarios del sistema de subtransmisión que usa una energía de 69kV a 139kV, posteriormente el sistema de usuarios primarios se energiza de 4kV a 35kV y por últimos los usuarios secundarios del sector residencial interactúan con una energía de 120/240V (Pilatásig, 2018). En el presente trabajo nos enfocamos en el sistema primario de distribución, por lo tanto es importante considerar los criterios necesarios para estudiar el suministro eléctrico.

1.2. CRITERIOS SOBRE LOS SISTEMAS PRIMARIOS DE DISTRIBUCIÓN

Dado las características alejadas de los lugares donde se debe entregar el servicio eléctrico, las redes de distribución son bastante distantes una de otras abarcando zonas urbanas y rurales. Además de tener una forma de distribución compleja por las formas topográficas de los entornos que tienen difícil acceso. Los sistemas primarios de distribución en la mayoría de los casos inician con la subestación distribuidora alimentada por una o más líneas de subtransmisión. (Zapata & Piñeros, EL MÉTODO DE SIMULACIÓN DE MONTECARLO EN ESTUDIOS DE CONFIABILIDAD DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA, 2004) En ciertos casos y dependiendo de cada empresa distribuidora, esta subestación es alimentada directamente por las líneas de transmisión (alto voltaje) sin la necesidad de presentar un sistema de subtransmisión (Kersting, 2002).

Los sistemas de distribución tienen una estructura definida por cuatro etapas, las subestaciones de distribución, los circuitos primarios, los transformadores de distribución y las redes secundarias. En el caso de las subestaciones de distribución: es el lugar donde se transforma la energía transportada por las

líneas de subtransmisión y estructuran los circuitos primarios. (Castaño S. , Manizales) En los circuitos primarios: conocidos también como redes primarias, se conducen la energía eléctrica hasta cada uno de los transformadores de distribución. El voltaje es variable dependiendo del país, en Ecuador va desde 6.5kV a 23kV; y los transformadores de distribución tienen la función de llevar la energía eléctrica a los consumidores finales con voltajes de 120V/240V. (Crespo, 2017)

Uno de los aspectos fundamentales en las redes de distribución es tratar de mantener la continuidad en el servicio con una calidad que satisfaga la demanda de los consumidores. Los transformadores de distribución se encargan de ofrecer un voltaje acorde con la necesidad de los usuarios. A continuación, en la figura 2 se muestra un diagrama unifilar de un alimentador primario para abastecer transformadores de distribución residencial.

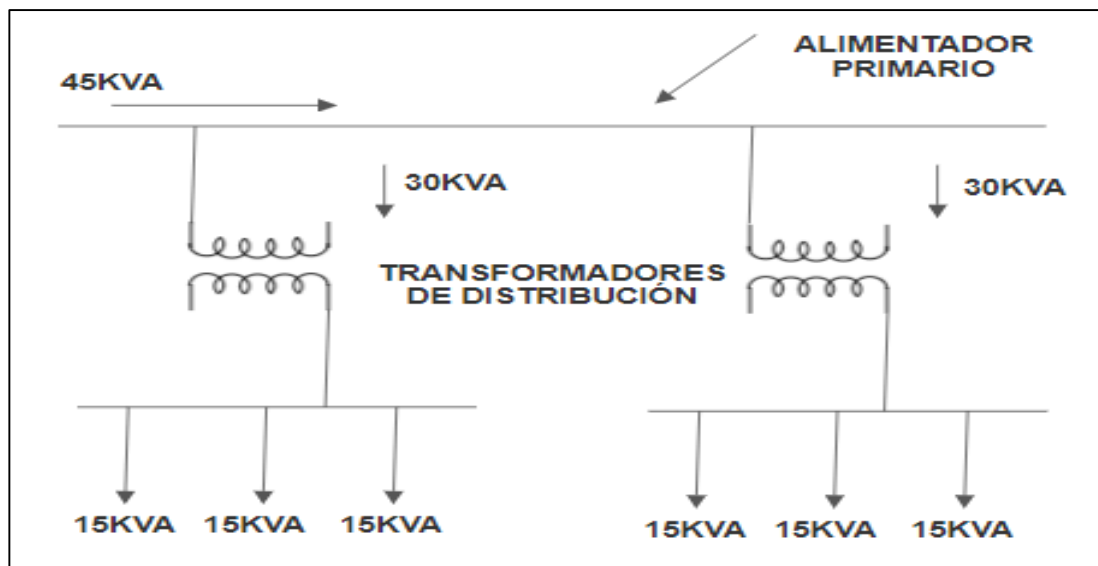


Figura 2. Diagrama unifilar de alimentador primario para abastecer transformadores de distribución residencial (Juárez Cervantes, 1995)

1.2.1. CRITERIOS DE PREVENCIÓN DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

La calidad del servicio en los sistemas de distribución se logra cuando se pueden minimizar las perturbaciones que generan interrupción en el servicio eléctrico. Este tipo de situaciones pueden ser ocasionales o permanentes; cuando existe este tipo de problemática es necesario la incorporación de elementos en la red que protejan la continuidad del servicio. (Sangrá & Montané, 1993) Para lograr un funcionamiento de estos equipos es requerido implementar un sistema de prevención que se pueda detectar las tendencias de fallas más comunes para tomar medidas de contención.

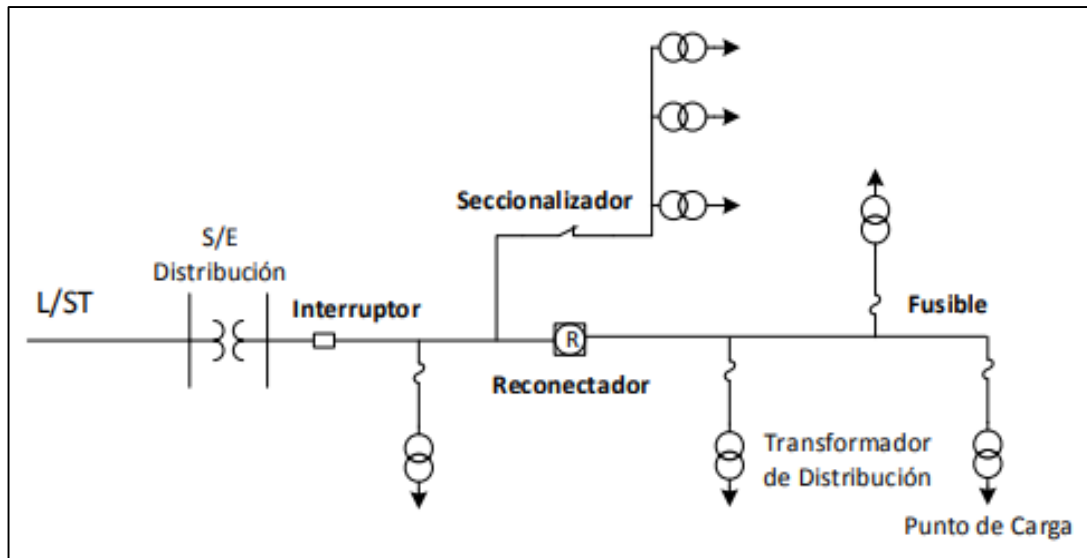


Figura 3. Diagrama de elementos protectores ubicados en un circuito (Pilatásig, 2018)

Como se observa en la figura 3 los elementos protectores que usualmente se utilizan en los sistemas eléctricos primarios son los interruptores de potencia para conectores trifásicos, después los reconectores para mantener el servicio en la red y las fracciones que del circuito se suele usar fusibles.

Los interruptores de potencia son dispositivos de apertura o cierre mecánico cuya característica predominante es su operación bajo carga y la interrupción de corrientes de falla. (Ángeles, 2006) Por tal razón, los interruptores de potencia deben ser capaces de cerrar en condiciones tales que las corrientes que se establecen pueden alcanzar hasta 1.6 veces su capacidad nominal (Castaño R. , 2004). Otro aspecto de interés es que estos dispositivos utilizan como medio de interrupción aceite y vacío.

1.2.2. CRITERIOS SOBRE EL DESEMPEÑO DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

Para la detección preventiva de forma satisfactoria de las fallas es recomendable establecer los índices orientados a la demanda de energía, de consumo, si se asume un sistema radial donde los componentes están en serie, incluyendo líneas, cables, seccionadores, barras, etc. (Gil & Choy, 2010) Al considerar a un consumidor conectado a cualquier punto de carga de algún sistema requiere que todos los componentes entre él y el punto de suministro estén operativos. Consecuentemente el principio de componentes en serie puede ser aplicado a estos sistemas, utilizando para la evaluación de la confiabilidad tres parámetros básicos, la tasa promedio de falla, el tiempo promedio de interrupción, y el tiempo promedio anual de interrupción, los cuales vienen dados respectivamente para el tiempo de falla por:

$$Z_S = \sum_i Z_i \quad (1)$$

Donde

Z_S =tasa promedio de falla

Z_i =cantidad de fallas

En el caso del tiempo promedio de interrupción se considera utilizar la siguiente fórmula

$$U_S = \sum_i Z_i r_i \quad (2)$$

Donde

U_S =tiempo promedio de interrupción

Z_i =cantidad de fallas

r_i = tiempo por interrupción

Para el cálculo de la tasa promedio anual de interrupción se utiliza la siguiente fórmula:

$$r_S = \frac{U_S}{Z_S} = \frac{\sum_i Z_i r_i}{\sum_i Z_i} \quad (3)$$

Donde

U_S =tiempo promedio de interrupción

Z_S =tasa promedio de falla

Z_i =cantidad de fallas

r_i = tiempo por interrupción

r_S = tasa promedio anual

1.2.3. CONFIABILIDAD DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

Al revisar las ecuaciones 1, 2 y 3 se puede determinar mediante sus expresiones un nivel de confiabilidad general de la red según sus fallas, pero no son indicadores específicos del funcionamiento del sistema. (Mass, 1994) En función de eso es recomendable incorporar otras ecuaciones que sirven para dar una mejor evaluación del sistema, según (Allan, 1996) plantea usar las siguientes expresiones según cada índice:

1.2.4. CONFIABILIDAD DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

Es la frecuencia media de interrupciones del sistema, conocido como SAIFI

$$SAIFI = \frac{\text{número total de interrupciones del consumidor}}{\text{número total de consumidores servidos}} = \frac{\sum \lambda_i N_i}{\sum N_i} \quad (4)$$

Por otra y parte y de forma similar a la anterior pero en este caso sobre la base de los consumidores afectados se determina la frecuencia media de interrupciones por consumidor, conocido por CAIFI

$$AIFI = \frac{\text{número total de interrupciones del consumidor}}{\text{número total de consumidores afectados}} \quad (5)$$

Para el caso de la duración media de interrupción del Sistema, y representado por las siguientes siglas SAIDI, se aplica la fórmula 6 que plantea:

$$SAIDI = \frac{\text{suma de la duración de interrupciones del consumidor}}{\text{número total de consumidores servidos}} = \frac{\sum U_i N_i}{\sum N_i} \quad (6)$$

Para la duración media de interrupción del Consumidor, que se le llama CAIDI, se obtiene por:

$$CAIDI = \frac{\text{suma de la duración de interrupciones del consumidor}}{\text{número total de interrupciones}} = \frac{\sum U_i N_i}{\sum \lambda_i N_i} \quad (7)$$

1.3. ÍNDICES ORIENTADOS A DEMANDA Y ENERGÍA

Otro elemento que resulta de suma importancia para la evaluación de la red son los índices orientados a la demanda de energía en cada punto de entrega (Murillo, Trejos, & OLAYA, 2003), esta se suele representar teóricamente como se muestra en la figura:

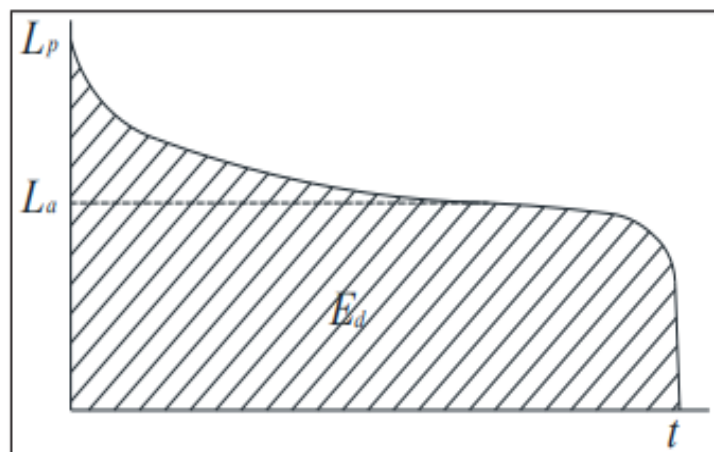


Figura 4. Curva de Demanda (Jaramillo, 2019)

Para la determinación de la demanda media utilizando la energía suministrada en un tiempo de interés se obtiene por la siguiente fórmula:

$$L_a = \frac{\text{Energía total demandada en el periodo de interés}}{\text{periodo de interés}} = \frac{E_d}{t} \quad (8)$$

Uno de los elementos que son de interés para la simulación de las falencias en la red es la Energía Total no Suministrada (ENS) y se halla según la siguiente expresión:

$$ENS = \sum L_{a(i)} U_i \quad (9)$$

Siguiendo la expresión anterior se obtiene la media de la ENS a través del siguiente planteamiento:

$$AENS = \frac{\text{total energía no suministrada}}{\text{número total de consumidores servidos}} = \frac{\sum L_{a(i)} U_i}{\sum N_i} \quad (10)$$

1.4. ÍNDICES ORIENTADOS A DEMANDA Y ENERGÍA

Al revisar diversos autores se identificó el criterio de (Allan, 1996) que establece criterios sobre los índices orientados a los consumidores y a la demanda y energía; y argumenta que son muy útiles para la evaluación de la severidad de fallas en el sistema y para análisis de predicciones futuras. La evaluación del rendimiento se realiza por tres importantes razones:

- Se determinan los cambios cíclicos en el rendimiento del sistema y por esta razón ayuda a identificar áreas débiles y su necesidad de reforzamiento.
- Se establecen los índices existentes, los cuales sirven de guía como valores de comparación en la evaluación futura de confiabilidad.
- Permite la comparación de las predicciones con la experiencia operativa actual.

1.5. SIMULACIÓN MONTECARLO (MC) PARA EL ANÁLISIS DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

La simulación es una técnica que reproduce eventos que son procesados bajo condiciones de prueba. La modelación para la simulación está compuesta por ecuaciones de forma matemática, lógica o simbólica, estas expresiones son un duplicado de las funciones reales del sistema

Existen algunas ventajas en la utilización de simulación, las cuales se indican a continuación

- La simulación permite al investigador experimentar sin la utilización de equipamientos caros.
- La simulación de sistemas puede ser utilizada como una herramienta para predecir el comportamiento bajo diversas condiciones operativas.
- La simulación puede ser utilizada como herramienta de diseño para predecir el desempeño de nuevos sistemas o componentes.
- Los eventos que del sistema real que tienen lugar en un tiempo desde pocas horas hasta varios años, pueden ser simulados en pocos minutos en un computador.

La técnica de simulación que utiliza una o más variables aleatorias para representar los estados de un sistema y sus cambios en el tiempo se la conoce como simulación Montecarlo (MC). (Zapata & Gómez, Subestaciones eléctricas utilizando simulación de montecarlo, 2006)

Esta técnica es preferible a la técnica analítica cuando condiciones complejas de operación están involucradas. En general, existen algunas ventajas del método de SMC sobre las técnicas analíticas, entre las cuales se tiene:

- Habilidad para incluir procesos del sistema, que solo pueden aproximarse utilizando las técnicas analíticas.
- Incorporación de distribuciones de probabilidad asociadas con la falla y restauración de componentes.
- Facilidades para el cálculo de la función de distribución de índices (variables aleatorias), no solo valores esperados (promedio).

También se tienen algunas desventajas:

- Requiere de un tiempo computacional largo para alcanzar una convergencia.
- Posibilidad de interpretación errónea de la simulación si no es ejecutada en el tiempo suficiente para alcanzar su convergencia (en el caso que se defina con antelación un número de años a ser simulados).
- Se necesita de un buen generador de números aleatorios

En el método de MC para sistemas de distribución se enfoca en examinar la continuidad entre los puntos de suministro y los puntos de carga. La existencia de continuidad está asociada no solo con la falla de las secciones de la red, sino también con la lógica de operación de equipos de protección y las guías de operación de la red para el restablecimiento de servicio. Los principios de análisis de los sistemas de distribución, por este motivo, son distintos a los asociados a la generación y a los sistemas compuestos de generación y transmisión

Las principales características del problema de confiabilidad en los sistemas de distribución son las siguientes:

- La ocurrencia de fallas de un componente no es frecuente (baja tasa de fallas).
- El tiempo de interrupción (o tiempo de reparación) es mucho más pequeño comparado con el tiempo hasta la ocurrencia de una nueva falla.
- Las fallas en un alimentador, son independientes de las fallas en otros alimentadores.

Tomando en cuenta estas características, una simulación secuencial donde se utilice el enfoque de duración de estados es el mejor método a ser utilizado (Balijepalli, 2002). El método MC secuencial puede ser utilizado para calcular índices de frecuencia y duración usando los estados cronológicos del sistema. Los índices de frecuencia y duración son particularmente importantes en el análisis de confiabilidad de los sistemas de distribución.

1.6. GENERALIDADES DE LAS REDES NEURONALES PARA PREDICCIÓN EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

Las Redes de Neuronas Artificiales (RNA) son un paradigma de aprendizaje y procesamiento automático inspirado en la forma en que funciona el sistema nervioso. Se trata de un sistema de interconexión de neuronas que colaboran entre sí para producir un estímulo de salida (Mitchel, 1997). Las neuronas se conectan entre si según una determinada arquitectura. Cada conexión tiene un determinado peso que pondera cada entrada a la neurona. De esta manera la entrada de cada neurona es la suma de las salidas de las neuronas conectadas a ella, multiplicadas por la influencia de la respectiva conexión.

1.6.1 PERCEPTRON MULTICAPA

El perceptron multicapa con conexiones hacia adelante es una generalización del perceptron simple. Surge como respuesta a los problemas que tenía dicha red, como por ejemplo, no poder resolver problemas que no fueran linealmente separables. La arquitectura de este tipo de red se caracteriza porque tiene todas sus neuronas agrupadas en distintos niveles llamados capas. (Tabares, Brach, & Valecia, 2006) El primer nivel corresponde a la capa de entrada, que se encarga únicamente de propagar por el resto de la red las entradas recibidas. El último nivel es el de la capa de salida. Se encarga de proporcionar los valores de salida de la red. En las capas intermedias denominadas capas ocultas, se realiza un procesamiento no lineal de los patrones recibidos.

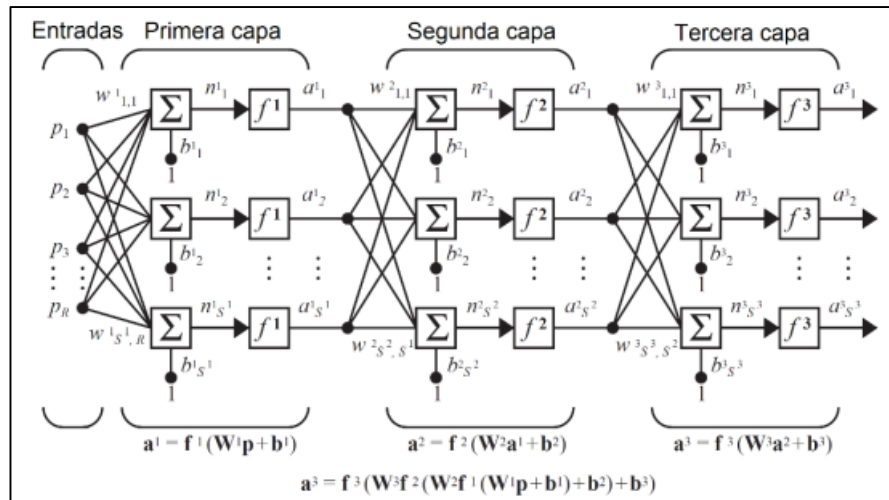


Figura 5. Modelo perceptron multicapa (Jaramillo, 2019)

Este modelo realiza el aprendizaje basado en un algoritmo de retro propagación que facilita que el sistema se auto regule en función de la información que procesa.

El aprendizaje de la red se plantea como un problema de minimización de una determinada función de error. En general se usa como función del error, el error medio cuadrático, es decir:

$$E = \frac{1}{n} \sum_{n=1}^N e(n) \quad (11)$$

Para la función de error, entradas y salidas se plantea de la siguiente forma:

$$e(n) = \frac{1}{2} * \sum_{n=1}^t (s(n) - y(n))^2 \quad (12)$$

Donde en la 12 la $s(n)$ es la salida patrón, $y(n)$ la salida obtenida de la red, t el número de neuronas de salida y N el número de patrones.

El problema es no lineal y como tal, el problema de minimización de la función error se resuelve por técnicas de optimización no lineales que se basan en ajustar los parámetros siguiendo una determinada dirección. En este método, la dirección elegida es la negativa del gradiente de la función error.

1.7. REDES NEURONALES RADIALES

Las redes neuronales de base radial surgen con el objeto de conseguir redes neuronales cuyo proceso de aprendizaje fuera mucho más rápido que en las redes perceptron multicapa. Las redes neuronales de base radial disponen de una capa de neuronas de entrada, otra capa de neuronas de salida y solo una

capa de neuronas ocultas. Las conexiones en este tipo de red son todas hacia adelante, es decir, la entrada de todas las neuronas de la capa oculta procede de la salida de todas las neuronas de la capa de entrada, y a su vez las neuronas de la capa oculta transmiten su salida a todas las neuronas de la capa de salida. (Matich, 2001)

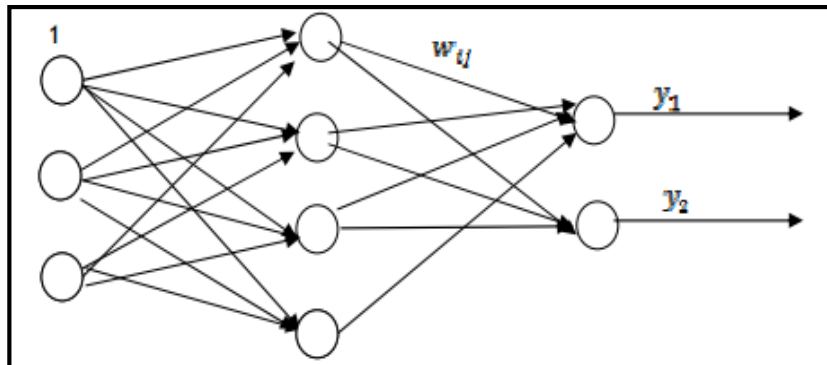


Figura 6. Modelo redes neuronales radiales

En el aprendizaje totalmente controlado se determinan los centros, amplitudes y pesos de tal manera que se minimice el error cometido por la red, por lo que no es de esperar que se conserve el comportamiento local de la misma, ya que no se restringe el solapamiento de las regiones de activación de las neuronas. (López & Fernandez, 2008) Para ello hay que tener en cuenta que la dependencia de la salida de la red en relación a los centros y amplitudes de las distintas neuronas de la capa oculta es no lineal, por lo que hay que emplear técnicas de optimización no lineales. (Izaurieta, 2000)

Considerando estos elementos se plantea como problema de investigación: ¿Cómo detectar preventivamente las afectaciones por ENS en un sistema de distribución?, el problema se sustenta en la necesidad de lograr con carácter preventivo la ubicación de fallas dentro de los sistemas de distribución, con la intencionalidad de utilizar los datos obtenidos para ubicar reconectores en la red de forma tal que garantice la continuidad del sistema eléctrico.

En la presente investigación se desarrolló una herramienta computacional de modelación matemática, utilizando el software Matlab, para la determinación preventiva de las afectaciones por falta de servicio eléctrico (ENS) en la red de distribución de CNEL EP Santo Domingo (Goldman, 2002). Para la evaluación y determinación del pronóstico de fallas se aplica el Método de Montecarlo, con la intencionalidad de permitir calcular la ENS (Zafrilla, 2017). Para su implementación se utiliza una metodología basada en la construcción de una matriz de estados operativos, para esta matriz se considera la presencia de una falla en cada uno de los tramos del sistema de distribución y se realiza el análisis del comportamiento del sistema frente a este evento;

con esto finalmente se procede a efectuar los cálculos correspondientes (S. Jamali, 2017).

La investigación se justifica a partir de que la detección de las fallas facilita una contribución al mejor servicio de distribución de energía para los clientes, evitando preventivamente las interrupciones y generando una satisfacción de uso del servicio. Además conociendo las zonas de mayor incidencia se logra ubicar reconectadores que ayudan a la reducción de las pérdidas de energía, aislar fallas y mantener un nivel voltaje estable, así mismo de balancear cargas entre los distintos circuitos primarios.

Para el desarrollo de la investigación se tienen proyectado los siguientes objetivos que facilitarán la planificación de todo el proceso investigativo.

Objetivos

Objetivo General.-

Utilizar el Método de Montecarlo para la ubicación y pronóstico de las afectaciones por Energías no Suministrada (ENS) en redes de distribución. Caso CNEL EP Santo Domingo.

Objetivos Específicos.-

- Determinar los fundamentos teóricos que sustentan la utilización del Método de Montecarlo para ubicación y pronóstico de las afectaciones por Energías no Suministrada (ENS) en redes de distribución.
- Establecer la metodología favorable para la utilización del Método de Montecarlo para ubicación y pronóstico de las afectaciones por Energías no Suministrada (ENS) en redes de distribución.
- Analizar los resultados obtenidos en las mediciones realizadas según los pronósticos por simulación de Montecarlo.
- Proponer ubicaciones dentro de la red para la colocación de reconectadores.

2. METODOLOGÍA

2. METODOLOGÍA

2.1. SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA

El sistema eléctrico de potencia requiere adaptarse a la demanda solicitada, ya que es necesario mantener un servicio continuo del suministro. Sin embargo, los sistemas eléctricos no son sistemas adaptativos, por esta razón se requiere contar con un estimado del valor demandado por dicho sistema para poder realizar las modificaciones y cumplir con el servicio. (Zapata, Confiabilidad de sistemas eléctricos de potencia, 2011)

Cada día la realización de un muy acertado pronóstico de energía y de potencia eléctrica se convierte en un factor relevante e importante debido a la necesidad de poder realizar la operación y programación de las unidades de generación que diariamente salen seleccionadas en el despacho económico. (Grainger & Stevenson, 1996) Por otro lado, este factor se ha convertido en una misión de los diferentes operadores de red, los cuales desarrollan una planeación operativa y comercial a partir de este cálculo.

Al disminuir las desviaciones del pronóstico se reduce el riesgo de realizar re despachos donde se deban usar unidades de generación más costosas o, por el contrario, se deba prescindir de generaciones programadas anteriormente. Es por ello que en este documento se analiza y se realiza un modelo para el pronóstico de demanda horaria a corto plazo, para permitir así, a través de este cálculo, que los OR (Operador de Red) tomen decisiones que puedan prevenir las sobrecargas y que al mismo tiempo se puedan evitar ciertos eventos, como son las fallas de los equipos o apagones que implican grandes pérdidas; de esta manera, se proporciona una mejor confiabilidad del sistema eléctrico.

2.2. DESCRIPCIÓN DEL PROCEDIMIENTO DE MONTECARLO

Son descritos tres enfoques para la evaluación de la confiabilidad, que son los principios básicos para la simulación en sistemas. Los cuales son los siguientes:

- Enfoque por muestreo de estados del sistema.
- Enfoque por muestreo de duración de estados.
- Enfoque por muestreo de transición de estados.

Tanto el enfoque por muestreo de estados del sistema como el de muestreo de duración de estado pueden aplicarse al sistema de distribución. Sin embargo, la técnica de muestreo de la duración del estado es preferible ya

que este enfoque se puede usar para calcular los índices de frecuencia y duración reales utilizando el componente cronológico o los ciclos de transición del estado del sistema. Los índices de frecuencia y duración son particularmente importantes en el sistema de distribución.

1.6.1 ENFOQUE POR MUESTREO DE DURACIÓN DE ESTADOS

Conocido también como SMC secuencial, se basa en el muestreo de la duración de estado de los componentes con una distribución de probabilidad. En este enfoque, se parte primeramente de una simulación cronológica de la duración de estados de los componentes.

En este enfoque se utilizan funciones de distribución para encontrar los tiempos de duración de estados. Se usa una representación de dos estados, estado de operación y estado de reparación. Usualmente se utilizan distribuciones exponenciales, pero otras funciones fácilmente pueden ser utilizadas.

El enfoque de duración de estados puede ser usado siguiendo los siguientes pasos:

Paso 1: Especificar el estado inicial de los componentes, generalmente todos los componentes inician en estado de operación.

Paso 2: Obtener una muestra de duración que cada componente permanece en el estado presente. Por ejemplo, aplicando una distribución exponencial, para los tiempos de operación y tiempos de reparación, el valor de muestra de duración de estado es:

$$T_i = \frac{1}{Z_i} \ln(U_i) \quad (13)$$

Donde:

U_i Es un número aleatorio uniformemente distribuido entre (0,1) correspondiente al componente i .

Z_i Representa la tasa de falla del componente i , si el estado actual es en operación.

Si el estado actual es en reparación, representa la tasa de reparación del componente i .

Paso 3: Repetir el paso dos hasta cumplir un espacio de tiempo y grabar los valores de duración de estado de todos los componentes. En la Figura 7 se muestra el proceso cronológico de transición de estados de dos componentes.

Paso 4: La transición cronológica de estados puede ser obtenido combinando el proceso cronológico de todos los componentes.

Paso 5: El análisis de cada estado del sistema es usado para calcular cada índice de confiabilidad.

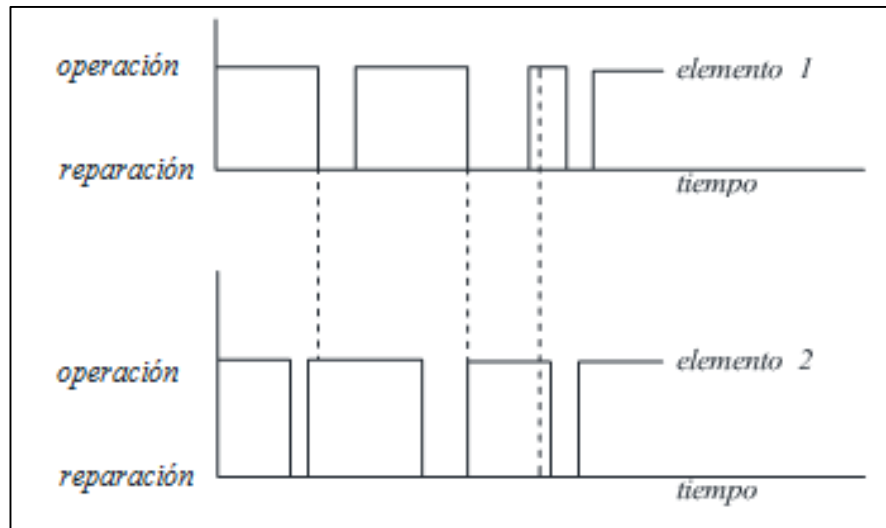


Figura 7. Proceso de transición cronológico de los componentes

Las ventajas de este enfoque son:

- Puede ser fácilmente utilizado para calcular índices de frecuencia.
- Cualquier estado del sistema puede ser fácilmente considerado.
- Se pueden calcular las distribuciones de probabilidad estadísticas de los índices y adicionalmente los valores promedio esperados.
- La desventaja de este enfoque es que requiere parámetros asociados con distribuciones de probabilidad de la duración de estado de cada componente. Asumiendo que su comportamiento sigue una distribución exponencial, se pueden utilizar las tasas de falla o reparación

En base a lo expuesto se pueden definir 3 partes principales de la metodología, las cuales se describen a continuación:

Parte 1: Creación del historial operativo artificial operación-reparación de todos los componentes, obtenido por muestreo de duración de estados del sistema, utilizando las funciones de distribución para cada elemento.

Parte 2: Análisis de operación de ciclos operativos individuales o del sistema, aquí se realiza el análisis de protecciones, de operación ante la falla y posterior a la falla.

Parte 3: Registro anual del historial artificial de operación del sistema, evaluación anual de confiabilidad, funciones de distribución de los índices y revisión de los criterios de convergencia.

2.3. HISTÓRICO OPERATIVO ANUAL

Se utilizará una simulación secuencial, basada en el enfoque del método de duración de estados, que es usado para generar un historial artificial de las fallas del sistema y la duración de su reparación. Los tiempos de operación y reparación de los elementos del SD son encontrados de acuerdo a la función de distribución

Utilizando el método SMC, se calcula el tiempo del estado en operación y del proceso de reparación mediante la inserción de diferentes funciones de distribución.

Se definen así, los siguientes pasos para encontrar un historial operativo anual:

- 1 Especificar el estado inicial de los componentes, todos los componentes inician en estado de operación.
- 2 Obtener una muestra de duración que cada componente permanece en el estado presente de operación y en reparación mediante generación de números aleatorios uniformemente distribuidos entre (0,1) y la aplicación correspondiente de cada distribución de probabilidad de acuerdo a su elemento.
- 3 Repetir el proceso hasta que todos los componentes cumplan un espacio de tiempo y se graban los valores de duración de estado de todos los componentes

2.4. ANÁLISIS DE OPERACIÓN

En esta parte se tiene como objetivo la combinación de historial de estados de los componentes y su posterior análisis.

El análisis de protecciones consiste en determinar de acuerdo a la topología del sistema, el equipo que opera ante la falla despejándola, y posteriormente las acciones que pueden tomarse para el restablecimiento del servicio.

Se define así los siguientes pasos:

- 1 Obtención del historial de operación mediante la combinación de los estados operación-reparación del historial operativo de todas las secciones.
- 2 Determinación de la secuencia de elementos aguas arriba del punto que presenta la falla, que se denominará rama de corte.
- 3 Realizar un análisis de protecciones, en donde se determina dentro de la rama de corte, el dispositivo que despeja la falla, sea éste, interruptor, reconectador o seccionador fusible. Se considera dentro de este análisis la existencia de fallas momentáneas que serían despejadas dependiendo del esquema de protecciones. Este proceso se desarrolla en la sección 2.1.5.
- 4 El análisis luego de la falla corresponde a las manipulaciones manuales como acciones de seccionamiento que se podrían realizar para la restauración del servicio.

2.5. EVALUACIÓN DE LA CONFIABILIDAD

La creación del historial operativo de los puntos de carga es usualmente asociada con la verificación de conectividad del punto de fuente a cada punto de carga una vez que se ha realizado todas las acciones operativas disponibles descritas en el punto anterior.

Una vez que se dispone del historial operativo del sistema: tiempos de operación y reparación, se requiere realizar un análisis de interrupciones para evaluar la confiabilidad del sistema. Este análisis implica lo siguiente:

- 1 Registrar la falla y duración de interrupción para todos los puntos de carga que salen de servicio, se debe diferenciar el tiempo de falla y el tiempo de ejecución de alguna maniobra para restaurar el servicio.
- 2 Calcular: la duración de interrupción, los puntos de carga y el número de consumidores fuera de servicio.
- 3 Evaluar los índices anuales de confiabilidad y registrarlos.
- 4 Creación de histogramas de frecuencia para cada índice de confiabilidad, cálculo de valores medios, la varianza e intervalos de confianza.

2.5.1 DESARROLLO DEL PROCESO PARA EL ANÁLISIS DE PROTECCIONES PARA LA EVALUACIÓN DE SISTEMAS RADIALES DE DISTRIBUCIÓN.

El proceso para el análisis de protecciones se desarrolla a continuación:

- A. Búsqueda de la secuencia de elementos desde la subestación hasta el punto que presenta la falla, es decir la rama de corte.

- B. Elección aleatoria del tipo falla si es momentánea o permanente.
- C. Búsqueda del equipo de corte que opera ante la falla.
- D. Búsqueda de un posible equipo de seccionamiento para restauración parcial.
- E. Aplicación de la lógica de operación para los esquemas de salvar fusible o fundir fusible.
- F. En caso de que exista operación de equipos de protección o seccionamiento, se modifican los datos de la red para realizar el análisis de conectividad.

2.6. ALGORITMO GENERAL DE SIMULACIÓN

En base al desarrollo de las tres partes de la metodología, se puede plantear el algoritmo general, ilustrado en la Figura 2.1 donde se considera que pueden darse dos casos, el primero (A) es que el usuario defina con antelación el número de años a ser simulados, conociendo ya la confiabilidad del sistema y calculando el número de años que le brinde los índices con cierto grado de seguridad; el segundo caso (B) es que se defina para ciertos índices, el intervalo de confianza y el error que se quiere alcanzar, esto con la finalidad de analizar un índice en particular.

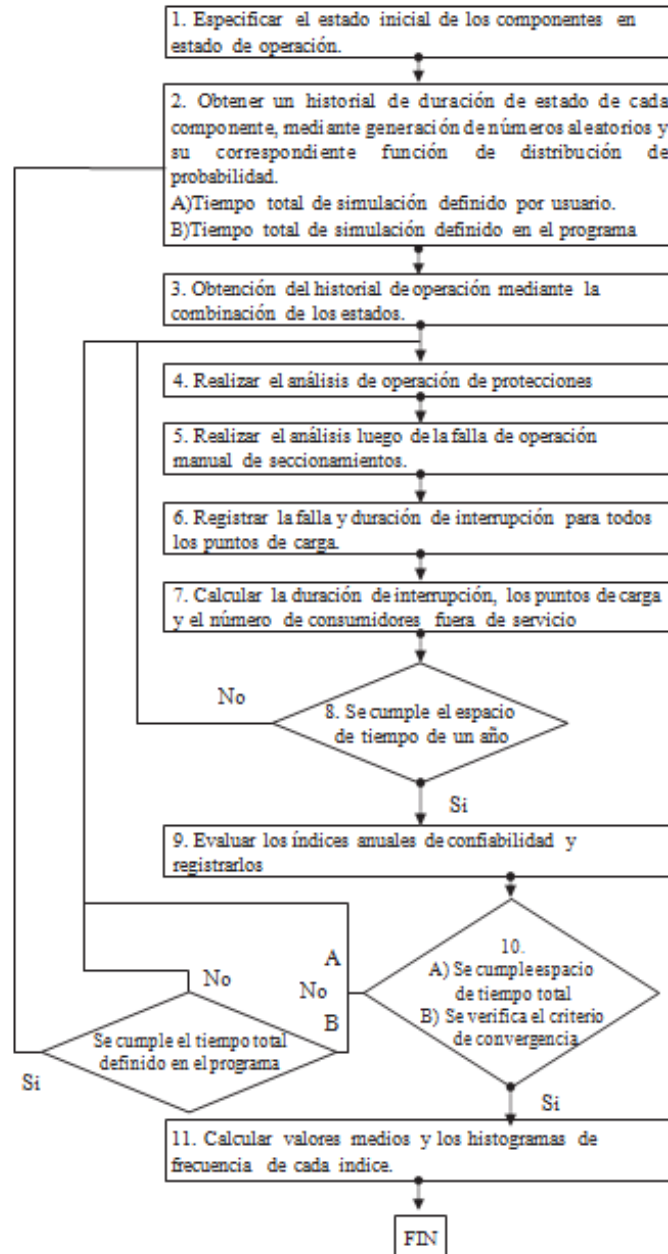


Figura 8. Algoritmo General de SMC para redes radiales

- **Posición de falla en líneas**

A diferencia de otros métodos en que la línea es dividida en un número fijo de segmentos asignando a cada segmento una tasa de falla fija, en esta tesis la línea no se divide en segmentos sino que la posición del punto de falla se obtiene mediante la generación de un número aleatorio de la distribución uniforme que al multiplicarse por la longitud de la línea se obtiene la posición del punto de falla en la línea.

- **Período horario de la falla**

El período horario en que ocurre la falla se obtiene mediante generación de un número aleatorio entre 0 y 23, donde 0 corresponde al período horario 00:00 a 01:00, 1 corresponde al período horario 01:00 a 02:00, y así sucesivamente hasta llegar al período 23:00 a 24:00.

A partir del período horario y del perfil de carga horario de cada barra, se obtiene la demanda de cada nodo del sistema, que permite definir el perfil de tensión pre falla mediante la corrida de un flujo de carga.

- **Definición de variables dinámicas**

Como variables dinámicas se simulan en esta tesis el perfil de carga horaria de cada barra. El perfil de carga utilizado es el que usa ELECTRICARIBE para los estudios del caso base del flujo de carga.

Además del perfil de carga se utilizó la tasa de fallas de líneas y subestaciones del área de vulnerabilidad. Para la tasa de falla se asume que los tiempos entre fallas de las barras y subestaciones del sistema de potencia siguen una distribución exponencial. La tasa de falla de cada objeto que conforma el área de vulnerabilidad, se obtiene de las estadísticas que el área de Calidad del Servicio de ELECTRICARIBE.

- **Simulación**

Según se dijo al inicio de este capítulo, debido a la complejidad de la investigación y la necesidad de contar con análisis de flujo de carga y de cortocircuito muy bien probados, la simulación se realizó mediante la elaboración de un software en el lenguaje de programación DPL (DigSilent Programming Language) del DigSilent utilizando los análisis de flujo de cargas y cortocircuito integrados en este sistema.

El diagrama de flujo del sistema anteriormente descrito se muestra en la figura 9.

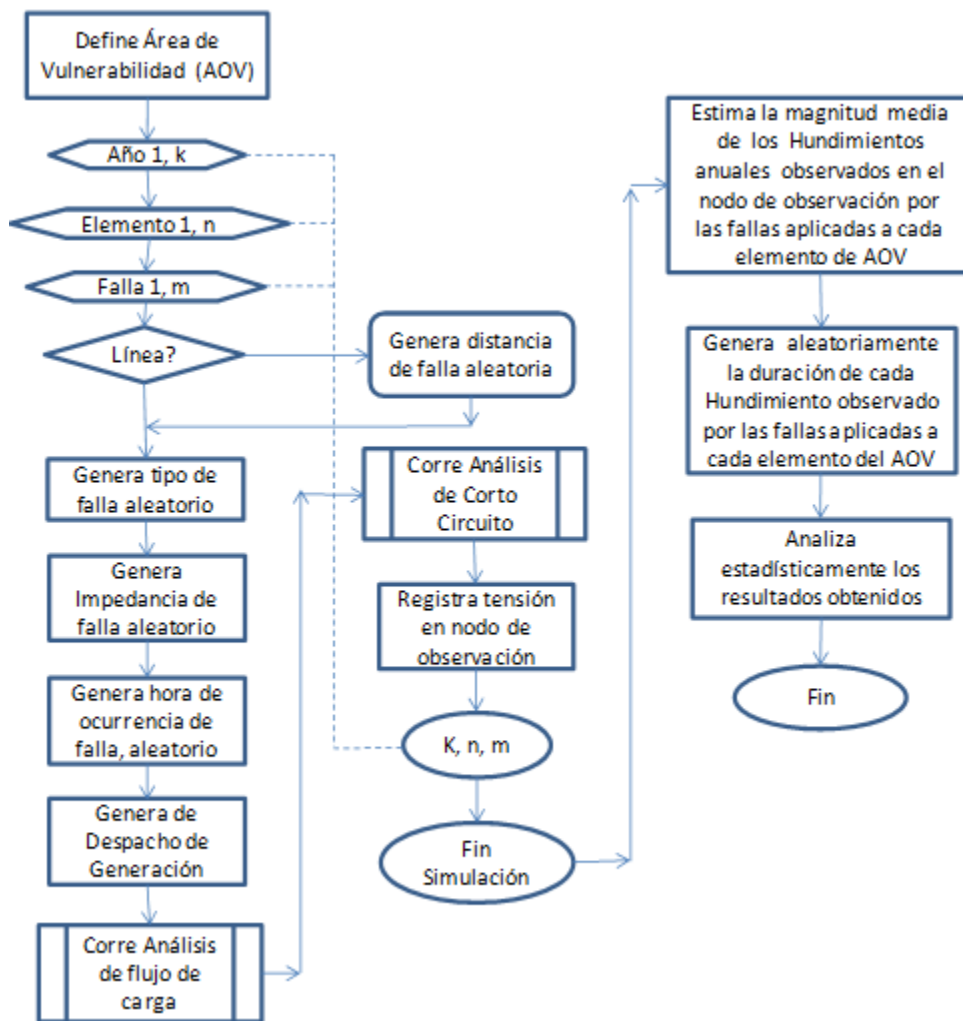


Figura 9. Diagrama de flujo general de simulación

Adicional a este software, se utilizó el Excel para realizar el análisis estadístico y la construcción de tablas y gráficas, y los resultados de otras investigaciones realizadas por otros autores.

2.7. VALIDACIÓN DEL MODELO

El objeto principal de esta sección es verificar que tan lejos están las mediciones reales tomadas durante tres años de medición en cada barra con relación al promedio esperado del número de hundimientos obtenido por simulación durante un largo período (25 años). El análisis se realiza comparando el número de hundimientos de tensión obtenidos por medición en cada una de las barras de interés con los resultados de la simulación de largo plazo.

El primer paso del procedimiento estadístico es determinar los intervalos de confianza de los resultados de la simulación en los puntos de interés. Los intervalos de confianza dan el rango estimado de valores que pueden incluir el verdadero parámetro de la población. Si se toman repetidamente muestras

independientes de la misma población, y se calcula un intervalo de confianza de cada muestra, entonces un porcentaje (nivel de confianza) de los intervalos calculados incluirá el parámetro de la población

Para estimar los intervalos de confianza se utilizará el método de los percentiles, debido a que se puede utilizar sin importar la distribución de probabilidad. Entonces, dado un nivel de significancia de $\alpha\%$ [un nivel de confianza del $(1-\alpha)\%$, el límite inferior y superior del intervalo de confianza es calculado mediante el percentil $\alpha/2$, denotado por $P_{\alpha/2}$, y el percentil $100-\alpha/2$, denotado por $P_{100-(\alpha/2)}$, respectivamente. Usualmente el nivel de confianza adoptado es 95% ($\alpha=5\%$) y los límites del intervalo de confianza son $P_{2.5}$ y $P_{97.5}$ tal como se muestra en la figura 10.

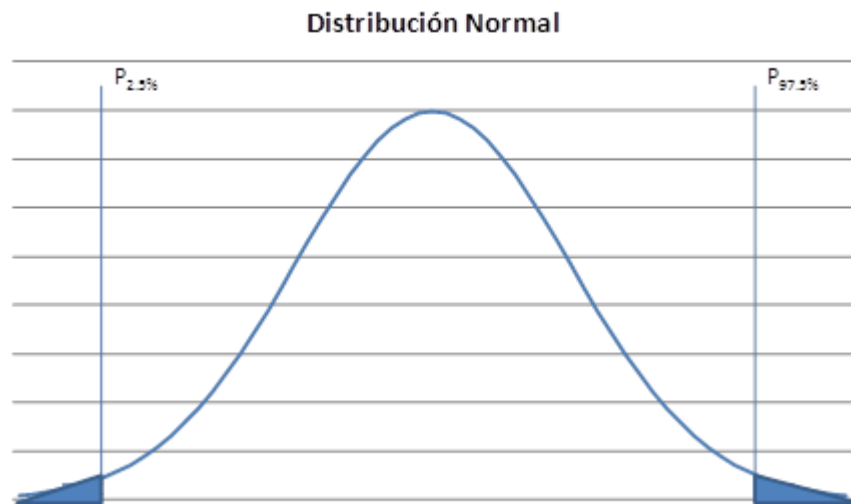


Figura 10. Intervalos de confianza- métodos percentiles

2.8. DURACIÓN DE HUNDIMIENTOS

Teóricamente, la mejor manera de obtener la duración de cada hundimiento es conocer el tiempo de despeje de la falla que lo genera. Para ello es necesario conocer las corrientes de falla, los ajustes de disparo de los relés de protección (tanto en corriente como en tiempo), y el tiempo de operación de los elementos de corte. Esto, además de complejo es impráctico debido a que es difícil mantener en distribución los ajustes de estos dispositivos, y en la práctica son diferentes los ajustes reales a los ajustes teóricos que se tienen en las bases de datos.

Por lo anterior, en esta tesis se decidió generar aleatoriamente la duración de los hundimientos tomando como base la función de distribución de probabilidad de las duraciones de hundimientos registradas por los medidores instalados en las barras del sistema eléctrico de potencia.

3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

El análisis estadístico de los resultados se realiza mediante las siguientes herramientas, tablas y gráficas

- Número esperado de hundimientos por año (SARFIX) con magnitudes menores a ciertos rangos en pu
- Intervalos de confianza del número de hundimientos esperados por año (SARFIX) menores a cierta magnitud en pu
- Desviación estándar
- Comportamiento de la simulación y promedio móvil
- Máximos y mínimos número de hundimientos esperados por año (SARFIX) menores a cierta magnitud en pu
- Percentiles y cuartiles número de hundimientos esperados por año (SARFIX) menores a cierta magnitud en pu
- Histogramas que muestran la distribución del número de hundimientos esperados por año (SARFIX) menores a cierta magnitud en pu
- Además de la magnitud, es importante analizar el plano magnitud – duración, con las siguientes herramientas:
- Diagrama de dispersión Duración – Magnitud
- Gráfica tridimensional de la Distribución del número de hundimientos en función de la Duración y Magnitud. En esta gráfica tanto la magnitud como la duración se agrupan en clases, conformando el plano X - Y. La altura z es la cuenta del número de hundimientos caracterizados por la magnitud en el rango x y duración en el rango y
- Gráfica tridimensional de la Distribución de frecuencia acumulada de hundimientos en función de la Magnitud y Duración. En esta gráfica el plano base X – Y lo conforman la magnitud y la duración acumuladas, y la altura Z representa el número de hundimientos con magnitud menor al valor x y duración mayor al valor.
- Gráfica de contornos. La gráfica de contornos fue propuesta por primera vez por Conrad y Bollen [6] a la cual se llamó “carta de coordinación de hundimientos”, tal como aparece en el estándar IEEE Std. 1346 y en el capítulo 9 del estándar IEEE Std. 493 (libro de oro)

Las pérdidas económicas causadas por los hundimientos de tensión se estiman en base al número de paradas de los procesos y al costo de cada parada de proceso

Las paradas del proceso es función de la interdependencia del proceso con el funcionamiento de los equipos y la sensibilidad de estos a los hundimientos de tensión. Las paradas de equipos están basadas en los puntos de interconexión de la carta de coordinación de hundimientos en el PCC con la curva de sensibilidad de los equipos.

Las pérdidas económicas asociadas a las paradas de los procesos están basadas en la duración de las paradas y en los siguientes costos:

- Pérdidas de producción
- Extra costos laborales por limpieza y re-arranque
- Daño de materias primas
- Daño de producto
- Reducción de la calidad del producto
- Retardos en la entrega
- Reducción de la satisfacción del cliente.

3.1. MODELO DE LA RED PARA EL ANÁLISIS

La mayor parte de los SD son construidos radialmente, también una gran parte de estos dan la apariencia de ser mallados, pero son operados de manera radial, abriendo puntos de los mismos, de manera que se faciliten las tareas de mantenimiento, y en caso de fallas restablecer el servicio en algunas de las secciones. Para el presente estudio no se considera el análisis con alimentación de respaldo (transferencias), debido a las siguientes razones:

- La ubicación de los equipos de protección, en la tarea de Planificación de Expansión de los SED, obedece a una estructura ya establecida de los alimentadores y se requiere potenciar los beneficios previos a considerar las diferentes alternativas de transferencia, que responde más a una planificación operativa.
- Considerar alimentación de transferencia, exige una metodología más compleja, donde se realice un análisis completo de un grupo de alimentadores, tomando en cuenta otros factores adicionales para la evaluación de confiabilidad, como la cargabilidad de los elementos al realizar transferencias, utilizando para tal motivo flujos de carga, lo cual sería la continuación al presente trabajo.

Se presenta a continuación en la Figura 11, el modelo de una red eléctrica operada radialmente, se la estructura de manera que pueda ser utilizada en los análisis siguientes de este estudio.

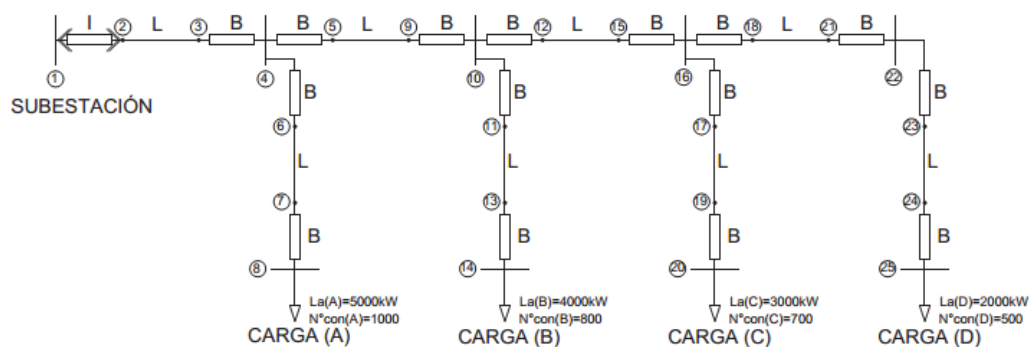


Figura 11. Sistema radial 4 cargas. I: Interruptor, L: Sección del alimentador, B: Barra o punto de conexión

El sistema mostrado en la figura anterior, dispone de cuatro puntos de carga, los datos de confiabilidad de cada segmento, las tasas de falla y tiempos de restauración, pueden revisarse en el Anexo II. Para este caso, se tiene que cualquier falla en la red es despejada por el interruptor (1-2), hasta que la causa de la falla es reparada todas las cargas tienen una interrupción del servicio.

Se compara los resultados obtenidos utilizando el método de SMC que ha sido desarrollado en el presente trabajo con los resultados del cálculo con el método analítico (Anexo I). Se ha simulado el sistema para 5000 años, número de años que permite obtener una muestra con un error aceptable, obteniendo los resultados que se muestran en la Tabla 1.

Tabla 1. Comparación método analítico y SMC (Valores promedio)

Índice	Analítico	SMC	Unidad
SAIFI	2,20	2,21	interrupciones/consumidor año
SAIDI	6,00	5,99	horas/consumidor año
CAIDI	2,73	2,71	horas/interrupción consumidor
ASAI	0,999315	0,999316	
ASUI	0,000685	0,000684	
ENS	84000	83917	kWh/año
AENS	28	27,97	kWh/consumidor año

Una de las ventajas de la utilización del método SMC es la obtención no solo del valor medio de los índices, sino también permite obtener un histograma de frecuencias, que permitiría definir si un determinado índice sigue una función de distribución de probabilidad. A continuación en la Figura 12, se muestran los histogramas de frecuencia de los índices obtenidos utilizando SMC.

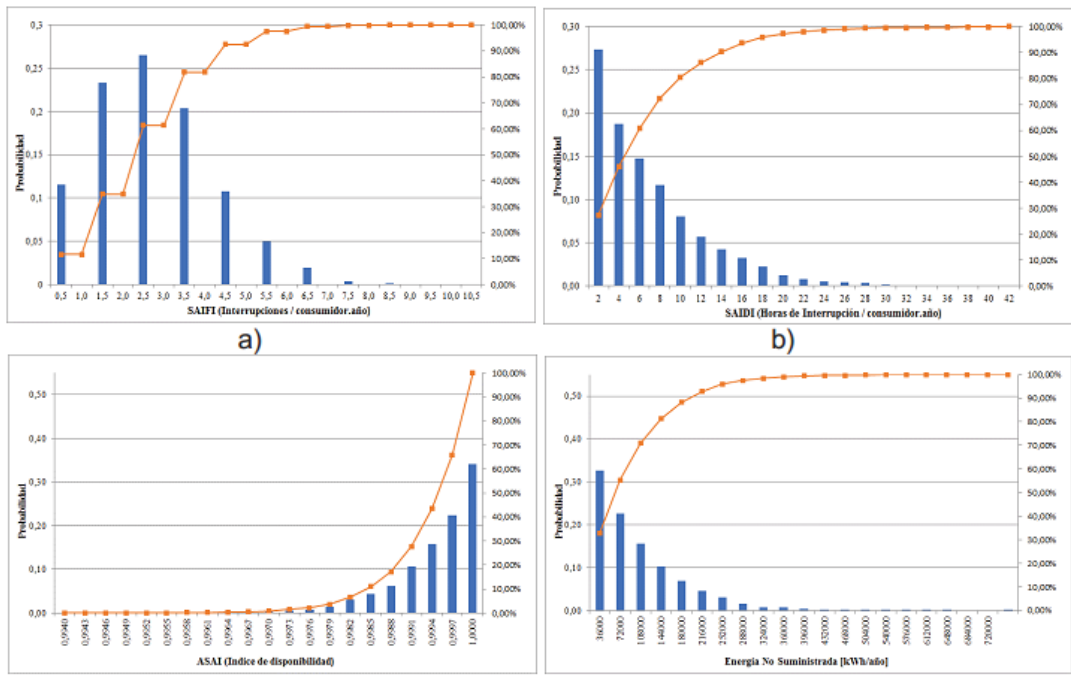


Figura 12. Histograma de frecuencia de índices utilizando SMC del sistema a) SAIFI b) SAIDI c) ASAI d) ENS.

4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

4.1. CONCLUSIONES

El cálculo de índices de confiabilidad mediante la Simulación Montecarlo (SMC) para Sistemas Eléctricos de Distribución (SEDs) puede implementarse utilizando un enfoque de muestreo de duración de estados, método que muestra una gran potencialidad para reflejar la operación real de estos sistemas, esta metodología permitió reflejar la operación de los equipos tradicionalmente utilizados, y además, de equipos de reconexión automática con sus diferentes filosofías de operación coordinada con fusibles.

La metodología SMC muestra ser de gran utilidad para la simulación de SEDs, en este trabajo se encontraron no solo valores medios de índices de confiabilidad sino también se obtuvo gráficamente sus histogramas de frecuencia que representan su función de distribución de probabilidad, además, facilita la implementación de lógicas de operación de reconectores automáticos.

La desventaja que muestra es el tiempo computacional, el cual crece en gran medida cuando se tienen sistemas con elementos altamente confiables, con tasas de fallas muy pequeñas y también al requerirse de una buena precisión en sus resultados.

4.2. RECOMENDACIONES

Se recomienda se continúe este trabajo, escalando el problema al análisis del total de alimentadores de una subestación de distribución, considerando la existencia de transferencias de cargas y reformulando al análisis de operación de protecciones para sistemas radiales que se realizó en la metodología presentada.

El principal factor utilizado en el presente trabajo es el costo de la Energía No Suministrada (CENS), actualmente no se disponen de valores de referencia para instalaciones de tipo residencial, industrial y comercial. La definición de una metodología de cálculo para definir valores aplicables a los SEDs ecuatorianos sería de gran importancia en la planificación de estos sistemas.

BIBLIOGRAFÍA

BIBLIOGRAFÍA

A Abur, F. A. (2002). *Análisis y operación de sistemas de energía eléctrica*. Mexico: McGraw-Hill.

Allan, R. (1996). *Reliability evaluation of power systems*, 2nd ed., Plenum Press, Plenum Press,.

Andrade, C., & Hernández, J. (30 de sep de 2002). *Smart Grid: Las TICs y la modernización de las redes de energía eléctrica—Estado del Arte*. Obtenido de Sistemas y Telematicos: https://www.icesi.edu.co/revistas/index.php/sistemas_telematica/article/view/1075

Ángeles, J. (2006). *Implementación de Modelos de Arco Eléctrico para Simulación de Interruptores de Potencia en el EMTP*. Mexico: ESIME.

Balijepalli, N. (2002). “*Advances in distribution system reliability assessment*”,. Iowa.

Bernal, C. (2010). *Metodología de la Investigación en administración, economía, humanidades y ciencias sociales*. En C. Bernal. Colombia: Trillas.

Castaño, R. (2004). *Redes de distribución de energía*.

Castaño, S. (Manizales). *Redes de distribución de energía. 2004*, Centro de Publicaciones Universidad Nacional de Colombia.

Crespo, A. (2017). *Líneas de transmisión eléctrica*. Latacunga: Universidad Técnica de Cotopaxi Facultad CIYA – Ing. En Electromecánica.

Gil, E., & Choy, S. (2010). Evolución de los métodos de evaluación de la confiabilidad para redes eléctricas de distribución. *Ingeniería Energética*, 42-48.

Goldman, L. (2002). *Crystal Ball Professional. Proceedings of the 2002 Winter Simulation Conference*.

Grainger, J., & Stevenson, W. (1996). *Análisis de sistemas de potencia*. México: McGraw-Hill. Mexico: McGraw-Hill.

Izaurieta, F. &. (2000). *Redes neuronales artificiales*. Departamento de Física, Universidad de Concepción Chile., 1.

- Jaramillo, G. (2019). *Cálculo de índices de confiabilidad utilizando simulación Montecarlo y ubicación de equipos de protección en sistemas eléctricos de distribución mediante algoritmos genéticos*. Quito.
- Juárez Cervantes, J. (1995). *Sistema de distribución de energía eléctrica*. México.
- Kersting, W. (2002). *Distribution System Modeling and Analysis*. Las Cruces: CRC Press.
- López, R., & Fernandez, J. (2008). *Las redes neuronales artificiales. Netbiblo*. Curuña: Netbiblo, S. L.
- Mass, A. (1994). *Evaluación de confiabilidad en sistemas eléctricos de distribución*. Santiago de Chile: Padios.
- Matich, D. J. (2001). *Redes Neuronales: Conceptos básicos y aplicaciones*. Mexico: UTN Universidad Tecnológica Nacional.
- Mitchel, T. (1997). *Machine Learning*. McGraw Hill.
- Murillo, J., Trejos, P., & OLAYA, A. (2003). Estudio del pronóstico de la demanda de energía eléctrica, utilizando modelos de series de tiempo. *Scientia et Technica*, 23.
- Pilatásig, G. &. (2018). *Utilización de algoritmos genéticos para la ubicación óptima de reconectores en redes radiales de distribución—aplicación a la Empresa Eléctrica Quito*. Quito: Bachelor's thesis.
- S. Jamali, A. B. (2017). Fault location method for distribution networks using smart meters. *Measurement*, vol. 102, 150–157.
- Sangrá, P., & Montané, P. (1993). *Protecciones en las instalaciones eléctricas: evolución y perspectivas*. Marcombo. Barcelona: BOIXAREU.
- Sector Electricidad. (14 de julio de 2014). Obtenido de Sector Electricidad: <http://www.sectorelectricidad.com/9602/distribucion-de-energia-electrica/>
- Tabares, H., Brach, J., & Valecia, J. (2006). Generación dinámica de la topología de una red neuronal artificial del tipo perceptron multicapa. *Facultad de Ingeniería Universidad de Antioquia*, 38.
- Zafrilla, J. M. (2017). *Simulación Montecarlo del comportamiento de un reactor con reacciones en serie*. Valencia.
- Zapata, C. (2011). *Confiabilidad de sistemas eléctricos de potencia*. Obtenido de unesp: www.feis.unesp.br/Home/departamentos/engenhariaeletrica/lapsee/curso_2011_zapata_2.pdf

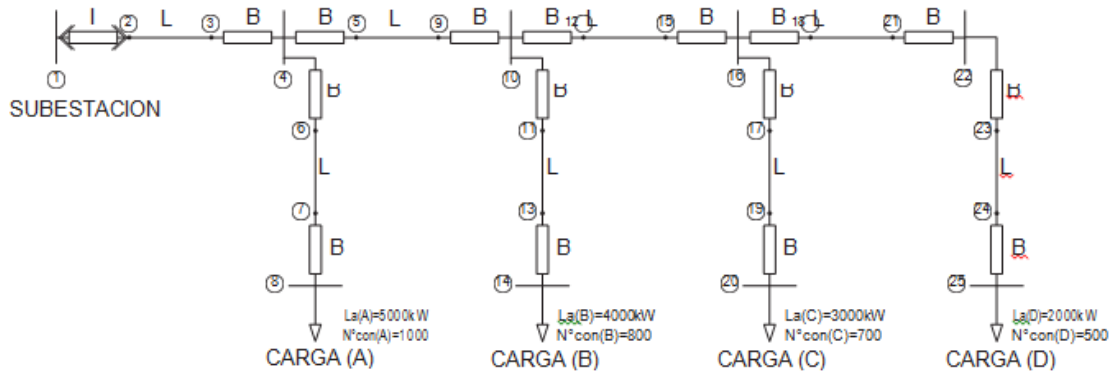
Zapata, C., & Gómez, V. (2006). Subestaciones eléctricas utilizando simulación de montecarlo. *Scientia et technica*, 32.

Zapata, C., & Piñeros, L. (2004). EL MÉTODO DE SIMULACIÓN DE MONTECARLO EN ESTUDIOS DE CONFIABILIDAD DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA. *Scientia et Technica Año X*, 10.

ANEXOS

ANEXO 1

CÁLCULO ANALÍTICO DE ÍNDICE DE CONFIABILIDAD



Parámetros de confiabilidad

Sección n	Longitud (km)	λ (fallas/año)	r(horas)
02-03	2	0,2	4
05-09	1	0,1	4
12-15	3	0,3	4
18-21	2	0,2	4
06-07	1	0,2	2
11-13	3	0,6	2
17-19	2	0,4	2
23-24	1	0,2	2

Punto de Carga y número de consumidores

Punto de Carga	Número de Consumidores	Demanda Media (kW)
A	1000	5000
B	800	4000
C	700	3000
D	500	2000
Total	3000	14000

ANEXO 2

ÍNDICE DE CONFIABILIDAD

SAIFI	2,20	interrupciones/consumidor año
SAIDI	6,00	horas/consumidor año
CAIDI	2,73	horas/interrupción consumidor
ASAI	0,999315	
ASUI	0,000685	
ENS	84000	kWh/año
AENS	28	kWh/consumidor año