



A Methodology to Calculate the Non-Supplied Energy Level in Distribution Grids With Radial Structure

Santos Daniel Niño Calleja ; and Juan Camilo Palombi Gómez 

DOI: <https://doi.org/10.32397/tesea.vol2.n2.4>

Research paper

Received: 5 november 2021; Accepted: 20 January 2021; Published: 17 December 2021

Abstract—The distribution agents of electrical energy have a commitment with the end customers to comply with certain reliability indices in order to guarantee the quality of the service they provide, among these, one of the most important is to maintain continuity in the electrical supply. This article presents a methodology with a possible application to real electrical distribution systems for calculating the level of unserved energy through the use of the concepts of operational zones and unavailability, through the analysis of failures in each of the different lines, and subsequent outages that occur in the test system. Different scenarios and configurations are evaluated by varying the position of reclosers and fuses in order to present the results and the corresponding conclusions.

Index Terms—Availability; Failures; Operational areas; Reliability indicators; Non-Supplied Energy Level.

Parámetros

T_C	Tiempo promedio de reparación reportado por el operador de red para el conocimiento de una falla permanente.
T_P	Tiempo promedio de preparación reportado por el operador de red para organizar el grupo de trabajo que atenderá la falla.
T_L	Tiempo promedio de reparación reportado por el operador de red para la localización de una falla permanente.
T_T	Tiempo promedio reportado por el operador de red para realizar las maniobras de transferencia.
T_V	Tiempo promedio reportado por el operador de red para regresar el sistema a operación normal después de reparado el elemento en falla.
T_R	Tiempo promedio de reparación reportado por el operador de red para la reparación una falla permanente.

I. NOMENCLATURA

Variables	
n_k	Número de puntos de carga aislados durante una contingencia.
n_j	Número de eventos de falla.
n_i	Cantidad de pasos considerados de la curva de carga.
λ_j	Tasa de fallas en el punto de carga i .
r_j	Tiempo promedio de recuperación de la falla para la contingencia j .
L_{ik}	Potencia demandada en el punto de carga i en el paso k de la curva de carga.
$\lambda_{ij,y}$	Tasa de fallas permanentes en el tramo ij perteneciente al área y .
$D_{ij,y}$	Longitud del tramo de red ij perteneciente al área y .
$r_{ij,y}$	Tiempo promedio de reparación de la falla ocurrida en tramo ij perteneciente al área y .
$P_{k,y}$	Potencia activa en el nodo k perteneciente al área y .
U_T	Indisponibilidad total del sistema.
$U_{i,j}$	Indisponibilidad calculada en horas perteneciente al tramo de red ij .
kW_j	Potencia activa perteneciente a la rama j .
Conjuntos	
Ω_y	Conjunto que contiene las áreas que se conforman por la ubicación de protecciones y reconectores.
Ω_{yN}	Conjunto de todos los nodos que pertenecen al área y .
Ω_{yL}	Conjunto de todos los tramos de red que pertenecen al área y .

II. INTRODUCCIÓN

LOS sistemas eléctricos de distribución como parte constitutiva del sistema de suministro eléctrico están compuestos por distintos elementos que en conjunto permiten que este funcione correctamente y cumpla con llevar energía eléctrica de calidad y sin interrupciones hasta el consumidor final, actualmente la confiabilidad de los sistemas de distribución ha demostrado ser un tema de gran preocupación y que debe considerarse durante las fases de planificación, diseño y operación de las redes eléctricas de distribución. La tasa de fallas, el tiempo de restauración del servicio y el tiempo de reparación son algunos parámetros de gran importancia para definir la confiabilidad, en donde la reducción en los valores de uno o más de los anteriores parámetros puede mejorar considerablemente la confiabilidad de un sistema [1]. Mejorar la confiabilidad de un sistema supone a su vez un coste, ya que trae consigo una serie de medidas adicionales que pueden ser tanto preventivas como correctivas. Por lo tanto, las distintas metodologías y técnicas de optimización de la confiabilidad deben adoptarse teniendo en cuenta el costo involucrado [2].

Hasta el momento se han realizado y desarrollado varias metodologías y técnicas de modelado que contribuyen a la reducción de pérdidas en las redes de distribución y mejorar la confiabilidad en las mismas, entre los más investigados se encuentran las metodologías basadas en enfoques heurísticos, lógica difusa, ubicación óptima de elementos de protección, reconfiguración de redes entre otras [3] [4] [5].

Santos Daniel Niño Callejas es estudiante de Ingeniería Eléctrica, Facultad de Ingeniería, Universidad Distrital Francisco José de Caldas, Bogotá D.C. 110231, Colombia; (email: sadninoc@correo.udistrital.edu.co)

Juan Camilo Palombi Gómez es estudiante de Ingeniería Eléctrica, Facultad de Ingeniería, Universidad Distrital Francisco José de Caldas, Bogotá D.C. 110231, Colombia; (email: jcpalombig@correo.udistrital.edu.co)

De igual forma es posible modelar el comportamiento de la red y de sus componentes, encontrando de esta forma índices de frecuencia y duración de fallas en los elementos del sistema, como en [6], donde se desarrolla una técnica para encontrar los elementos donde se pueden presentar más fallas y en los cuales hay que actuar para mejorar la disponibilidad del servicio, planteando un problema de optimización lineal. Por otro lado, en [7] se desarrolla una metodología para evaluar la confiabilidad en sistemas de potencia con generación con recursos limitados que no se encuentran disponibles durante todo el tiempo, factor que es importante a tener en cuenta para ciertos sistemas que funcionan con este tipo de recursos, ya que pueden afectar la confiabilidad del servicio para los consumidores finales. Igualmente, se han desarrollado estudios donde se resalta la importancia de las energías renovables y se estudia la adecuación de la generación distribuida teniendo en cuenta la confiabilidad, implementando recursos renovables no convencionales, utilizando el software DIGSILENT, donde se determina la importancia de la planificación de los sistemas cuando se ingresan energías renovables debido a su fluctuación en el tiempo [8].

En el momento de realizar estudios de confiabilidad, estos pueden hacerse con el fin de lograr una óptima adecuación, disminución de costos y aumento en la seguridad [9], [10]. Para adecuación se basan en establecer los suficientes equipos que permitan abastecer la demanda y se asocian a condiciones estáticas de operación, mientras que, para seguridad, se realizan para determinar la habilidad del sistema para responder a disturbios y se asocian operaciones dinámicas, es decir, con cambios en el funcionamiento normal [11].

Ya que los sistemas de distribución son los que mayormente contribuyen con las interrupciones del suministro eléctrico hacia los consumidores finales, algunos eventos que pueden afectar a los sistemas eléctricos de distribución pueden ser las fallas que se presentan en diferentes ocasiones y por diferentes motivos. Las fallas son eventos que interfieren con el flujo normal de corriente, y por ende la importancia de su estudio radica en el diseño del sistema, como, por ejemplo, en las especificaciones de los equipos y en el ajuste de protecciones, para de esta manera hacer que el sistema responda bien ante ellas. Para un correcto análisis de falla, algunas características importantes son el lugar donde se presenta, cuantas fases se vieron afectadas, que tipo de falla es y el momento en que ocurre [12]. La localización e identificación de las fallas es un factor muy importante para la calidad del servicio por lo que se hace necesario identificar donde se pueden presentar en determinado momento, y para esto, es necesario establecer metodologías que faciliten la identificación de estas fallas, para de esta manera, disminuir los efectos que puedan tener sobre los consumidores y sobre el sistema, lo cual puede lograrse de distintas formas, mediante el análisis de flujo de carga se pueden implementar distintas opciones de solución, como la implementación de generación distribuida, la reconfiguración del sistema, ubicación de elementos de protección. [13], [14].

Ciertos análisis que son de gran relevancia y merecen ser contemplados, analizados y realizados para cualquier red de distribución son aquellos que tienen que ver con la seguridad, calidad y confiabilidad que pueden brindar las distintas

redes eléctricas, Teniendo en cuenta que por lo general para una empresa de distribución de energía eléctrica es de gran importancia entregar un servicio de calidad a sus usuarios las implementaciones de los índices van en aumento debido principalmente a las normas dictadas por los entes reguladores a las que se encuentran sometidas dichas empresas y que exigen el cumplimiento de los índices de confiabilidad, que de una u otra manera cuantifican la calidad del servicio [15], [16] y por otra brindar un servicio de calidad genera ganancias.

En los estudios de confiabilidad para sistemas eléctricos de distribución existen dos conceptos básicos, estos abarcan violaciones de la calidad del servicio y violación en la continuidad del mismo. El primer criterio considera los límites de voltaje y las violaciones de la capacidad nominal de la línea o capacidad de carga, y el segundo criterio considera que una interrupción del servicio imprevista y grave puede acarrear grandes consecuencias al consumidor final para ello existen diferentes indicadores de confiabilidad como SAIFI, SAIDI, índice de frecuencia de interrupción media de los usuarios (CAIFI) y el índice de duración de interrupción media de los usuarios (CAIDI), entre otros [17]- los cuales permiten hacer este análisis a la red, no obstante y para efectos del presente artículo adicionalmente existe un indicador denominado energía no servida (ENS), el cual permite cuantificar el efecto producido por una falla en cada uno de los componentes de la red, determinando la cantidad promedio de energía que se deja de suministrar [18].

En este trabajo se presenta el desarrollo e implementación de una metodología basada en el concepto de áreas operativas teniendo en cuenta una red eléctrica de distribución dada y suponiendo fallas en diferentes tramos de la red, se busca simplificar el cálculo del nivel de energía no servida (NENS).

III. METODOLOGÍA PROPUESTA

Tradicionalmente la energía no servida para un sistema de distribución se determina mediante la ecuación (1) [18], [19], Esta formulación presenta el cálculo de la energía no servida (ENS) para un sistema de distribución a través de un proceso de evaluación de contingencias sucesivas:

$$ENS = \sum_{(i=1)}^{ni} \sum_{(j=1)}^{nj} \sum_{(k=1)}^{nk} (L_{ik} \times r_j \times \lambda_j) \quad (1)$$

Debido a la naturaleza de la ecuación (1) asociada a la evaluación del criterio de contingencias $n - 1$ y al esfuerzo computacional que esto implica al momento de calcular y evaluar los flujos de carga inherentes del sistema estudiado, se consideró usar el criterio de áreas operativas minimizando de esta forma la carga computacional necesaria para la solución del problema en cuestión.

Por otra parte, la operación conjunta de protecciones, fusibles, reconectores normalmente tanto abiertos como cerrados permite seccionar un sistema de distribución en función de distintas áreas operativas con la particularidad de que cuando se presenta una falla en cualquier tramo de red de un área operativa, el valor de ENS se considera igual (Constante), sin importar en qué lugar dentro del área ocurre la falla.

Teniendo en cuenta lo anteriormente propuesto con el fin de simplificar el calculo del indicador ENS tradicional para el presente trabajo se hace uso del indicador propuesto en [20], el cual se denomina nivel de energía no servida (NENS), el cual se muestra en la ecuación (2).

$$NENS = \sum_{y \in \Omega_y} \left[\left(\sum_{(k) \in \Omega_{yN}} P_{k,y} \right) \left(\sum_{(i,j) \in \Omega_{yL}} \lambda_{ij,y} * D_{ij,y} * r_{ij,y} \right) \right] \quad (2)$$

Mediante la aproximación de un sistema eléctrico radial [21], como un sistema serie, a partir de este, se puede calcular la tasa de fallas total del sistema como la suma de las tasas de falla de cada uno de los elementos conectados en el sistema tal y como se muestra en la ecuación (3).

$$\lambda_T = \sum_{(i,j) \in \Omega_{ij}} \lambda_{ij} \quad (3)$$

Considerando lo propuesto en [22], en donde se propone utilizar las indisponibilidades de cada elemento perteneciente al sistema estudiado para simplificar aun mas le calculo del indicador NENS, y teniendo en cuenta el sistema radial como un sistema serie, se puede calcular la indisponibilidad total del sistema como la suma de las disponibilidades de cada uno de los elementos conectados al sistema tal y como se muestra en la ecuación (4).

$$U_T = \sum_{(i,j) \in \Omega_{ij}} (\lambda_{ij})(r_{ij}) = \sum_{(i,j) \in \Omega_{ij}} U_{ij} \quad (4)$$

Basado en lo anterior se puede lograr la aproximación de la ecuación (2) mediante (5), tomando en cuenta que la indisponibilidad del elemento es asignado al nodo de recibo del tramo (i, j) .

$$NENS = \sum_{(i,j) \in \Omega_{ij}} (U_{ij})(kW_j) \quad (5)$$

En la siguiente sección se mostrara el criterio de Áreas operativas con el fin de hallar los valores de indisponibilidad para cada elemento perteneciente al sistema estudiado.

A. Estados operativos

Las diferentes líneas pueden presentar un estado en determinado momento, dependiendo de donde se presente una falla, y de como estén ubicados los elementos del sistema.

- **Normal (N):** La operación de la línea no se ve afectada por la falla que se produjo
- **Restablecible (R):** La operación de la línea se puede restablecer por subestación original, debido a que la falla se pueda aislar por las protecciones.
- **Transferible (T):** La línea se puede volver a energizar mediante un alimentador diferente por medio de alguna maniobra.
- **Irrestablecible (I):** La operación de la línea no se puede restablecer, debido a que en ella se presentó la falla, o cuando no se puede volver a energizar por medio de la alimentación inicial u otra.

De esta manera, dependiendo del estado que tome el tramo de la red, se asignan valores de tasa de falla y tiempos de reparación para cada caso, dichos valores se muestran en la Tabla I.

TABLE I
TASAS DE FALLA Y TIEMPOS DE REPARACIÓN PARA UN TRAMO DE RED ij
SEGÚN SU ESTADO OPERATIVO.

Estado del Tramo ij	Tasa de Fallas	Tiempo de Reparación
N	0	0
R	λ	$T_C + T_P + T_L$
T	2λ	$T_C + T_P + T_L + T_T + T_V$
I	λ	$T_C + T_P + T_L + T_R$

La metodología propuesta se presenta de forma general en la Figura 1, y los detalles de cada paso son explicados con la ayuda de una pequeña red de distribución de prueba la cual se muestra en la Figura 2.

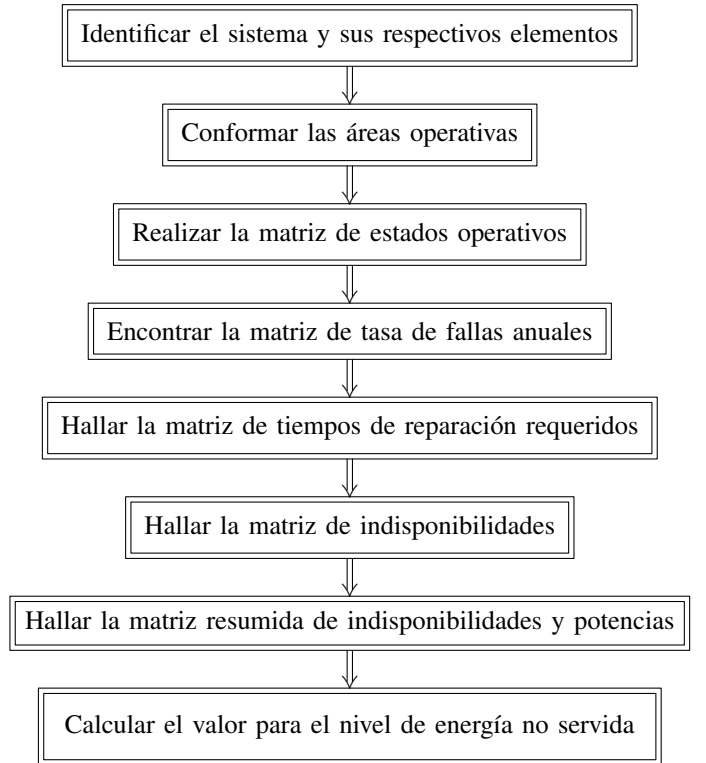


Fig. 1. Diagrama de flujo metodología propuesta calculo indicador NENS teniendo en cuenta áreas operativas. Fuente: Elaboración propia

B. Ejemplo Caso Base

Para el desarrollo del trabajo, se tomó como base el ejemplo realizado en [23], donde se analiza el NENS para el sistema de prueba, mostrado en la Figura 2.

Luego de tener el sistema, se tiene información acerca de cada uno de los tramos de red, donde se observa la tasa de fallas, el tiempo de reparación, la potencia y el factor de potencia; esta información se muestra en la Tabla III-B.

Para el presente artículo se tomaran los valores adscritos en la Tabla III-B como transversales para todos los casos de estudio.

Se realiza la división del sistema según el concepto de áreas operativas, que son áreas que se delimitan donde se encuentra un elemento de protección. Hay dos tipos de áreas, la 1 es donde la protección asociada es una protección principal o reconector, y la 2, es donde la protección es un fusible; la

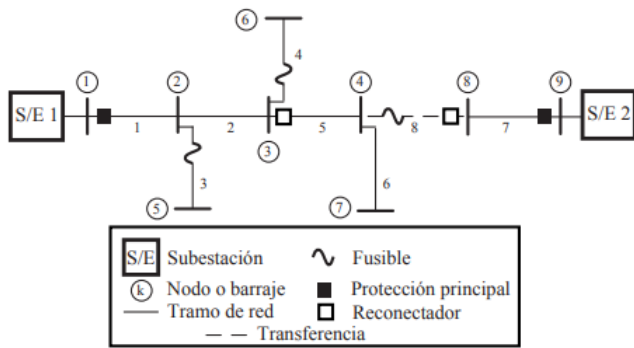


Fig. 2. Configuración del sistema de prueba. Fuente: [23].

TABLE II
INFORMACIÓN DE LOS TRAMOS DE RED PARA EL SISTEMA.

Línea	Nodo de envío	Nodo de recibo	Tasa de fallas (fallas/año)	Tiempo de reparación T_R (h)	Potencia (kVA)	$\cos(\phi)$
1	1	2	0.20	2.5	-	-
2	2	3	0.20	2.5	-	-
3	2	5	0.30	2.5	500	0.75
4	3	6	0.75	0.5	250	0.80
5	3	4	0.50	0.5	-	-
6	4	7	0.25	0.5	400	0.60
7	9	8	0.30	0.5	-	-

conexión entre áreas se efectúa evaluando las líneas contiguas aguas abajo de la área evaluada. A continuación, en la Tabla III, se muestra la cantidad de áreas, tipo, distribución de líneas que conforman las áreas y la subestación que alimenta estas áreas operativas.

TABLE III
CONFORMACIÓN DE ÁREAS OPERATIVAS EJEMPLO.

Área	Tipo de Área	Líneas	Conexión Áreas	Alimentador
1	1	[1, 2]	[2, 3, 4]	1
2	2	4	-	1
3	2	3	-	1
4	1	[5, 6]	-	1
5	1	7	-	2
-	-	8	[4, 5]	[1, 2]

Observando el circuito, y con la ayuda del cuadro de conformación de áreas operativas, se realiza la matriz de estados operativos del sistema, en donde se analiza mediante la ocurrencia de una falla en una línea, lo que sucede con las demás. En la Tabla IV, se muestra dicha matriz.

TABLE IV
MATRIZ DE ESTADOS OPERATIVOS EJEMPLO.

Líneas	1	2	3	4	5	6	7
1	I	I	I	I	T	T	N
2	I	I	I	I	T	T	N
3	N	N	I	N	N	N	N
4	N	N	N	I	N	N	N
5	R	R	R	R	I	I	N
6	R	R	R	R	I	I	N
7	N	N	N	N	N	N	I

De la anterior matriz se puede analizar (Figura 3) que para la configuración base del sistema de prueba siguiendo el criterio de Áreas operativas se tiene que el 45% de las líneas funcionarán de manera normal, un 31% acarrearán una indisponibilidad en el servicio, 16% de las líneas pueden ser restablecidas después de sufrir una falla y solo el 8% de las líneas podrán ser transferibles hacia la subestación 2.

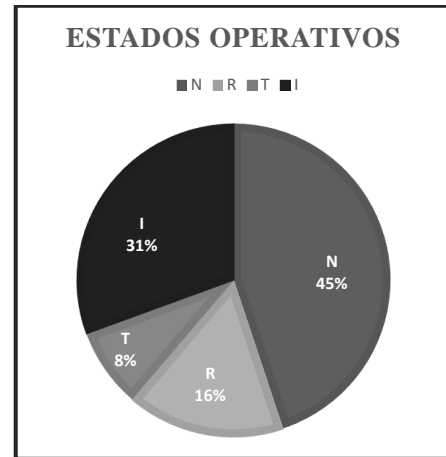


Fig. 3. Porcentaje de estados operativos presentes en el sistema de prueba. Fuente: Elaboración propia basada en análisis [24]

Teniendo en cuenta los valores hallados para la matriz de estados operativos presentada en la tabla 4, y tomando las columnas “Estado del Tramo ij ” y “Tasa de Fallas” presentadas en la tabla 1 donde λ toma el valor de la columna “Tasa de Fallas” para la respectiva línea de estudio presentada en la Tabla III-B, se realiza la matriz de Tasa de Fallas Anual presentada en la Tabla V.

TABLE V
TASA DE FALLAS ANUAL EJEMPLO.

Líneas	1	2	3	4	5	6	7
1	0.2	0.2	0.3	0.75	1	0.5	0
2	0.2	0.2	0.3	0.75	1	0.5	0
3	0	0	0.3	0	0	0	0
4	0	0	0	0.75	0	0	0
5	0.2	0.2	0.3	0.75	0.5	0.25	0
6	0.2	0.2	0.3	0.75	0.5	0.25	0
7	0	0	0	0	0	0	0.3

Igualmente, partiendo de la matriz presentada en la tabla 1, se calcula la matriz de tiempos requeridos para la reparación de cada tramo evaluado dependiendo del estado operativo en que se encuentre cada uno de ellos.

Tomando las columnas “Estado del Tramo ij ” y “Tiempo de reparación” presentadas en la Tabla I donde T_R toma el valor de la columna “Tiempo de Reparación” para la respectiva línea de estudio presentada en la Tabla III-B, para efectos comparativos entre los distintos estados operativos de los tramos, se tienen en cuenta las siguientes consideraciones para determinar los valores de la matriz presentada en la Tabla VI.

- $T_C + T_P + T_L = 0,5h$
- $T_V = T_T = 0,5h$.

TABLE VI
TIEMPO ANUAL REQUERIDO PARA REPARACIÓN EJEMPLO.

Líneas	1	2	3	4	5	6	7
1	3	3	3	1	1.5	1.5	0
2	3	3	3	1	1.5	1.5	0
3	0	0	3	0	0	0	0
4	0	0	0	1	0	0	0
5	0.5	0.5	0.5	0.5	1	1	0
6	0.5	0.5	0.5	0.5	1	1	0
7	0	0	0	0	0	0	1

Para calcular la matriz de indisponibilidades para cada elemento, se realiza el producto punto entre la matriz de “Tasa de Fallas Anual” Tabla V y la matriz de “Tiempo Anual Requerido para Reparación” Tabla VI, dicho producto punto entre matrices se muestra a continuación en la Tabla VII.

TABLE VII
MATRIZ DE INDISPONIBILIDAD ANUAL EJEMPLO.

Líneas	1	2	3	4	5	6	7
1	0.6	0.6	0.9	0.75	1.5	0.75	0
2	0.6	0.6	0.9	0.75	1.5	0.75	0
3	0	0	0.9	0	0	0	0
4	0	0	0	0.75	0	0	0
5	0.1	0.1	0.15	0.375	0.5	0.25	0
6	0.1	0.1	0.15	0.375	0.5	0.25	0
7	0	0	0	0	0	0	0.3
Total	1.4	1.4	3	3	4	2	0.3

Tal y como se mencionaba en la sección anterior con las indisponibilidades de cada elemento halladas y teniendo en cuenta el sistema estudiado como un sistema serie se procede a hallar la suma total de indisponibilidades. para lo cual se suman los valores de cada columna pertenecientes a la Tabla VII.

Con los datos de la suma anteriormente hallados, junto con los valores de potencia presentados en la columna “Potencia (kVA)”, y multiplicados por la columna $\cos(\phi)$ de la Tabla III-B se procede a armar un resumen general de los resultados obtenidos estos, presentados en la Tabla .

TABLE VIII
MATRIZ DE RESUMEN GENERAL EJEMPLO.

Parámetro	Unidad	1	2	3	4	5	6	7
U_{ij}	(horas/año)	1.4	1.4	3	3	4	2	0.3
kW_j	(kW)	0	0	375	200	0	240	0

Finalmente, haciendo uso de la ecuación (5), se obtiene el valor del indicador NENS, realizando la suma de las multiplicaciones entre potencia e indisponibilidad de los distintos tramos de red debido a que varios valores de potencia en la tabla 7 son cero estos valores se omiten para lo presentado en la ecuación (6).

$$NENS = (3 * 375) + (3 * 200) + (2 * 240) \quad (6)$$

Se obtiene que el nivel de energía no servida para el ejemplo base analizado es de 2205 kWh/año.

IV. RESULTADOS

Para el presente trabajo, además del ejemplo mostrado en la anterior sección se tuvieron en cuenta 3 diferentes variaciones

en las configuraciones de las protecciones propuestas en el caso base de estudio (Figura 1).

A. Caso 1

Para esta configuración (Figura 4), la variación realizada consistió en cambiar la ubicación del fusible ubicado originalmente en la sección 4, hacia la sección 6, Teniendo en cuenta esto se volvió a calcular el indicador NENS siguiendo la metodología explicada en la anterior sección.

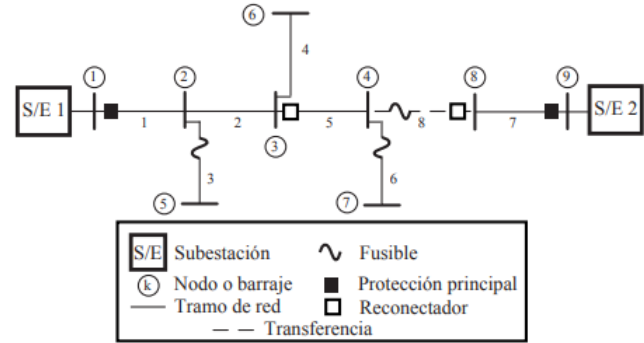


Fig. 4. Configuración Caso 1. Fuente: Elaboración propia basada en [23]

Al utilizarse el mismo sistema base tomado en la sección anterior, este posee la misma información acerca de la tasa de fallas, el tiempo de recuperación, la potencia y el factor de potencia que se encuentran en la Tabla III-B.

Inicialmente se realizó la conformación de la matriz de áreas operativas (Tabla IX) para la cual se muestra la cantidad de áreas, tipo, distribución de líneas que conforman las áreas y la subestación que alimenta estas áreas operativas; desde este punto se comienzan a ver pequeñas diferencias correspondientes a las áreas de influencia para cada área de tipo 1 y 2 con lo cual se prevé cambios en las matrices subsiguientes a esta.

TABLE IX
CONFORMACIÓN DE ÁREAS OPERATIVAS CASO 1.

Área	Tipo de Área	Líneas	Conexión Áreas	Alimentador
1	1	[1, 2, 4]	[2, 3]	1
2	2	3	-	1
3	1	5	-	1
4	2	6	-	1
5	1	7	-	2
-	-	8	[3, 4, 5]	[1, 2]

Luego, al igual que para el ejemplo de la sección anterior, se procedió a obtener la matriz de estados operativos (Tabla X), cabe destacar que debido al cambio de sección del fusible la matriz se presenta una leve variación con respecto al ejemplo presentado en la sección anterior notándose esta variación en los estados que toman los diferentes tramos cuando se produce una falla en la línea 4 y 6 respectivamente.

TABLE X
MATRIZ DE ESTADOS OPERATIVOS CASO 1.

Líneas	1	2	3	4	5	6	7
1	I	I	I	I	T	T	N
2	I	I	I	I	T	T	N
3	N	N	I	N	N	N	N
4	I	I	I	I	T	T	N
5	R	R	R	R	I	I	N
6	N	N	N	N	N	I	N
7	N	N	N	N	N	N	I

De la anterior matriz se puede analizar (Figure 5) que para la actual configuración del sistema siguiendo el criterio de Áreas operativas se tiene que el 45% de las líneas funcionarán de manera normal, un 35% acarrearán una indisponibilidad en el servicio, 8% de las líneas pueden ser restablecibles después de sufrir una falla y el 12% de las líneas podrán ser transferibles hacia la subestación 2.

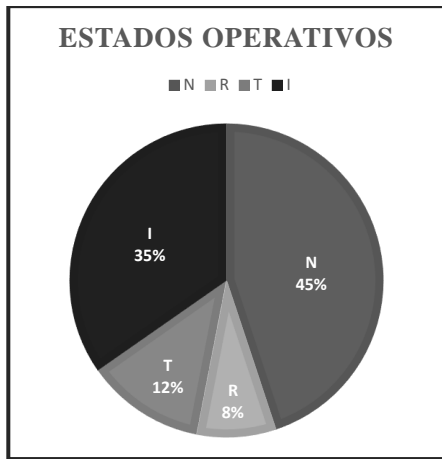


Fig. 5. Porcentaje de estados operativos presentes en el caso 1. Fuente: Elaboración propia resultado de análisis.

De esta manera, partiendo de los resultados obtenidos en la matriz de estados operativos para cada tramo de la red y los datos del sistema se realiza las tablas de tasas de fallas y de tiempos de reparación para este caso debido a las variaciones antes mencionadas ambas matrices también tendrán resultados acordes a las variaciones presentadas en la matriz obtenida en la Tabla X. Dichas tablas se presentan en las Tablas XI y XII respectivamente.

TABLE XI
TASA DE FALLAS ANUAL CASO 1.

Líneas	1	2	3	4	5	6	7
1	0.2	0.2	0.3	0.75	1	0.5	0
2	0.2	0.2	0.3	0.75	1	0.5	0
3	0	0	0.3	0	0	0	0
4	0.2	0.2	0.3	0.75	1	0.5	0
5	0.2	0.2	0.3	0.75	0.5	0.25	0
6	0	0	0	0	0	0.25	0
7	0	0	0	0	0	0	0.3

Para la matriz de tiempo requerido para reparación, igual que lo presentado en la sección anterior, se debe considerar:

- $T_C + T_P + T_L = 0.5h$

- $T_V = T_T = 0.5h.$

TABLE XII
TIEMPO ANUAL REQUERIDO PARA REPARACIÓN CASO 1.

Líneas	1	2	3	4	5	6	7
1	3	3	3	1	1.5	1.5	0
2	3	3	3	1	1.5	1.5	0
3	0	0	3	0	0	0	0
4	3	3	3	1	1.5	1.5	0
5	0.5	0.5	0.5	0.5	1	1	0
6	0	0	0	0	0	1	0
7	0	0	0	0	0	0	1

Luego, al realizar el producto punto entre las matrices presentadas en la Tabla XI y la Tabla XII, se encuentra la matriz de indisponibilidad final, de la que se parte para realizar el análisis del nivel de energía no servida, al sumar sus columnas y obtener la indisponibilidad de cada tramo de red. A continuación en la Tabla XIII se muestra esta matriz.

TABLE XIII
MATRIZ DE INDISPONIBILIDAD ANUAL CASO 1.

Líneas	1	2	3	4	5	6	7
1	0.6	0.6	0.9	0.75	1.5	0.75	0
2	0.6	0.6	0.9	0.75	1.5	0.75	0
3	0	0	0.9	0	0	0	0
4	0.6	0.6	0.9	0.75	1.5	0.75	0
5	0.1	0.1	0.15	0.375	0.5	0.25	0
6	0	0	0	0	0	0.25	0
7	0	0	0	0	0	0	0.3
Total	1.9	1.9	3.75	2.625	5	2.75	0.3

A partir de los valores encontrados en la matriz de la Tabla XIII y de los valores de potencia en las líneas, se realiza la tabla que resume los resultados obtenidos en las anteriores matrices la cual se muestra en la Tabla XIV.

TABLE XIV
MATRIZ DE RESUMEN GENERAL CASO 1.

Parámetro	Unidad	1	2	3	4	5	6	7
U_{ij}	(horas/año)	1.9	1.9	3.75	2.625	5	2.75	0.3
kW_j	(kW)	0	0	375	200	0	240	0

Así, se encuentra el valor del NENS para el caso 1, con los respectivos cambios realizados al sistema estudiado, multiplicando las potencias con las indisponibilidades de cada tramo de red, debido a que varios valores de potencia en la Tabla XIV son cero estos valores se omiten para lo presentado en la ecuación (7).

$$NENS = (3.75 * 375) + (2.625 * 200) + (2.75 * 240) \quad (7)$$

Para el caso 1, se obtuvo un NENS de 2591.25 kWh/año.

B. Caso 2

Para la presente configuración (Figura 6), la variación realizada consistió en cambiar la ubicación del fusible ubicado originalmente en la sección 3, para pasarlo a la sección 6, y mover el reconector de la sección 5 a la sección 2. Teniendo en cuenta lo anterior se volvió a calcular el indicador NENS siguiendo la metodología explicada en anteriores secciones.

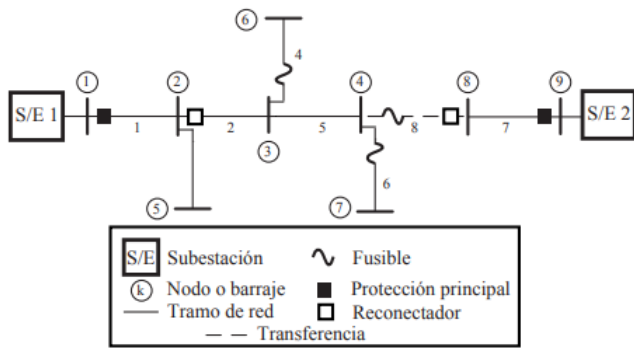


Fig. 6. Configuración Caso 2. Fuente: Elaboración propia basada en [23]

Este caso de estudio posee la misma información acerca de la tasa de fallas, el tiempo de recuperación, la potencia y el factor de potencia que se encuentran en la Tabla III-B.

Inicialmente se realizó la conformación de la matriz de áreas operativas (Tabla XV), para la cual se muestra la cantidad de áreas, tipo de área, distribución de líneas que conforman las áreas y la subestación que alimenta estas áreas operativas.

TABLE XV
CONFORMACIÓN DE ÁREAS OPERATIVAS CASO 2.

Área	Tipo de Área	Líneas	Conexión Áreas	Alimentador
1	1	[1, 3]	2	1
2	1	[2, 5]	[3, 4]	1
3	2	4	-	1
4	2	6	-	1
5	1	7	-	2
-	-	8	[2, 4, 5]	[1, 2]

Siguiendo el proceso, con las modificaciones del fusible y el reconector realizadas, se halla la matriz de estados operativos. Esta matriz de estados operativos se muestra a continuación en la Tabla XVI.

TABLE XVI
MATRIZ DE ESTADOS OPERATIVOS CASO 2.

Líneas	1	2	3	4	5	6	7
1	I	T	I	T	T	T	N
2	R	I	R	I	I	I	N
3	I	T	I	T	T	T	N
4	N	N	N	I	N	N	N
5	R	I	R	I	I	I	N
6	N	N	N	N	N	I	N
7	N	N	N	N	N	N	I

De la anterior matriz se puede analizar (Figura 7) que para la actual configuración del sistema siguiendo el criterio de Áreas operativas se tiene que el 45% de las líneas funcionarán de manera normal, un 31% acarrearán una indisponibilidad en el servicio, 8% de las líneas pueden ser recuperables después de sufrir una falla y el 16% de las líneas podrán ser transferibles hacia la subestación 2.

Luego de realizar la matriz de estados operativos, se procede a realizar la matriz de tasa de fallas igual que en el caso 1 y en el caso base. Dicha matriz se observa en la Tabla XVII.

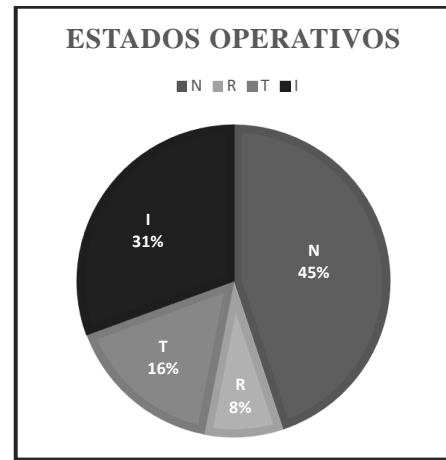


Fig. 7. Porcentaje de estados operativos presentes en el caso 2. Fuente: Elaboración propia resultado de análisis.

TABLE XVII
TASA DE FALLAS ANUAL CASO 2.

Líneas	1	2	3	4	5	6	7
1	0.2	0.4	0.3	1.5	1	0.5	0
2	0.2	0.2	0.3	0.75	0.5	0.25	0
3	0.2	0.4	0.3	1.5	1	0.5	0
4	0	0	0	0.75	0	0	0
5	0.2	0.2	0.3	0.75	0.5	0.25	0
6	0	0	0	0	0	0.25	0
7	0	0	0	0	0	0	0.3

Se realiza la matriz de tiempo requerido para reparación para este caso, donde se parte de los datos de la Tabla III-B, y de la Tabla XVI, donde se muestra la matriz de estados operativos. También, como anteriormente, se deben tener en cuenta las siguientes consideraciones:

- $T_C + T_P + T_L = 0,5h$
- $T_V = T_T = 0,5h.$

Se muestra la matriz de tiempo anual requerido para reparaciones obtenida en la Tabla XVIII.

TABLE XVIII
TIEMPO ANUAL REQUERIDO PARA REPARACIÓN CASO 2.

Líneas	1	2	3	4	5	6	7
1	3	1.5	3	1.5	1.5	1.5	0
2	0.5	3	0.5	1	1	1	0
3	3	1.5	3	1.5	1.5	1.5	0
4	0	0	0	1	0	0	0
5	0.5	3	0.5	1	1	1	0
6	0	0	0	0	0	1	0
7	0	0	0	0	0	0	1

Así, se procede a realizar el producto punto entre la matriz de tasa de fallas (Tabla XVII) y la matriz de tiempo anual requerido para reparación (Tabla XVIII), obteniendo la matriz de indisponibilidad que se muestra en la Tabla XIX.

TABLE XIX
MATRIZ DE INDISPONIBILIDAD ANUAL CASO 2.

Líneas	1	2	3	4	5	6	7
1	0.6	0.6	0.9	2.25	1.5	0.75	0
2	0.1	0.6	0.15	0.75	0.5	0.25	0
3	0.6	0.6	0.9	2.25	1.5	0.75	0
4	0	0	0	0.75	0	0	0
5	0.1	0.6	0.15	0.75	0.5	0.25	0
6	0	0	0	0	0	0.25	0
7	0	0	0	0	0	0	0.3
Total	1.4	2.4	2.1	6.75	4	2.25	0.3

Con la suma de cada columna de la matriz de indisponibilidad, y con las potencias en los diferentes tramos del sistema, se realiza el resumen general mostrado en la Tabla XX.

TABLE XX
MATRIZ DE RESUMEN GENERAL CASO 2.

Parámetro	Unidad	1	2	3	4	5	6	7
U_{ij}	(horas/año)	1.4	2.4	2.1	6.75	4	2.25	0.3
kW_j	(kW)	0	0	375	200	0	240	0

De esta forma, finalmente, se encuentra el valor del nivel de energía no servida (NENS) para el caso 2, con los respectivos cambios realizados al sistema estudiado, multiplicando las potencias con las indisponibilidades de cada tramo de red, debido a que varios valores de potencia en la Tabla XX son cero estos valores se omiten para lo presentado en la ecuación (8).

$$NENS = (2.1 * 375) + (6.75 * 200) + (2.25 * 240) \quad (8)$$

Para el caso 2 se encuentra un valor de NENS de 2677.5 kWh/año.

C. Caso 3

Para la actual configuración (Figura 8), la variación realizada consistió en cambiar la ubicación del reconectador ubicado en la sección 5 originalmente, hacia la sección 2. Teniendo en cuenta lo anterior se volvió a calcular el indicador NENS siguiendo la metodología explicada en anteriores secciones.

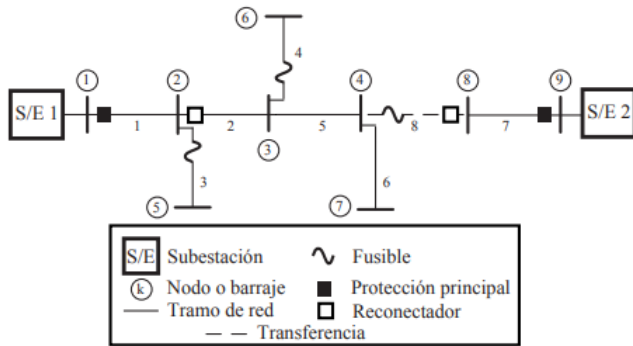


Fig. 8. Configuración Caso 3. Fuente: Elaboración propia basada en [23].

Para el cálculo de las matrices pertenecientes a este caso de estudio la información acerca de la tasa de fallas, el tiempo

de recuperación, la potencia y el factor de potencia se pueden consultar en la Tabla III-B.

Inicialmente se realizó la conformación de la matriz de áreas operativas (Tabla XXI), para la cual se muestra la cantidad de áreas, tipo de área, distribución de líneas que conforman las áreas y la subestación que alimenta estas áreas operativas.

TABLE XXI
CONFORMACIÓN DE ÁREAS OPERATIVAS CASO 3.

Área	Tipo de Área	Líneas	Conexión Áreas	Alimentador
1	1	1	[2 , 3]	1
2	2	3	-	1
3	1	[2 , 5 , 6]	4	1
4	2	4	-	1
5	1	7	-	2
-	-	8	[3 , 5]	[1 , 2]

Siguiendo el proceso, con la modificación realizada en la ubicación del reconectador, se halla la matriz de estados operativos. Esta matriz de estados operativos se muestra a continuación en la Tabla XXII.

TABLE XXII
MATRIZ DE ESTADOS OPERATIVOS CASO 3.

Líneas	1	2	3	4	5	6	7
1	I	T	I	T	T	T	N
2	R	I	R	I	I	I	N
3	N	N	I	N	N	N	N
4	N	N	N	I	N	N	N
5	R	I	R	I	I	I	N
6	R	I	R	I	I	I	N
7	N	N	N	N	N	N	I

De la anterior matriz se puede analizar (Figura 9) que para la actual configuración del sistema siguiendo el criterio de Áreas Operativas se tiene que el 45% de las líneas funcionarán de manera normal, un 35% acarrearan una indisponibilidad en el servicio, 12% de las líneas pueden ser restablecibles después de sufrir una falla y el 8% de las líneas podrán ser transferibles hacia la subestación 2.

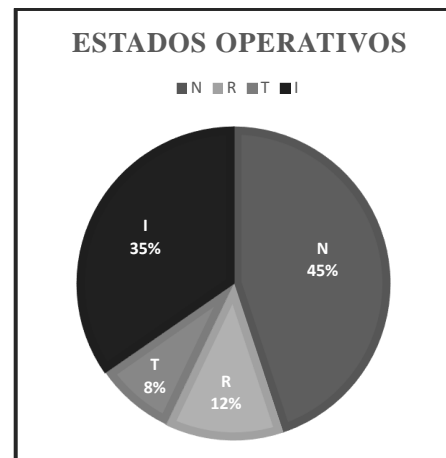


Fig. 9. Porcentaje de estados operativos presentes en el caso 3. Fuente: Elaboración propia resultado de análisis.

Luego de realizar la matriz de estados operativos, se procede a realizar la matriz de tasa de fallas igual que en los casos 1

y 2 y en el caso base. Dicha matriz se observa en la Tabla XXIII.

TABLE XXIII
TASA DE FALLAS ANUAL CASO 3.

Líneas	1	2	3	4	5	6	7
1	0.2	0.4	0.3	1.5	1	0.5	0
2	0.2	0.2	0.3	0.75	0.5	0.25	0
3	0	0	0.3	0	0	0	0
4	0	0	0	0.75	0	0	0
5	0.2	0.2	0.3	0.75	0.5	0.25	0
6	0.2	0.2	0.3	0.75	0.5	0.25	0
7	0	0	0	0	0	0	0.3

Se realiza la matriz de tiempo requerido para reparación para este caso, donde se parte de los datos de la Tabla III-B, y de la Tabla XXII, donde se muestra la matriz de estados operativos. También, como anteriormente, se deben tener en cuenta las siguientes consideraciones:

- $T_C + T_P + T_L = 0,5h$
- $T_V = T_T = 0,5h$.

Se muestra la matriz obtenida la Tabla XXIV.

TABLE XXIV
TIEMPO ANUAL REQUERIDO PARA REPARACIÓN CASO 3.

Líneas	1	2	3	4	5	6	7
1	3	1.5	3	1.5	1.5	1.5	0
2	0.5	3	0.5	1	1	1	0
3	0	0	3	0	0	0	0
4	0	0	0	1	0	0	0
5	0.5	3	0.5	1	1	1	0
6	0.5	3	0.5	1	1	1	0
7	0	0	0	0	0	0	1

Así, se procede a realizar el producto punto entre la matriz de tasa de fallas (Tabla XXIII) y la matriz de tiempo anual requerido para reparación (Tabla XXIV), obteniendo la matriz de indisponibilidad que se muestra en la Tabla XXV.

TABLE XXV
MATRIZ DE INDISPONIBILIDAD ANUAL CASO 3.

Líneas	1	2	3	4	5	6	7
1	0.6	0.6	0.9	2.25	1.5	0.75	0
2	0.1	0.6	0.15	0.75	0.5	0.25	0
3	0	0	0.9	0	0	0	0
4	0	0	0	0.75	0	0	0
5	0.1	0.6	0.15	0.75	0.5	0.25	0
6	0.1	0.6	0.15	0.75	0.5	0.25	0
7	0	0	0	0	0	0	0.3
Total	0.9	2.4	2.25	5.25	3	1.5	0.3

Con la suma de cada columna de la matriz de indisponibilidad, y con las potencias en los diferentes tramos del sistema, se realiza el resumen general mostrado en la Tabla XXVI.

TABLE XXVI
MATRIZ DE RESUMEN GENERAL CASO 3.

Parámetro	Unidad	1	2	3	4	5	6	7
U_{ij}	[horas/año]	0.9	2.4	2.25	5.25	3	1.5	0.3
kW_j	[kW]	0	0	375	200	0	240	0

De esta forma, finalmente, se encuentra el valor del nivel de energía no servida (NENS) para el caso 3, con los respectivos

cambios realizados al sistema estudiado, multiplicando las potencias con las indisponibilidades de cada tramo de red, debido a que varios valores de potencia en la Tabla XXVI son cero estos valores se omiten para lo presentado en la ecuación (9).

$$NENS = (2.25 * 375) + (5.25 * 200) + (1.5 * 240) \quad (9)$$

Para el caso 3 se encuentra un valor de NENS de 2253.75 kWh/año.

En la Tabla XXVII se presenta un resumen general de los resultados obtenidos en los Casos de estudio para el Nivel de Energía No Servida y la comparación del valor de los mismos frente a lo obtenido con el caso base de estudio; observándose que el mejor escenario se cumple con la configuración base, sin embargo mediante técnicas de optimización se puede llegar a encontrar resultados en el que el indicador NENS sea más bajo.

TABLE XXVII
RESUMEN GENERAL.

Caso	Líneas			NENS (kWh/Año)	% NENS
	P. Principal	Reconectador	Fusible		
0	[1, 7]	5	[3, 4]	2025	0 % (Base)
1	[1, 7]	5	[3, 6]	2591.25	17.52 % Aumento
2	[1, 7]	2	[4, 6]	2677.50	21.43 % Aumento
3	[1, 7]	2	[3, 4]	2253.75	2.21 % Aumento

V. CONCLUSIONES

En este trabajo se propone una metodología con la capacidad de simplificar el cálculo del Nivel de Energía no Servida NENS, mediante la utilización de pocos esfuerzos computacionales.

Cabe destacar que la falencia de protecciones tanto principales como de respaldo para las distintas líneas disminuye la posibilidad de que estas se encuentren en estado normal al momento de ocurrir una falla en los distintos tramos de red, lo que aumenta las tasas de fallos y tiempos de reparación para las distintas líneas y configuraciones que comprenden el sistema estudiado.

Es posible observar en los resultados obtenidos que el valor del NENS para los diferentes casos, que este valor es mayor para el caso 2, mientras que el menor valor se encuentra en el ejemplo, de donde se puede concluir que esta variación tiene dependencia con los estados operativos de cada una de las líneas, por ejemplo, en los casos 1, 2 y 3 se encuentran menos líneas restablecibles que para el caso base analizado lo que conlleva a que la energía perdida sea mayor, derivando en la imposibilidad de restaurar el servicio con mayor rapidez.

Es posible observar por los resultados obtenidos en las matrices de indisponibilidades tanto del ejemplo base como de los casos 1, 2 y 3 que existen líneas que deben ser mejor protegidas que otras, esto en base a la tasa de fallas de cada una y los tiempos de reparación de los tramos analizados, concluyéndose de esta forma que los tramos o líneas más críticas y que por tanto deben ser tenidas más en cuenta por su aporte al cálculo de indisponibilidad son las líneas 4, 5 y 3 respectivamente de las cuales 2 de ellas, las líneas 3 y 4 son de gran importancia para el cálculo del indicador NENS para el sistema en específico que está siendo estudiado.

Teniendo en cuenta los resultados hallados en las matrices de indisponibilidad de las distintas líneas, se muestra como en el caso base de estudio, los valores totales son menores, y en el caso 2 son mayores, por lo que también es un factor a considerar cuando se habla de energía no servida, ya que a medida que las líneas tienen un valor de indisponibilidad mayor, mas alto será el nivel de energía no servida que el sistema entregue.

Se propone como futuros trabajos, implementar la metodología propuesta junto con otras técnicas de optimización para para la valoración de la confiabilidad y optimización de redes eléctricas de distribución.

REFERENCES

- [1] A. S. Bouhouras, D. P. Labridis, and A. G. Bakirtzis, "Cost/worth assessment of reliability improvement in distribution networks by means of artificial intelligence," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 32, pp. 530–538, jun 2010.
- [2] V. Udo, S. Agarwal, A. Vojdani, and M. Harlacher, "Balancing cost and reliability: a quantitative study at atlantic electric," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 12, no. 3, pp. 1103–1111, 1997.
- [3] S. Choi, "Heuristic approach for loss reduction in distribution networks," in *2006 IEEE Power Engineering Society General Meeting*, IEEE, 2006.
- [4] G. Cartina, C. Bonciu, M. Musat, and Z. Zisman, "Application of fuzzy logic for energy loss reduction in distribution networks," in *MELECON '98. 9th Mediterranean Electrotechnical Conference. Proceedings (Cat. No.98CH36056)*, IEEE, 1998.
- [5] W.-M. Lin, H.-C. Chin, and G.-J. Yu, "An effective algorithm for distribution feeder loss reduction by switching operations," in *1999 IEEE Transmission and Distribution Conference (Cat. No. 99CH36333)*, IEEE, 1999.
- [6] A. Mass and A. Gary, "Evaluación de confiabilidad en sistemas eléctricos de distribución," *Pontificia Universidad Católica de Chile*, p. 108, 1994.
- [7] C. Zapata and E. Campos, "Valoración de confiabilidad de sistemas de generación con recursos limitados de energía utilizando simulación de montecarlo," *Scientia Et Technica*, vol. XI, no. 29, pp. 43–48, 2005.
- [8] V. Cárdenas, D. Echeverría, and J. Cepeda, "Análisis de confiabilidad de la generación considerando el ingreso de energías renovables no convencionales en los sistemas de potencia," *IEEE Revista Técnica Energía*, vol. 11, no. 11, pp. 101–107, 2015.
- [9] Z. Li, W. Wu, X. Tai, and B. Zhang, "Optimization Model-Based Reliability Assessment for Distribution Networks Considering Detailed Placement of Circuit Breakers and Switches," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 35, pp. 3991–4004, sep 2020.
- [10] P. Vasquez and A. Vaca, "Methodology for Estimating the Cost of Energy not Supplied -Ecuadorian Case-," in *2012 Sixth IEEE/PES Transmission and Distribution: Latin America Conference and Exposition (T&D-LA)*, IEEE, sep 2012.
- [11] C. Zapata, "Confiabilidad de sistemas eléctricos de potencia," tech. rep., Universidad Tecnológica de Pereira, 2011.
- [12] J. I. Franco, "Estudio de flujos de potencia y análisis de fallas en sistemas eléctricos de distribución radial," tech. rep., Universidad Autónoma de Nuevo León, 2002.
- [13] V. A. Gómez, R. A. Peña, and C. Hernández, "Identificación y localización de fallas en sistemas de distribución con medidores de calidad del servicio de energía eléctrica," *Información tecnológica*, vol. 23, no. 2, pp. 109–116, 2012.
- [14] S. Chakrabarti, G. Ledwich, and A. Ghosh, "Reliability driven reconfiguration of rural power distribution systems," in *2009 International Conference on Power Systems*, IEEE, 2009.
- [15] H. Dezaki, H. Abyaneh, A. Agheli, and K. Mazlumi, "Optimized switch allocation to improve the restoration energy in distribution systems," *Journal of Electrical Engineering*, vol. 63, pp. 47–52, Feb 2012.
- [16] V. Dimitrievski, S. Rikalo, Y. Onishchuk, T. Shengelia, R. Gupalo, D. Sharra, E. Kolevska, and A. Popovac–Damjanović, "Quality of supply," 2019.
- [17] IEEE, "Guide for electric power distribution reliability indices, ieee std 1366-2003 (revision of ieee std 1366-1998)," *The Institute of Electrical and Electronics Engineers*, pp. 1–35, 2004.
- [18] L. da Silva, R. Pereira, and J. Mantovani, "Optimized allocation of sectionalizing switches and control and protection devices for reliability indices improvement in distribution systems," *IEEE/PES Transmission & Distribution Conference & Exposition: Latin America*, Nov 2004.
- [19] F. Coroiu, I. Bucatariu, and A. Baloi, "Using the Gram-Charlier expansion in power systems reliability," in *2012 7th IEEE International Symposium on Applied Computational Intelligence and Informatics (SACI)*, IEEE, may 2012.
- [20] O. D. Montoya, R. A. Hincapié, and M. Granada, "Nuevo enfoque para la localización óptima de reconectores en sistemas de distribución considerando la calidad del servicio y los costos de inversión," *Ingeniare. Revista chilena de ingeniería*, vol. 24, pp. 55–69, jan 2016.
- [21] H. Liu, H. Hu, and J. Huang, "A method of reliability evaluation for complex medium-voltage distribution system based on simplified network model and network-equivalent," in *2008 China International Conference on Electricity Distribution*, IEEE, dec 2008.
- [22] J. Mendoza, E. López, M. López, and C. C. Coello, "Microgenetic multiobjective reconfiguration algorithm considering power losses and reliability indices for medium voltage distribution network," *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 3, pp. 825–840, sep 2009.
- [23] E. C. Ramírez, "Mejoramiento operativo de sistemas de distribución usando elementos de transferencia automática," tech. rep., Universidad Tecnológica de Pereira, nov 2015.
- [24] M. A. R. Giraldo, "Localización óptima de reconectores normalmente abiertos para transferencia de carga," tech. rep., Universidad Tecnológica de Pereira, nov 2016.



©2021 by the authors. Licensee TESEA, Cartagena, Colombia. This article is an open access article distributed under the terms and conditions of the Creative Commons Attribution (CC BY) license (<http://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)