



POSGRADOS

MAESTRÍA EN ELECTRICIDAD MENCIÓN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

RPC-SO-30-NO.508-2019

OPCIÓN DE TITULACIÓN:

ARTÍCULOS PROFESIONALES DE ALTO NIVEL

TEMA:

PLANIFICACIÓN DE LA EXPANSIÓN DE
LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN
ELÉCTRICA CONSIDERANDO CRITERIOS
DE CALIDAD DE VOLTAJE E INDICADORES
DE CONFIABILIDAD

AUTOR:

MARCO ISRAEL ZUÑIGA VILLARREAL

DIRECTOR:

ALEXANDER ÁGUILA TÉLLEZ

CUENCA – ECUADOR
2025

Autor:



Marco Israel Zuñiga Villarreal

Ingeniero Eléctrico.

Candidato a Magíster en Electricidad mención Sistemas Eléctricos de Potencia por la Universidad Politécnica Salesiana sede Cuenca.

mzunigav2@est.ups.edu.ec

misrazu@gmail.com

Dirigido por:



Alexander Águila Téllez:

Ingeniero Eléctrico.

Máster en Eficiencia Energética.

Magíster en Ingeniería.

Doctor en Ingeniería.

aaguila@ups.edu.ec

Todos los derechos reservados.

Queda prohibida, salvo excepción prevista en la Ley, cualquier forma de reproducción, distribución, comunicación pública y transformación de esta obra para fines comerciales, sin contar con autorización de los titulares de propiedad intelectual. La infracción de los derechos mencionados puede ser constitutiva de delito contra la propiedad intelectual. Se permite la libre difusión de este texto con fines académicos investigativos por cualquier medio, con la debida notificación a los autores.

DERECHOS RESERVADOS

©2025 Universidad Politécnica Salesiana.

CUENCA – ECUADOR – SUDAMÉRICA

MARCO ISRAEL ZUÑIGA VILLARREAL

Planificación de la expansión de los sistemas de distribución eléctrica considerando criterios de calidad de voltaje e indicadores de confiabilidad

Planificación de la expansión de los sistemas de distribución eléctrica considerando criterios de calidad de voltaje e indicadores de confiabilidad

Marco Israel Zuñiga Villarreal ^{1,†,‡} , Alexander Aguila Téllez ^{2,‡}

¹ Marco Zuñiga; mzunigav2@est.ups.edu.ec

² Alexander Aguila; aaguila@ups.edu.ec

Abstract: El presente artículo tuvo como objetivo verificar la capacidad energética de los conductores eléctricos frente a la expansión del sistema de distribución en un horizonte de 10 años, considerando restricciones de calidad de voltaje e indicadores de confiabilidad. Para ello, se empleó la librería MATPOWER del software Matlab junto con las plantillas IEEE de sistemas de distribución de 15 y 33 barras, para lo cual se simuló un crecimiento de la demanda del 5 % anual en cada sistema, analizando parámetros como pérdidas eléctricas, desviación de voltaje y la tasa promedio de fallas. Se desarrolló un algoritmo en el software mencionado que incluyó un análisis de función multicriterio, buscando ofrecer soluciones óptimas al comportamiento de los sistemas de distribución frente al incremento de la demanda. Dado que los sistemas de distribución están estrechamente relacionados con el crecimiento de la demanda, los análisis de calidad de voltaje e indicadores de confiabilidad se evaluaron continuamente en periodos anuales para identificar oportunidades de mejora, considerando factores económicos, tiempo de implementación o sustitución de componentes eléctricos e inversión a mediano y largo plazo. El algoritmo propuesto sugirió mejoras en los conductores eléctricos sin causar un impacto significativo en la economía del sistema. Siendo el año inicial del sistema de distribución de 15 barras IEEE, se recomendaron adecuaciones en líneas como L1-L2, L2-L3, L3-L4, L2-L6, L3-L11 y L11-L12, asegurando el mantenimiento del sistema sin modificaciones por cinco años, con voltajes mínimos de 0.95 p.u. y una reducción en la tasa promedio de fallas mientras la demanda seguía creciendo.

Keywords: Perfil de Voltaje; Pérdidas eléctricas; Taza promedio de fallas.

1. Introducción

El sistema de distribución eléctrica es el encargado de suministrar energía eléctrica a los usuarios finales, para lo cual, la energía eléctrica ha pasado por un proceso de generación y transmisión, considerándose, así como la última etapa del proceso de suministro eléctrico [1].

Algunas de las características esenciales de los sistemas de distribución pueden ser: el nivel de voltaje al cual operan, estando en el orden de los kV (6kV a 36 kV) y siendo implementado en zonas urbanas o rurales [2], transformadores de distribución: los cuales se encargan de reducir el nivel de voltaje con la finalidad de brindar energía eléctrica al usuario final[3].

Al ser el encargado de suministrar la energía eléctrica al usuario final, el sistema de distribución tiene como objetivo la entregar de energía de forma confiable, segura y eficiente, asegurando la existencia de una adecuada calidad de suministro en términos de voltaje y frecuencia [3], [4].

Conforme el paso de los años, los sistemas de distribución eléctrica se ven obligados a ir adaptando un sistema dinámico en relación al crecimiento de la demanda, considerando parámetros de: confiabilidad, estabilidad y calidad[5].

Citation: Lastname, F.; Lastname, F.; Lastname, F. Title. *Journal Not Specified* 2023, 1, 0. <https://doi.org/>

Received:

Revised:

Accepted:

Published:

Copyright: © 2025 by the authors. Submitted to *Journal Not Specified* for possible open access publication under the terms and conditions of the Creative Commons Attribution (CC BY) license (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>).

Se puede definir la calidad de un sistema de distribución como: la capacidad del sistema para entregar la energía eléctrica en condiciones adecuadas para su uso, es decir, sin perturbaciones que puedan afectar a los usuarios finales [5], [6]. Algunos de los parámetros clave para evaluar la calidad del servicio eléctrico incluyen: voltaje (mayor a 0.95 p.u), frecuencia (rango definido en 60 Hz), flicker (variaciones rápidas del voltaje) e interrupciones (cortes momentáneos).

El parámetro de confiabilidad hace referencia a la capacidad del sistema para suministrar energía eléctrica sin interrupciones o fallas durante la mayor cantidad de tiempo posible, garantizando que la energía siempre este disponible para los usuarios finales [7]. Los indicadores de confiabilidad mas utilizados son: frecuencia de interrupciones, tasa de fallas promedio, duración de interrupciones y tiempo de restauración [8].

Existen diversos factores que afectan la calidad y confiabilidad en los sistemas de distribución, por ejemplo: condiciones climáticas externas (Tormentas eléctricas, derrumbes, vientos fuertes), mantenimiento inadecuado (falta de mantenimiento en transformadores, cables o subestaciones), sobrecargas (el sistema sobrepasa su capacidad), fallas técnicas o humanas (errores operativos o fallas en equipos) e infraestructura obsoleta (sistema antiguo o mal diseñado, no considerado para crecimiento de la demanda) [9], [10].

Conforme el avance tecnológico, la rama de la ingeniería eléctrica busca brindar soluciones a los problemas emergentes de calidad y confiabilidad en los sistemas de distribución, los cuales pueden estar ligados a: coordinación de protecciones [10], acople entre voltaje y sensores de control [11] e incluso brindar propuestas de generación distribuida cercana a los sistemas de distribución [12].

De igual manera es indispensable el reconocer a los sistemas que presentan un análisis neuronal (aprendizaje inteligente) [9], los cuales pueden brindar soluciones conforme adquieren datos. No obstante, es indispensable considerar la situación actual de los sistemas de distribución, debido a que se ha dejado de analizar las inversiones que están orientadas a los sistemas, las cuales contemplan parámetros esenciales para el desarrollo y crecimiento del sistema de distribución, mencionado algunas: nuevas tecnologías, comunicación, sustentabilidad y sostenibilidad [12], [13].

A pesar de que existen diversos métodos que solventan los problemas existentes con el crecimiento de la demanda, los cuales consideran el factor económico y sustentable, es necesario optar por métodos rápidos y eficientes, los cuales pueden estar ligados a funciones de criterio o multicriterio [14] que sean eficientes y precisos.

La función multicriterio permite ingresar "n" cantidad de criterios y brindar una solución óptima, misma que permite restringir datos o condiciones propuestas al inicio de una función [15]. Presenta características claves como: evaluaciones (permite analizar varias variables, una decisión no puede basarse en un único factor), criterios cualitativos o cuantitativos, compromisos (buscar equilibrio entre los criterios), asignación de pesos (considerando ponderación de acuerdo con la importancia) [19].

La toma de decisión de una función multicriterio dependerá de la problemática a desarrollar, la identificación de los criterios, la asignación de los pesos, la cantidad de alternativas y de la aplicación, por lo cual existen diversos métodos que pueden ser utilizados dependiendo del caso a tratar [16]. Los métodos más utilizados son: Proceso de Análisis Jerárquico "AHP" (comparaciones por partes de los criterios y alternativas), Ponderación Lineal (suma de ponderaciones de cada criterio por cada alternativa) o Frontera Eficiente "TOPSIS" (selecciona la alternativa más cercana a la solución ideal y se aleja de la peor solución), se busca brindar soluciones técnicas que ayuden a equilibrar y priorizar criterios que pueden ser contradictorios [18] y [17].

Con el uso adecuado de la función multicriterio y sus valores o parámetros de criterios definidos correctamente, es posible generar una función para analizar las condiciones de un sistema de distribución al continuo crecimiento de la demanda, sin dejar de lado los parámetros de calidad, confiabilidad y economía, logrando obtener resultados óptimos en una reducida cantidad de tiempo.

2. Metodología

2.1. Impacto del Crecimiento de la Demanda

El crecimiento de la demanda en los sistemas de distribución de energía eléctrica genera desafíos significativos, como: el aumento de la carga en las infraestructuras existentes, el riesgo de sobrecargas, mayores pérdidas técnicas y la disminución de la calidad y confiabilidad del servicio emitido al usuario final. Con la finalidad de mitigar estos impactos, el mundo de la ingeniería eléctrica a propuestos diversos métodos de solución como, por ejemplo: la implementación de estrategias como la modernización de redes con tecnologías inteligentes, la integración de fuentes de energía renovable y la gestión activa de la demanda mediante el uso de sistemas de control avanzados.

Sin embargo, estos métodos llegan a tener un impacto económico alto en la sociedad y su tiempo de implementación no es ideal para solventar las problemáticas en un corto tiempo. Lo cual ha llevado a los ingenieros eléctricos a pensar en soluciones a corto, mediano y largo plazo, que puedan brindar soluciones óptimas y eficientes. Estos métodos se encuentran presenten en acciones preventivas cortas, basadas en análisis de crecimiento de la demanda anual, los cuales presentan soluciones como: mejorar la inversión en infraestructura, realizar mantenimiento preventivo y verificar el impacto en los conductores, lo cual a permitido garantizar la sostenibilidad y la resiliencia de los sistemas ante el crecimiento continuo de la demanda.

Con lo expuesto previamente, es necesario realizar un análisis del crecimiento de la demanda en dos escenarios diferentes: caso de 15 barras IEEE y caso de 33 barras IEEE, los dos se encuentran ligados a modelos de sistemas de distribución. Utilizando estas plantillas como escenarios de estudios se plantean el siguiente caso de estudio para cada modelo: analizar el comportamiento de la demanda año tras año y sus posibles afectaciones, verificar que los modelos cumplan con las condiciones de calidad y confiabilidad, incorporar los resultados eléctricos obtenidos al aumentar la demanda a una función multicriterio, obtener resultados óptimos mediante el análisis de la función multicriterio e incorporar los resultados al sistema y finalmente continuar con el análisis del siguiente año hasta concluir los 10 años de estudio.

2.2. Consideraciones Iniciales

Previo al desarrollo de la función multicriterio en el software Matlab, se procedió a obtener datos esenciales para su desarrollo, los cuales están ligados a: potencia activa y reactiva de las cargas en cada barra, características del sistema a utilizar, impedancia en las líneas, pérdidas en las líneas, tipo de conductor eléctrico asociado y cálculo de su respectiva distancia. Mediante la aplicación de parámetros de confiabilidad (tasa de fallas promedio) y calidad (desviación de voltaje) se plantea verificar el comportamiento del sistema de distribución ante el crecimiento de la demanda.

La distancia existente en las líneas de distribución es un parámetro importante por considerar, debido a que influye directamente en los parámetros de confiabilidad de los sistemas, siendo más específico en el parámetro de tasa de fallas promedio, el cual se utilizará como indicativo de confiabilidad para el presente estudio. Debido a las características de los sistemas de distribución, el material de los conductores se encuentran fabricados con aluminio o aleaciones de aluminio.

Ecuación para determinar la distancia de las líneas:

$$d = (Z * \phi) / \rho \quad (1)$$

Donde:

- d: distancia de la línea determinada en metros (m).
- Z: módulo de la impedancia de línea en ohm (Ω).
- phi: sección transversal del conductor en milímetro cuadrado (mm²).
- rho: resistencia del aluminio, aproximadamente 2.82e(-8) (Ω)*m.

De igual manera se procede a considerar la corriente nominal de cada conductor existente en las líneas de distribución en los modelos de barras IEEE mencionados previamente. El cual permitirá realizar el análisis de tasas de fallas promedio por cada Km, contemplando una falla por año en rango de 0.01 % a 0.1 % por cada 1 000 a 10 000 kilómetros. La incidencia de una falla se encuentra ligada al entrono en el que se encuentra el sistema de distribución, para el análisis se plantea un entorno con alta corrosión.

A continuación, se presenta la ecuación de tasa de fallas promedio. :

$$TFP = (\#F)/(L * T * CN) \quad (2)$$

Donde:

- TFP: tasa de fallas promedio por kilómetro (Km).
- #F: número de eventos de fallas existentes en un periodo determinado.
- L: longitud del conductor medida en kilómetros (Km).
- T: periodo de tiempo en el que se analiza la tasa de fallas promedio.
- CN: carga normalizada, proveniente de la división entre la corriente de la línea y la corriente nominal del conductor, medido en amperios (A).

Con la finalidad de verificar el comportamiento del sistema con respecto a la calidad de voltaje, se procede a implementar y analizar los resultados del uso de la ecuación de desviación de voltaje, la cual considerara el crecimiento de la demanda para cada año, tal como se visualiza a continuación:

$$DESV = |1 - V_n| \quad (3)$$

Donde:

- DESV: Desviación de voltaje.
- 1: Voltaje en p.u ideal.
- V_n: Voltaje en p.u de la barra.

El análisis de la desviación de voltaje tiene como objetivo: verificar que el voltaje medido en la barra se encuentre lo más cercano al voltaje ideal (1 p.u), es decir, que el resultado de la desviación de voltaje se encuentre lo mas cerca posible del cero (0).

El crecimiento de la demanda genera un impacto negativo para los sistemas de distribución, debido a que produce un aumento en las pérdidas del sistema, volviéndolo menos eficiente, confiable y disminuyendo la calidad de suministro. Por lo cual, el analizar el comportamiento de las pérdidas para cada año es primordial, mismas que pueden ser analizadas utilizando la ley de Joule (ecuación de pérdidas en un sistema):

$$Q = I^2 * R * t \quad (4)$$

Donde:

- Q= energía calórica producida por la corriente expresada en Julios (J).
- I = intensidad de la corriente que circula (A).
- R= resistencia eléctrica del conductor (Ω).
- t= tiempo (seg).

2.3. Consideraciones Futuras

Para análisis futuros se procede a tomar como referencia los datos existentes en el mercado eléctrico ecuatoriano. La diversidad existente en los conductores eléctricos de aluminio permite obtener datos según los tres grandes grupos existentes, los cuales son: aluminio puro (AAC), aluminio con aleación de acero (AAAC), aluminio con acero (ACSR) y aleación de aluminio y acero. Para el análisis realizado, se considera a los grupos AAC y ACSR. Cada uno dependiendo de las características y necesidades de la red. Los datos considerados se visualizan en las tablas 1 y 2:

Tabla 1. Datos del conductor eléctrico modelo ASC o AAC

Codigo	Calibre (AWG)	Sección Transversal (mm ²)	Resistencia (Ohm/Km)	Precio (USD/m)
Peachbell	6	13.3	2.170	0.366
Rose	4	21.15	1.360	0.582
Iris	2	33.62	0.856	0.926
Poppy	1/0	53.49	0.538	1.472
Aster	2/0	67.44	0.427	1.857
Phlox	3/0	85.02	0.338	2.339
Oxlip	4/0	107.2	0.269	2.952 ¹

¹ Obtenidos de catálogo de conductores (ELECTRO CABLES).

Considerando que los modelos de barras IEEE presentan conductores aéreos, las tablas 1 y 2 presentan un rango establecido definido por el peso del conductor, comenzando en el calibre 6 AWG y teniendo como límite un conductor de calibre 4/0 AWG.

Tabla 2. Datos del conductor eléctrico modelo ACSR

Codigo	Calibre (AWG)	Sección Transversal (mm ²)	Resistencia (Ohm/Km)	Precio (USD/m)
Turkey	6	13.3	2.1065	0.37
Swan	4	21.15	1.3232	0.41
Sparrow	2	33.62	0.8316	1.03
Raven	1/0	53.49	0.5227	1.24
Quail	2/0	67.44	0.4151	1.56
Pigeon	3/0	85.02	0.3292	2.44
Penguin	4/0	107.2	0.2610	2.63 ¹

¹ Obtenidos de catálogo de conductores (ELECTRO CABLES).

La determinación y delimitación de estos conductores, expresados en las tablas 1 y 2, corresponden a un parámetro fundamental para ser considerado como variable de ingreso en la función multicriterio a programar.

2.4. Función Multicriterio

El principal objetivo de la función multicriterio es brindar optimizaciones con relación a los criterios requeridos, estos pueden ser: maximizar un parámetro como: ventas, ingresos, economía, etc, o minimizar parámetros como: pérdidas, costos, gastos, etc. En los sistemas eléctricos de distribución es importante brindar soluciones con toma de decisiones que ayuden a minimizar parámetros técnicos y económicos, lo cual lleva a realizar un balance entre economía y beneficio.

A continuación, se presenta la ecuación que define a la función multicriterio:

$$FM = \min(f(x)) = (f_1(x), f_2(x), \dots, f_n(x)) \quad (5)$$

Donde:

- FM: función multicriterio.
- f(x): objetivo por minimizar.
- x: variables de decisión.
- n: el número de funciones objetivo, la cual tiene que ser mayor que 2.

Posterior a la adquisición de datos iniciales y con el uso del software Matlab, se procede a implementar una función de optimización mediante un análisis de multicriterio, el cual tomara una respuesta en base a la suma ponderada de todas las condiciones planteadas:

- Primera condición de ingreso: voltaje en p.u en las barras (con un mínimo de 0.95 p.u).
- Segunda condición de ingreso: pérdidas en MW en las líneas de distribución (considerando como mínimo 0.001 MW).
- Tercera condición de ingreso: sección transversal del conductor (rangos determinados en las tablas 1 y 2).
- Cuarta condición de ingreso: precio del conductor (rangos establecidos en las tablas 1 y 2).
- Quinta condición de ingreso: resistencia del conductor (rangos establecidos en las tablas 1 y 2).

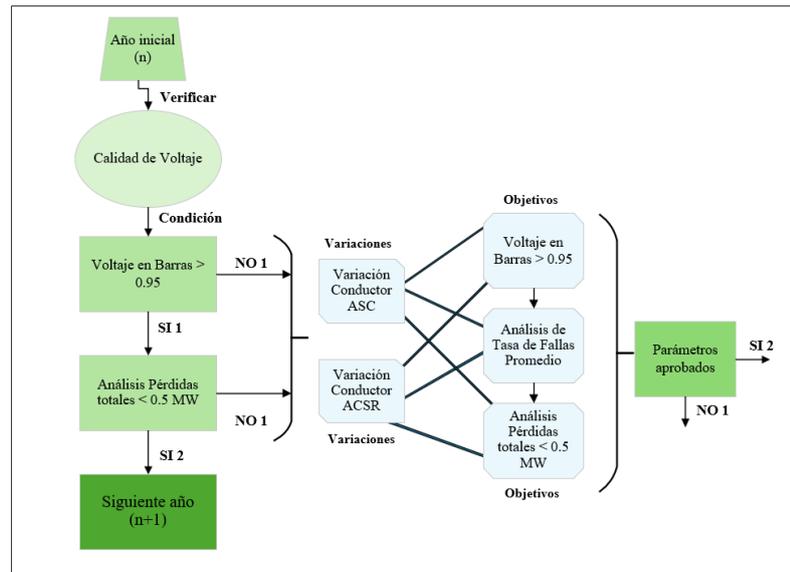


Figura 1. Diagrama de flujo a utilizar, considerando función multicriterio.

A pesar de que se ingresan cinco condiciones para ser consideradas como respuesta verdaderas o positivas ante los diferentes escenarios, se plantea restricciones iniciales que deben ser cumplidas previo al análisis, siendo estas:

- Primera restricción: analizar siempre y cuando el voltaje en las barras (expresado en p.u) se encuentre inferior al voltaje mínimo establecido.
- Segunda restricción: si el sistema presenta pérdidas mayores al 0.5 MW en todo el sistema, se procede a realizar el análisis.

Al contemplar las restricciones como punto de partida, garantiza realizar un análisis de optimización en los sistemas, evitando un cálculo innecesario en los años donde el crecimiento de la demanda no genere un impacto negativo en los sistemas de distribución a tal grado de reducir la confiabilidad y calidad, es decir, se encuentre por encima de los rangos mínimos establecidos, lo cual permite reducir el impacto económico ante cambios o adecuaciones innecesarias.

3. Caso de Estudio Sistema de Distribución 15 Barras

El continuo crecimiento de la demanda provoca inestabilidad en los sistemas de distribución, debido a que presentan una conexión directa con los usuarios finales. Los métodos tradicionales proponen mejorar la calidad y estabilidad del sistema, en las cuales se emplean métodos de compensación reactiva, siendo inyectados directamente al sistema. No obstante, se ha dejado de lado el comportamiento y el impacto que presenta el incremento de la demanda en los componentes asociados al sistema de distribución.

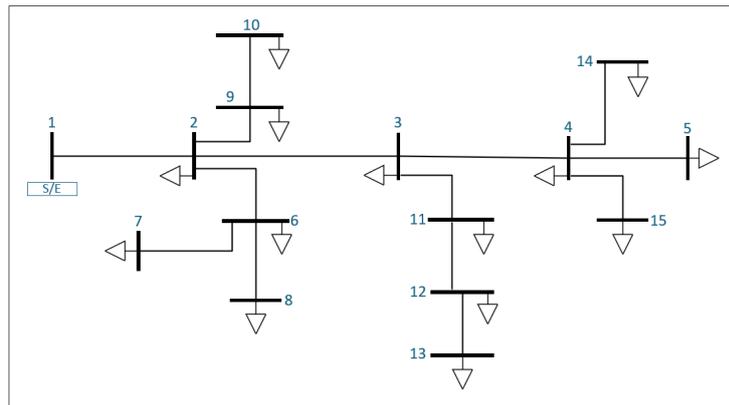


Figura 2. Sistema de Distribución de 15 Barras.

Con lo expuesto previamente, se procedió a utilizar la plantilla del sistema de distribución de 15 barras desarrollado por Das D., Kothari D. P., y Kalam A. en el año de 1995, el cual presenta un método sencillo y eficaz para resolver sistemas de distribución radiales, con un voltaje base de 13.3 kV.

A continuación, se presenta el incremento del 5 % anualmente hasta un periodo de 10 años para el sistema de distribución de 15 barras IEEE.

Tabla 3. Crecimiento de la Potencia Activa (MW) en el Sistema de Distribución de 15 barras.

Carga	Año 0	Año 1	Año 3	Año 5	Año 7	Año 9	Año 10
Carga 1	0	0	0	0	0	0	0
Carga 2	44.1	46.305	51.051	56.284	62.053	68.414	71.834
Carga 3	70	73.5	81.034	89.34	98.497	108.593	114.023
Carga 4	140	147	162.068	178.679	196.994	217.186	228.045
Carga 5	44.1	46.305	51.051	56.284	62.053	68.414	71.834
Carga 6	140	147	162.068	178.679	196.994	217.186	228.045
Carga 7	140	147	162.068	178.679	196.994	217.186	228.045
Carga 8	70	73.5	81.034	89.34	98.497	108.593	114.023
Carga 9	70	73.5	81.034	89.34	98.497	108.593	114.023
Carga 10	44.1	46.305	51.051	56.284	62.053	68.414	71.834
Carga 11	140	147	162.068	178.679	196.994	217.186	228.045
Carga 12	70	73.5	81.034	89.34	98.497	108.593	114.023
Carga 13	44.1	46.305	51.051	56.284	62.053	68.414	71.834
Carga 14	70	73.5	81.034	89.34	98.497	108.593	114.023
Carga 15	140	147	162.068	178.679	196.994	217.186	228.045

Tabla 4. Crecimiento de la Potencia Reactiva (MVar) en el Sistema de Distribución de 15 barras.

Carga	Año 0	Año 1	Año 3	Año 5	Año 7	Año 9	Año 10
Carga 1	0	0	0	0	0	0	0
Carga 2	44.991	47.24055	52.083	57.421	63.307	69.796	73.286
Carga 3	71.4143	74.985015	82.671	91.145	100.487	110.787	116.326
Carga 4	142.8286	149.97003	165.342	182.29	200.974	221.574	232.653
Carga 5	44.991	47.24055	52.083	57.421	63.307	69.796	73.286
Carga 6	142.8286	149.97003	165.342	182.29	200.974	221.574	232.653
Carga 7	142.8286	149.97003	165.342	182.29	200.974	221.574	232.653
Carga 8	71.4143	74.985015	82.671	91.145	100.487	110.787	116.326
Carga 9	71.4143	74.985015	82.671	91.145	100.487	110.787	116.326
Carga 10	44.991	47.24055	52.083	57.421	63.307	69.796	73.286
Carga 11	142.8286	149.97003	165.342	182.29	200.974	221.574	232.653
Carga 12	71.4143	74.985015	82.671	91.145	100.487	110.787	116.326
Carga 13	44.991	47.24055	52.083	57.421	63.307	69.796	73.286
Carga 14	71.4143	74.985015	82.671	91.145	100.487	110.787	116.326
Carga 15	142.8286	149.97003	165.342	182.29	200.974	221.574	232.653

4. Resultados Sistema de Distribución 15 Barras

La incorporación de métodos tradicionales para solventar los impactos negativos generados por el crecimiento de la demanda, tienen como objetivo mejorar la calidad y confiabilidad del sistema, no obstante, no se encuentran ligados al impacto económico que estos generan al momento de su incorporación. Uno de los principales componentes eléctricos que puede verse afectado por el crecimiento de la demanda son los conductores de las líneas de distribución, contemplando su exposición al aire libre e impacto ambiental, generando corrosión u oxidación, lo cual aumenta la resistencia al paso de la corriente e incrementa las pérdidas del sistema.

Con lo expuesto previamente, con la finalidad de brindar una posible solución al crecimiento de la demanda, se procede a realizar variaciones en los conductores de los sistemas de distribución y verificar su comportamiento ante parámetros de calidad de voltaje, reducción de pérdidas y aumento de confiabilidad, sin necesidad de incorporar métodos tradicionales como: bancos de condensadores, generación distribuida, duplicar circuitos o considerar algún cambio adicional en el sistema.

Conforme la implementación de la función multicriterio, misma que cuenta características específicas, se busca brindar una solución sustentable técnica y económicamente, sin dejar de lado el impacto que esta solución puede generar a los parámetros de calidad y confiabilidad. A continuación, se presentan las modificaciones más relevantes realizadas en los sistemas de distribución trabajados.

4.1. Condiciones Iniciales (Caso 0)

Previo al desarrollo de la función multicriterio se procede a obtener parámetros de voltaje en condiciones iniciales para cada sistema de distribución, considerando: voltaje en p.u, pérdidas del sistema en MW y la tasa de fallas promedio en los conductores. El sistema de distribución de 15 barras IEEE presenta voltaje en p.u por debajo del límite permitido (0.95 p.u) en las barras: 12, 13, 14 y 15, con lo cual es necesario realizar cambios en el año cero, visualizados en la figura 3.

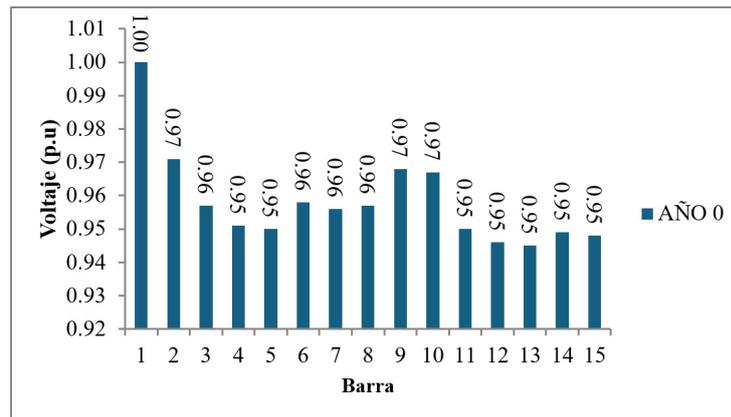


Figura 3. Voltaje en p.u del sistema de distribución de 15 barras IEEE, caso 0.

Conforme el análisis de pérdidas para el sistema de distribución, el modelo de 15 barras IEEE presenta un total de 0.06 MW, con lo cual se logra destacar que el modelo de 15 barras IEEE presenta pérdidas significativas en las siguientes líneas:

Tabla 5. Pérdidas en el modelo 15 barras IEEE, año 0.

Línea	Valor	Unidad
L1-L2	0.038	MW
L2-L3	0.011	MW
L3-L4	0.002	MW
L2-L6	0.006	MW
L3-L11	0.002	MW

Para poder evaluar las condiciones de confiabilidad de los sistemas, se procede a verificar la tasa de fallas promedio por Km en los conductores, con lo cual permite denotar que: el modelo de 15 barras se encuentra en un rango de 9.56 % (siendo el menor) y 13.46 % (siendo el mayor) en las líneas: L9-L10 y L12-L3.

4.2. Análisis Sistema de Distribución 15 Barras

Considerando los parámetros de calidad de voltaje y confiabilidad del sistema como requisitos indispensables en el sistema de distribución, se procede a realizar el análisis de la función multicriterio desde el año 0, debido a que el modelo de 15 barras IEEE presenta voltaje por debajo del mínimo permitido (0.95 p.u), el mismo que presenta un voltaje base de 13.3 kV.

Mediante la aplicación de la función multicriterio, se procedió a sustituir los conductores de las líneas: L1-L2, L2-L3, L3-L4, L2-L6, L3-L11 y L11-L12, por el conductor tipo Iris perteneciente al catálogo de ASC o AAC, el cual presenta las siguientes características:

- Calibre: 2 AWG.
- Sección Transversal: 33.62 (mm²).
- Resistencia: 0.856 (Ohm/Km).
- Costo: 0.926 (USD/m)

La sustitución del presente conductor en las líneas antes mencionadas mejora el perfil de voltaje del sistema, reduce las pérdidas del sistema y disminuye la tasa de fallas promedio existente en el sistema.

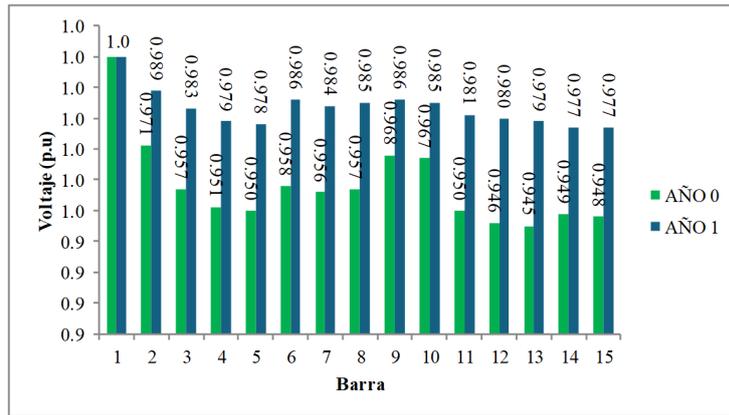


Figura 4. Comparación entre el voltaje en p.u existente en el año 0 y el voltaje en p.u al realizar los reemplazos en las líneas: L1-L2, L2-L3, L3-L4, L2-L6, L3-L11 y L11-L12.

Al realizar el reemplazo de conductor en las líneas de distribución: L1-L2, L2-L3, L3-L4, L2-L6, L3-L11 y L11-L12, se logra obtener un total de pérdidas en el sistema de: 0.041 MW, de igual manera se reducen las resistencias parciales en las líneas sustituidas.

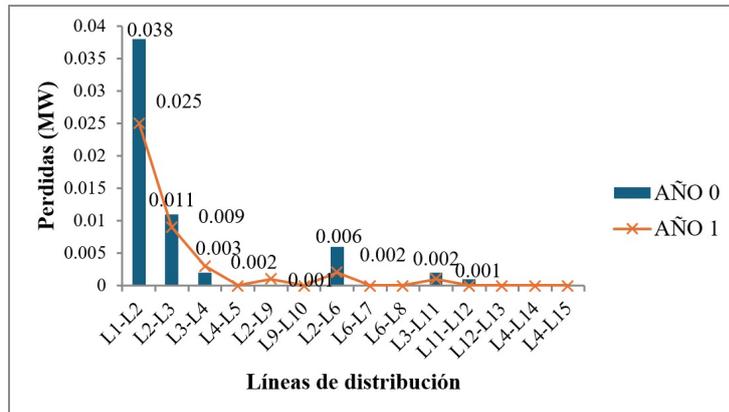


Figura 5. Comparaciones pérdidas: sistema de distribución caso 0 y sistema distribución con conductores reemplazados.

De igual manera al realizar la sustitución de los conductores se puede observar una reducción en la tasa de fallas promedio en todo el sistema, tal como se puede visualizar en la figura 6.

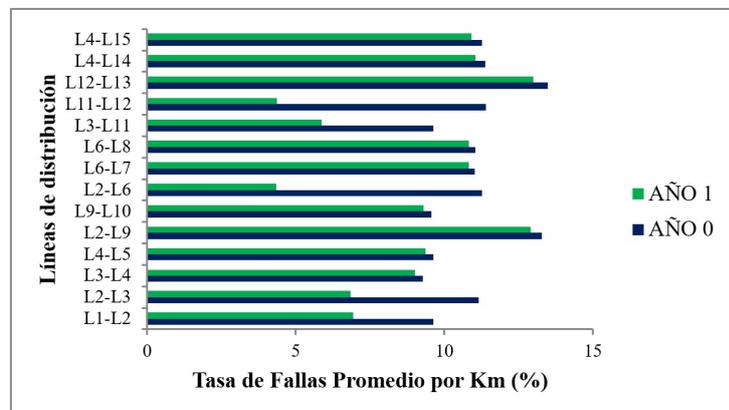


Figura 6. Análisis Tasa de fallas promedio caso 0 VS optimización en la inclusión de conductores.

Con el incremento de la carga en un 5 % paulatinamente, no se requiere realizar una sustitución en ninguna línea en los 5 años posteriores a los cambios realizados, debido a que cumple con las condiciones de voltaje mínimo requerido (0.95 p.u). Se logra detectar

que la siguiente adecuación o sustitución de conductores debe realizarse en el año 6. Con lo cual el resultado óptimo sería la sustitución del conductor en la línea de distribución L1-L2, mismo que debe ser sustituido por un conductor eléctrico tipo ACSR con las siguientes características:

- Calibre: 1/0 AWG.
- Sección Transversal: 53.49 (mm²).
- Resistencia: 0.5227 (Ohm/Km).
- Costo: 1.24 (USD/m)

Al realizar la sustitución correspondiente y el aumento de carga en los últimos 4 años, se logra detectar que no es necesario realizar la sustitución de ningún conductor eléctrico en las líneas de distribución del sistema, para ningún año posterior al año 6. Se puede visualizar el comportamiento del voltaje para los últimos 4 años en la figura 7.

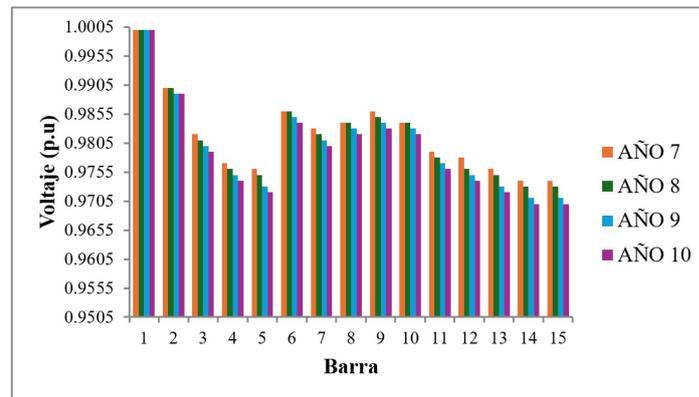


Figura 7. Comportamiento del voltaje en el sistema de distribución, ante el plan de expansión.

A continuación, se presenta el plan de expansión considerado en el año 0, contemplando los cambios realizados en las líneas de distribución y su afectación directa a la calidad y confiabilidad del sistema.

Tabla 6. Plan de expansión año 0 – año 1.

Línea	Confiabilidad Año 0		Confiabilidad Año 1		Barra	Calidad Año 0 y Año 1	
	Conductor	TFP %	Conductor	TFP %		V (p.u)	V (p.u)
L1-L2	ALTON 48,69	9.622	Iris	6.932	Barra 1	1.00	1.00
L2-L3	SWAN	11.148	Iris	6.828	Barra 2	0.971	0.989
L3-L4	SPARROW	9.276	Iris	9.0108	Barra 3	0.957	0.983
L4-L5	AKRON 4	9.626	AKRON 4	9.350	Barra 4	0.951	0.979
L2-L9	TURKEY	13.283	TURKEY	12.905	Barra 5	0.950	0.978
L9-L10	AKRON 4	9.566	AKRON 4	9.293	Barra 6	0.958	0.986
L2-L6	AKRON 6	11.270	Iris	4.331	Barra 7	0.956	0.984
L6-L7	SWAN	11.022	SWAN	10.820	Barra 8	0.957	0.985
L6-L8	SWAN	11.033	SWAN	10.831	Barra 9	0.968	0.986
L3-L11	AKRON	9.636	Iris	5.864	Barra 10	0.967	0.985
L11-L12	AKRON	11.401	Iris	4.354	Barra 11	0.950	0.981
L12-L13	TURKEY	13.465	TURKEY	12.998	Barra 12	0.946	0.980
L4-L14	AKRON 6	11.365	AKRON 6	11.040	Barra 13	0.945	0.979
L4-L15	SWAN	11.254	SWAN	10.9206	Barra 14	0.949	0.977
-	-	-	-	-	Barra 15	0.948	0.977

El cambio realizado en el año 0 brinda calidad y confiabilidad en el sistema de distribución hasta el análisis de crecimiento de la demanda existente en el año 6, con lo cual se plantea el siguiente plan de expansión.

Tabla 7. Plan de expansión año 6 – año 7.

Línea	Confiabilidad Año 6		Confiabilidad Año 7		Barra	Calidad Año 6 y Año 7	
	Conductor	TFP %	Conductor	TFP %		V (p.u)	V (p.u)
L1-L2	Iris	8.032	Raven	7.642	Barra 1	1.00	1.00
L2-L3	Iris	7.920	Iris	7.530	Barra 2	0.986	0.990
L3-L4	Iris	10.452	Iris	10.062	Barra 3	0.978	0.982
L4-L5	AKRON 4	9.408	AKRON 4	9.370	Barra 4	0.9740	0.977
L2-L9	TURKEY	12.945	TURKEY	12.905	Barra 5	0.972	0.976
L9-L10	AKRON 4	9.331	AKRON 4	9.303	Barra 6	0.983	0.986
L2-L6	Iris 6	5.0198	Iris	4.619	Barra 7	0.980	0.983
L6-L7	SWAN	10.865	SWAN	10.820	Barra 8	0.981	0.984
L6-L8	SWAN	10.876	SWAN	10.842	Barra 9	0.982	0.986
L3-L11	Iris	3.705	Raven	2.963	Barra 10	0.981	0.984
L11-L12	Iris	4.380	Iris	3.962	Barra 11	0.976	0.979
L12-L13	TURKEY	13.078	TURKEY	13.038	Barra 12	0.974	0.978
L4-L14	AKRON 6	11.108	AKRON 6	11.014	Barra 13	0.973	0.976
L4-L15	SWAN	10.99	SWAN	10.954	Barra 14	0.971	0.974
-	-	-	-	-	Barra 15	0.970	0.974

5. Caso de Estudio Sistema de Distribución 33 Barras

El sistema de distribución de 33 barras que fue desarrollado por Kashem M. A., Ganapathy V., Jasmon G. B., y Buhari M. en el año 2000, presentando un método para minimizar las pérdidas en las redes de distribución, con un voltaje base de 12.66 kV.

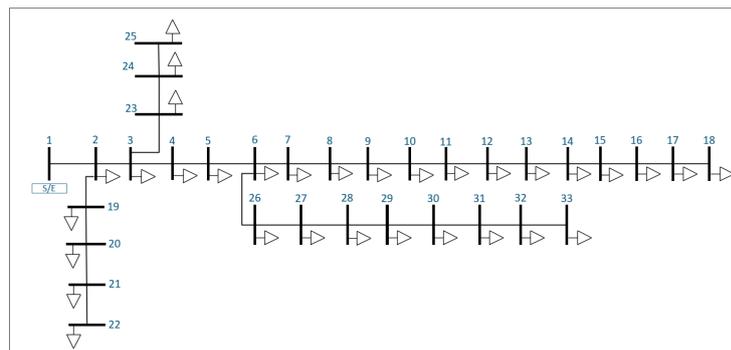


Figura 8. Sistema de Distribución de 33 Barras.

Se procede a realizar un incremento en la demanda del 5 % durante un periodo de 10 año en el sistema de distribución de 33 barras.

Tabla 8. Crecimiento de la Potencia Activa (MW) en el Sistema de Distribución de 33 barras.

Carga	Año 0	Año 1	Año 3	Año 5	Año 7	Año 9	Año 10
Carga 1	0	0	0	0	0	0	0
Carga 2	100	105	115.76	127.63	140.71	155.13	162.89
Carga 3	90	94.5	104.19	114.87	126.64	139.62	146.6
Carga 4	120	126	138.92	153.15	168.85	186.16	195.47
Carga 5	60	63	69.46	76.58	84.43	93.08	97.73
Carga 6	60	63	69.46	76.58	84.43	93.08	97.73
Carga 7	200	210	231.53	255.26	281.42	310.27	325.78
Carga 8	200	210	231.53	255.26	281.42	310.27	325.78
Carga 9	60	63	69.46	76.58	84.43	93.08	97.73
Carga 10	60	63	69.46	76.58	84.43	93.08	97.73
Carga 11	45	47.25	52.09	57.43	63.32	69.81	73.3
Carga 12	60	63	69.46	76.58	84.43	93.08	97.73
Carga 13	60	63	69.46	76.58	84.43	93.08	97.73
Carga 14	120	126	138.92	153.15	168.85	186.16	195.47
Carga 15	60	63	69.46	76.58	84.43	93.08	97.73
Carga 16	60	63	69.46	76.58	84.43	93.08	97.73
Carga 17	60	63	69.46	76.58	84.43	93.08	97.73
Carga 18	90	94.5	104.19	114.87	126.64	139.62	146.6
Carga 19	90	94.5	104.19	114.87	126.64	139.62	146.6
Carga 20	90	94.5	104.19	114.87	126.64	139.62	146.6
Carga 21	90	94.5	104.19	114.87	126.64	139.62	146.6
Carga 22	90	94.5	104.19	114.87	126.64	139.62	146.6
Carga 23	90	94.5	104.19	114.87	126.64	139.62	146.6
Carga 24	420	441	486.2	536.04	590.98	651.56	684.14
Carga 25	420	441	486.2	536.04	590.98	651.56	684.14
Carga 26	60	63	69.46	76.58	84.43	93.08	97.73
Carga 27	60	63	69.46	76.58	84.43	93.08	97.73
Carga 28	60	63	69.46	76.58	84.43	93.08	97.73
Carga 29	120	126	138.92	153.15	168.85	186.16	195.47
Carga 30	200	210	231.53	255.26	281.42	310.27	325.78
Carga 31	150	157.5	173.64	191.44	211.07	232.7	244.33
Carga 32	210	220.5	243.1	268.02	295.49	325.78	342.07
Carga 33	60	63	69.46	76.58	84.43	93.08	97.73

Con la finalidad de: obtener diversos casos de estudio relacionados al sistema de distribución de 33 barras IEEE, determinar los datos específicos de los componentes eléctricos del sistema y mediante la aplicación de la función multicriterio presentar un resultado óptimo, considerando parámetros de: resistencias, pérdidas, impacto económico, la desviación de voltaje y la tasa de fallas promedio.

322
323
324
325
326

Tabla 9. Crecimiento de la Potencia Reactiva (MVar) en el Sistema de Distribución de 33 barras.

Carga	Año 0	Año 1	Año 3	Año 5	Año 7	Año 9	Año 10
Carga 1	0	0	0	0	0	0	0
Carga 2	60	63	69.46	76.58	84.43	93.08	97.73
Carga 3	40	42	46.31	51.05	56.28	62.05	65.16
Carga 4	80	84	92.61	102.1	112.57	124.11	130.31
Carga 5	30	31.5	34.73	38.29	42.21	46.54	48.87
Carga 6	20	21	23.15	25.53	28.14	31.03	32.58
Carga 7	100	105	115.76	127.63	140.71	155.13	162.89
Carga 8	100	105	115.76	127.63	140.71	155.13	162.89
Carga 9	20	21	23.15	25.53	28.14	31.03	32.58
Carga 10	20	21	23.15	25.53	28.14	31.03	32.58
Carga 11	30	31.5	34.73	38.29	42.21	46.54	48.87
Carga 12	35	36.75	40.52	44.67	49.25	54.3	57.01
Carga 13	35	36.75	40.52	44.67	49.25	54.3	57.01
Carga 14	80	84	92.61	102.1	112.57	124.11	130.31
Carga 15	10	10.5	11.58	12.76	14.07	15.51	16.29
Carga 16	20	21	23.15	25.53	28.14	31.03	32.58
Carga 17	20	21	23.15	25.53	28.14	31.03	32.58
Carga 18	40	42	46.31	51.05	56.28	62.05	65.16
Carga 19	40	42	46.31	51.05	56.28	62.05	65.16
Carga 20	40	42	46.31	51.05	56.28	62.05	65.16
Carga 21	40	42	46.31	51.05	56.28	62.05	65.16
Carga 22	40	42	46.31	51.05	56.28	62.05	65.16
Carga 23	50	52.5	57.88	63.81	70.36	77.57	81.44
Carga 24	200	210	231.53	255.26	281.42	310.27	325.78
Carga 25	200	210	231.53	255.26	281.42	310.27	325.78
Carga 26	25	26.25	28.94	31.91	35.18	38.78	40.72
Carga 27	25	26.25	28.94	31.91	35.18	38.78	40.72
Carga 28	20	21	23.15	25.53	28.14	31.03	32.58
Carga 29	70	73.5	81.03	89.34	98.5	108.59	114.02
Carga 30	600	630	694.58	765.77	844.26	930.8	977.34
Carga 31	70	73.5	81.03	89.34	98.5	108.59	114.02
Carga 32	100	105	115.76	127.63	140.71	155.13	162.89
Carga 33	40	42	46.31	51.05	56.28	62.05	65.16

6. Resultados Sistema de Distribución 33 Barras

El análisis de la función multicriterio depende de los datos de ingreso o restricciones existentes en el sistema de distribución, con lo cual se procede a realizar un análisis inicial del sistema de 33 barras IEEE y verificar su comportamiento a lo largo del crecimiento de la demanda.

6.1. Condiciones Iniciales (Caso 0)

Debido a que el sistema de distribución de 33 barras IEEE no presenta voltajes por debajo del límite permitido (0.95 p.u), encontrándose con un valor superior el parámetro de calidad de voltaje mínimo establecido, no es necesario realizar un análisis de calidad de voltaje para el año 0, teniendo un valor de voltaje mínimo de 1.014 p.u en la barra 18, tal como se visualiza en la figura 9.

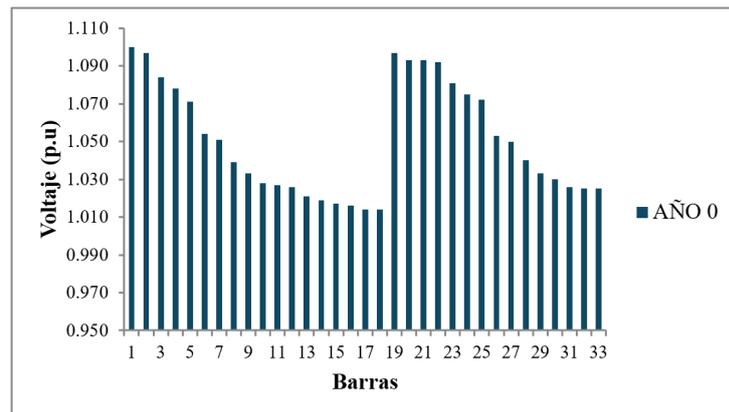


Figura 9. Voltaje en p.u del sistema de distribución de 33 barras IEEE, caso 0.

El modelo de 33 barras IEEE cumple con los parámetros de calidad de voltaje para el año 0 y que su valor de pérdidas totales (0.168 MW) en el modelo es inferior al previsto, no es necesario realizar un análisis de pérdidas para este año, sin embargo, a continuación, se presentan las pérdidas en las líneas más significativas:

Tabla 10. Pérdidas en el modelo 33 barras IEEE, año 0.

Línea	Valor	Unidad
L2-L3	0.038	MW
L5-L6	0.011	MW
L4-L5	0.002	MW
L3-L4	0.006	MW

Para poder evaluar las condiciones de confiabilidad de los sistemas, se procede a verificar la tasa de fallas promedio por Km en los conductores, el modelo de 33 barras presenta un rango de 5.62 % (siendo el menor) y 14.29 % (siendo el mayor), teniendo afectación en las líneas: L1-L2 y L21-L8.

6.2. Análisis Sistema Distribución de 33 barras

Debido a que el sistema de distribución de 33 barras IEEE presenta voltajes superiores al voltaje mínimo (0.95 p.u) en su año 0, se procede a subir la carga un 5% año por año, con el paso de los años el voltaje no disminuye o llega alcanzar el rango de voltaje mínimo establecido (0.95 p.u), con lo cual se procede analizar las pérdidas existente en el sistema, dando como resultado una modificación en el año 8 en las siguiente líneas de distribución: L7-L8, L9-L10, L12-L13, L16-L17, L19-L20 y L27-L28, los cuales tienes que ser sustituidos por el siguiente conductor tipo ASC o AAC:

- Calibre: 2 AWG.
- Sección Transversal: 33.62 (mm²).
- Resistencia: 0.856 (Ohm/Km).
- Costo: 0.926 (USD/m)

Con la sustitución del conductor antes mencionado en las líneas de distribución, se obtiene una mejora en el perfil de voltaje en las barras: 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 20, 21 y 22, tal como se presenta en la figura 10.

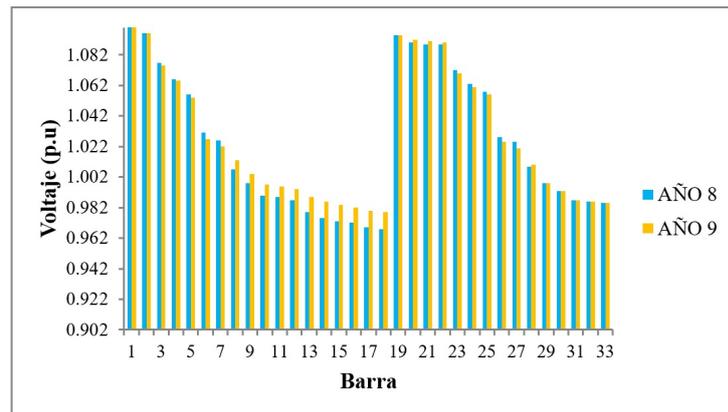


Figura 10. Comparación voltaje en p.u del año 8 vs voltaje en p.u del año 9.

Las pérdidas totales del sistema de distribución de 33 barras IEEE existentes en el año 8 presentan un valor de: 0.411 MW y las pérdidas totales del sistema para el año 9 (considerando la sustitución del conductor en las líneas antes mencionadas) presentan un valor de: 0.394 MW. De igual manera las tasas de fallas promedio por Km en el año 8 presenta un valor máximo de 11.21% en las líneas mencionadas previamente y en el año 9 (considerando la sustitución del conductor en las líneas antes mencionadas) presenta un valor máximo de 7.05% en las líneas mencionadas previamente.

A continuación, se presenta el plan de expansión considerado los cambios más relevantes realizados en el año 8, contemplando los cambios realizados en las líneas de distribución y su afectación directa a la calidad y confiabilidad del sistema.

Tabla 11. Plan de expansión año 8 – año 9.

Línea	Confiabilidad Año 8		Confiabilidad Año 9		Barra	Calidad Año 8 y Año 9	
	Conductor	TFP %	Conductor	TFP %		V (p.u)	V (p.u)
L7-L8	SWAN	11.968	Iris	7.529	Barra 8	1.007	1.013
L9-L10	SWAN	12.304	Iris	7.740	Barra 9	0.998	1.004
L12-L13	SWAN	12.441	Iris	7.826	Barra 12	0.997	0.994
L16-L17	SWAN	12.633	Iris	7.947	Barra 13	0.979	0.989
L19-L20	SWAN	11.214	Iris	7.054	Barra 14	0.975	0.986
L27-L28	SWAN	11.980	Iris	7.536	Barra 15	0.973	0.984
-	-	-	-	-	Barra 16	0.972	0.982
-	-	-	-	-	Barra 17	0.969	0.980

7. Discusión

El crecimiento de la demanda genera impactos negativos a distribución, afectando la calidad y confiabilidad del servicio a recibir. Con lo cual, los ingenieros eléctricos brindan soluciones en base a cada necesidad que se origine, por ejemplo: la inyección de componentes reactivos al sistema, la adecuación de generación distribuida, modificación de la infraestructura existente, entre otros, cayendo así en la implementación de métodos tradicionales. Lo cual conlleva que los métodos propuestos no se encuentran enfocados al impacto económico presente en estas soluciones, volviéndose así una afectación directa a los usuarios finales.

En vista de la presente problemática, surge la necesidad de buscar e implementar soluciones que puedan mitigar el impacto en el sistema de distribución debido al crecimiento de la demanda, considerando la menor inversión posible, sin dejar de lado los apartados de calidad y confiabilidad. Por lo cual, al adecuar correctamente las restricciones y variables de análisis en una función multicriterio se logra proporcionar soluciones óptimas ante el crecimiento de la demanda, considerando el impacto económico y sin dejar de lado los

apartados de calidad y confiabilidad ante el usuario final, permitiendo dejar a un lado los métodos tradicionales.

8. Conclusiones

La planificación de la expansión de los sistemas de distribución eléctrica, considerando criterios de calidad de voltaje y confiabilidad, es fundamental para asegurar un servicio eléctrico sólido y eficiente a largo plazo. Al integrar estos elementos en el diseño y desarrollo de la infraestructura, se garantiza un suministro energético que no solo se ajusta al crecimiento de la demanda, sino que también reduce interrupciones, mejora la estabilidad del voltaje y optimiza el uso de los recursos. Este enfoque integral, respaldado por tecnologías avanzadas y una gestión eficaz, es crucial para afrontar los retos energéticos futuros y asegurar la satisfacción de los usuarios en términos de calidad y continuidad del servicio.

Mediante la adquisición de dos modelos de distribución IEEE, siendo más específicos, los modelos de 15 y 33 barras, se procedió a obtener parámetros eléctricos esenciales como: voltaje en las barras, cargas asociadas a las barras, resistencia en las líneas de distribución, niveles de voltaje base (15 barras: 13.3 kV y 33 barras: 12.66 kV), lo cual permitió realizar un flujo de potencia en cada sistema. De igual manera, fue indispensable determinar la corriente que circula a través de cada línea de distribución y así poder determinar la tasa de fallas promedio que puede presentar el sistema en un periodo de tiempo establecido, lo cual brinda indicadores de confiabilidad del sistema.

Con la finalidad de poder obtener el comportamiento de los sistemas de distribución, se planteó un crecimiento de la demanda en un 5 % anual para cada sistema, lo cual conlleva a una disminución de la calidad de voltaje, un incremento en las pérdidas del sistema y así volviendo menos confiable ante cada crecimiento. Los datos obtenidos, permitieron realizar múltiples escenarios relacionados a: desviación de voltaje, análisis de pérdidas eléctricas, comprobación de tasa de fallas promedio, los cuales fueron extraídos y considerados en el análisis de cada año.

El crecimiento de la demanda generó afectaciones a los sistemas de distribución, no obstante, mediante la aplicación de una función multicriterio se logra brindar una solución que considera el apartado técnico y la inversión económica para el sistema, al momento de realizar la aplicación, la cual se encuentra ligada a la sustitución de los conductores existentes en los sistemas de distribución, por ejemplo: el sistema 15 barras IEEE presenta un cambio de conductores las líneas de distribución: L1-L2, L2-L3, L3-L4, L2-L6, L3-L11 y L11-L12 en el año 0, lo cual genera un impacto positivo para el sistema a lo largo de 5 años y permite mantener los estándares de calidad y confiabilidad del sistema.

La implementación del plan de expansión para el sistema de distribución de 15 barras en el año 0 generó impactos positivos en la calidad y confiabilidad del sistema, los cuales se mantienen con estándares altos hasta el año 6. El año 0 el sistema presenta un voltaje en sus barras 3, 4, 5, 12, 13, 14 y 15 de: 0.957, 0.951, 0.950, 0.946, 0.945, 0.949 y 0.948 (p.u) respectivamente, con la aplicación del plan de expansión los voltajes nuevos son: 0.983, 0.979, 0.978, 0.980, 0.979, 0.977 y 0.977 (p.u), encontrándose sobre el voltaje mínimo permitido. De igual manera presenta una disminución de pérdidas en las líneas de distribución: L1-L2, L2-L3, L3-L4, L2-L6, L3-L11 y L11-L12, teniendo como parámetro inicial: 0.038, 0.011, 0.003, 0.006, 0.002 y 0.001 (MW) y parámetro final: 0.025, 0.009, 0.002, 0.002, 0.001 y 0 (MW). El parámetro de confiabilidad perteneciente al análisis de falla promedio por Km presenta un decremento con la implementación del plan de expansión, contemplando las líneas: L1-L2, L2-L3, L3-L4, L2-L6, L3-L11 y L11-L12, con un parámetro inicial de: 9.622, 11.148, 9.276, 11.270, 9.636 y 11.401 (%) y un parámetro final de: 6.932, 6.828, 9.01, 4.331, 5.864 y 4.354 (%) respectivamente.

El plan de expansión correspondiente al sistema de 33 barras fue contemplado en el año 8, debido a las características del sistema, con lo cual se tiene mejora en los parámetros de calidad y confiabilidad del sistema. El voltaje en las barras: 13, 14, 15, 16 y 17 previo a la implementación del plan de expansión, presentaba un valor de: 0.979, 0.975, 0.973,

0.972 y 0.969 (p.u) y con un parámetro final de: 0.989, 0.986, 0.984, 0.982 y 0.980 (p.u). De igual manera el parámetro de confiabilidad presenta decrementos en base a la tasa de fallas promedio por Km, teniendo como valores iniciales: 11.968, 12.304, 12.441, 12.633, 11.214 y 11.980 (%) y un valor final de: 7.529, 7.740, 7.826, 7.947, 7.054 y 7.536 (%), en las líneas: L7-L8, L9-L10, L12-L13, L16-L17, L19-L20 y L27-L28.

References

1. Juan Noh; Wookyu Chae; Woohyun Kim; Sungyun Choi. A Study on Meshed Distribution System and Protection Coordination Using HILS System. *ICTC* **2022**, *13*, 344–346.
2. Xiang Cai; Xiudong Zhou; Qingjun Huang; Junwei Zhu; Ziang Li; Zehong Chen. Low Voltage Governance in Distribution Networks Based on Wide Range On-load Regulating Transformer. *ICED* **2022**, *9*, 164–167.
3. Naoyuki Takahashi; Yokosuka - Shi. Advanced Autonomous Voltage-Control Method using Sensor Data in a Distribution Power System. *UTC* **2023**, *3*, 2–6.
4. Tao Yan; Rui Li; Wei Liu; Wei Zhang; Hui Hui; Yuan Yao. Resiliency Evaluation of Low- Voltage Distribution System Considering Refusal and Misoperation *ISPEC* **2021**, *11*, 1425–1429.
5. Lisheng Li; Linli Zhang; Yong Sun; Jianxiu Li. Study on Voltage Control in Distribution Network with Renewable Energy Integration *UTC* **2023**, *3*, 2–4.
6. Liu Haitao; He Lianjie; Li Yuling; Yu Xia. A primary and secondary equipment integrated intelligent distribution system breaker to better locate and isolate faults *ICED* **2022**, *9*, 1652–1655.
7. Anabel Lemus; Diego Carrión; Eduar Aguirre; Jorge Gonzáles. Localización de recursos distribuidos en redes eléctricas rurales-urbanas marginales considerando el índice de predicción de colapso de tensión *INGEUIUS* **2022**.
8. Mehdi Attar; Omid Homaei; Sami Repo. Importance Investigation of Load Models Consideration in Stand-Alone Voltage Regulators Placement in Distribution Systems *IEEE* **2020**
9. Ahmed Bedawy; Karar Mahmoud; Yutaka Sasaki; Yoshifumi Zoka. A Cooperative Voltage Control Approach for Distribution Systems Based on Voltage Regulators and PV Inverters *MEPCON* **2021**
10. Saced Mahdavian; Mohsen Hamzeh. Reactive Power Management of PV Systems by Distributed Cooperative Control in Low Voltage Distribution Networks *IEEE* **2021**
11. Julie Richmond; Liam Mcsweeney; Jonathan Berry. THE OPERATION AND BENEFITS OF AN INTEGRATED NETWORK MODEL TO ENABLE DISTRIBUTION SYSTEM OPERATION *CIREN* **2021**, *9*, 0903.
12. Santiago Marcial; Alexander Águila. Óptima Compensación de Potencia Reactiva en Redes de Distribución Radiales considerando periodo de diseño *INCISCOS* **2020**, 112–114.
13. Diego Ponce; Alexander Águila; Narayanan Krishnan. Optimal Selection of Conductors in Distribution System Designs Using Multi-Criteria Decision *MDPI* **2023**, *9*, 6–17
14. Sigüencia Oscar; Pires Luis; Sempertegui Rodrigo. Metodologías de decisión multicriterio para planeación energética en zonas rurales del Ecuador *I+D+Ingeniería* **2021**, *8*, 293–296
15. Alexander Téllez. Multicriteria Analysis for Quality and Reliability in Electrical Systems **2020**, *9*, 56–75
16. Alexander Aguila; Leony Ortiz; Rogelio Orizondo; Gabriel López. Optimal location and dimensioning of capacitors in microgrids using a multicriteria decision algorithm *Heliyon* **7** **2021**, 3–8
17. Alexander Aguila. OPTIMIZACIÓN MULTICRITERIO DE FLUJOS DE POTENCIA REACTIVA EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE DISTRIBUCIÓN *Universidad Pontificia Bolivariana* **2021**
18. Alexander Aguila; Leony Ortiz; Milton Ruiz; K. Narayanan; Silvana Varela. Optimal Location of Reclosers in Electrical Distribution Systems Considering Multicriteria Decision Through the Generation of Scenarios Using the Montecarlo Method *IEE Access* **2023**
19. Edison Guanochangea; Alexander Aguila; Leony Ortiz. Multicriteria analysis for optimal reconfiguration of a distribution network in case of failures *Heliyon* **9** **2023**

Disclaimer/Publisher’s Note: The statements, opinions and data contained in all publications are solely those of the individual author(s) and contributor(s) and not of MDPI and/or the editor(s). MDPI and/or the editor(s) disclaim responsibility for any injury to people or property resulting from any ideas, methods, instructions or products referred to in the content.