

**ÓPTIMA DETERMINACIÓN DE CALIBRE DE ALIMENTADORES
PRIMARIOS MEDIANTE USO DE PROGRAMACIÓN NO LINEAL ENTERA
MIXTA**

**UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA
SEDE QUITO**

**CARRERA:
INGENIERÍA ELÉCTRICA**

**Trabajo de titulación previo a la obtención del título de
INGENIERO ELÉCTRICO**

**TEMA:
ÓPTIMA DETERMINACIÓN DE CALIBRE DE ALIMENTADORES
PRIMARIOS MEDIANTE EL USO DE PROGRAMACIÓN NO LINEAL
ENTERA MIXTA**

**AUTOR:
JUAN CARLOS CISNEROS MARTÍNEZ**

**TUTOR:
JORGE PAUL MUÑOZ PILCO**

Quito, febrero 2020

Juan Carlos Cisneros Martínez

**ÓPTIMA DETERMINACIÓN DE CALIBRE DE ALIMENTADORES
PRIMARIOS MEDIANTE EL USO DE PROGRAMACIÓN NO LINEAL
ENTERA MIXTA**

Universidad Politécnica Salesiana, Quito – Ecuador 2020

Ingeniería Eléctrica

Breve reseña histórica e información de contacto.



Juan Carlos Cisneros Martínez (Y'1989). Realizó sus estudios de nivel secundario en el Instituto Tecnológico Superior Central Técnico de la ciudad de Quito. Egresado de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Politécnica Salesiana. Su trabajo se basa en la optimización de alimentadores primarios usando GAMS para su aplicación en las etapas de planificación y diseño de redes de distribución en sistemas eléctricos de potencia.

jcisnerosma@ups.edu.ec

Dirigido por:



Jorge Paúl Muñoz Pilco (Y'1989). Realizó sus estudios superiores en la Escuela Politécnica Nacional, Quito –Ecuador, 2014, obteniendo el título de Ingeniero Eléctrico. Además, cursó estudios de posgrado como becario de Fundación Carolina en la Universidad Pública de Navarra, Pamplona –España, 2017, obteniendo el título de Máster en Energías Renovables: Generación Eléctrica. Actualmente es profesor ocasional a tiempo completo en la Universidad Politécnica Salesiana.

jmunoz@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 la 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 o investigativos por cualquier medio, con la debida notificación a los autores.

DERECHOS RESERVADOS

©2020 Universidad Politécnica Salesiana

QUITO - ECUADOR

DECLARATORIA DE COAUTORÍA DEL DOCENTE TUTOR

Yo, Jorge Paul Muñoz Pilco declaro que bajo mi dirección y asesoría fue desarrollado el trabajo de titulación “*ÓPTIMA DETERMINACIÓN DE CALIBRE DE ALIMENTADORES PRIMARIOS MEDIANTE USO DE PROGRAMACIÓN NO LINEAL ENTERA MIXTA*” realizado por Juan Carlos Cisneros Martínez, obteniendo un producto que cumple con todos los requisitos estipulados por la Universidad Politécnica Salesiana para ser considerados como trabajo final de titulación.

Quito D.M., febrero de 2020



Jorge Paúl Muñoz Pilco

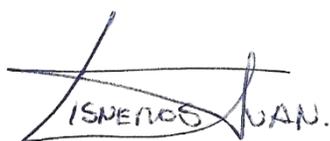
C.C.: 1719006189

CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR

Yo, Juan Carlos Cisneros Martínez, con documento de identificación N° 1716225667, manifiesto mi voluntad y cedo a la Universidad Politécnica Salesiana la titularidad sobre los derechos patrimoniales en virtud de que soy autor del trabajo de grado/titulación intitulado: *“ÓPTIMA DETERMINACIÓN DE CALIBRE DE ALIMENTADORES PRIMARIOS MEDIANTE USO DE PROGRAMACIÓN NO LINEAL ENTERA MIXTA”*, mismo que ha sido desarrollado para optar por el título de: Ingeniero Eléctrico, en la Universidad Politécnica Salesiana, quedando la Universidad facultada para ejercer plenamente los derechos cedidos anteriormente.

En aplicación a lo determinado en la Ley de Propiedad Intelectual, en mi condición de autor me reservo los derechos morales de la obra antes citada. En concordancia, suscribo este documento en el momento que hago entrega del trabajo final en formato digital a la Biblioteca de la Universidad Politécnica Salesiana.

Quito, D.M., febrero de 2020



Handwritten signature of Juan Carlos Cisneros Martínez, with the name written in capital letters below the signature.

.....
Juan Carlos Cisneros Martínez

C.C.: 1716225667

1. ÍNDICE GENERAL

1	Introducción	2
2	Marco teórico	4
2.1	Sistemas de Distribución de energía eléctrica.....	4
2.1.1	Subtransmisión y subestación de distribución	5
2.1.2	Transformadores de distribución.....	6
2.1.3	Alimentadores secundarios y servicios	7
2.2	Caídas de voltaje en los circuitos de distribución	7
2.3	Pérdidas en el sistema distribución asociadas a los alimentadores primarios	8
2.3.1	Pérdidas Técnicas.....	8
2.3.2	Pérdidas No Técnicas	8
2.3.3	Determinación de las pérdidas y los costos.....	9
2.4	Planificación y el diseño de los Sistemas de Distribución	10
2.4.1	Planificación de subestaciones de distribución	10
2.4.2	Planificación de alimentadores primarios de distribución	10
3	Optimización de la planificación en sistemas de distribución	12
3.1	Sistema General de Modelaje Algebraico (GAMS).....	12
4	Modelo de optimización para alimentadores primarios.	12
4.1	Modelación matemática para flujos de potencia	12
4.2	Modelo de optimización para alimentadores primarios	13
4.2.1	Función objetivo.....	13
4.2.2	Restricciones	14
5	Implementación del modelo matemático	15
6	Análisis de resultados.....	16
6.1	Caso de estudio.....	16
6.2	Resultados	18
6.2.1	Evaluación de los resultados de la optimización.....	18
7	Conclusiones	22
7.1	Trabajos futuros.....	23
8	Referencias	23
8.1	Matriz de Estado del Arte.....	26
8.2	Resumen de Indicadores.....	29
9	Anexos.....	31

2. ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Estudios de planificación en los sistemas de distribución.	2
Figura 2. Esquema que describe la estructura de un sistema eléctrico de potencia.	3
Figura 3. Selección del conductor en función de los costos y la corriente de carga [6]. ...	4
Figura 4. Sistema básico de distribución [15].	5
Figura 5. Diagrama unifilar del sistema de distribución. A) radial y B) mallado [17].	6
Figura 6. Esquema unifilar de los tipos de subestaciones de distribución en un anillo [20].	6
Figura 7. Diagrama del sistema de distribución radial de 15 barras.	15
Figura 8. División de ramales del sistema de distribución de estudio.	17
Figura 10. Selección del conductor por tipo de carga.	20
Figura 9. Caída de voltaje acumulado para el Ramal 1 por tipo de escenario de carga. ...	20
Figura 12. Caída de voltaje acumulado para el Ramal 2 por tipo de escenario de carga.	21
Figura 11. Caída de voltaje acumulado para el Ramal 3 por tipo de escenario de carga.	21
Figura 13. Resumen e indicador de la temática - Estado del arte	29
Figura 14. Indicador de formulación del problema - Estado del arte.....	29
Figura 15. Indicador de solución - Estado del arte	30

3. ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Valores de caída de voltaje por valor de voltaje nominal.	7
Tabla 2. Características por tipo de conductor.....	17
Tabla 3. Demanda por tipo de escenario.	17
Tabla 4. Resultado de voltajes GAMS vs DIgSILENT.	18
Tabla 5. Calibre de conductor seleccionado.	19
Tabla 6. Pérdidas de potencia activa.	22
Tabla 7. Matriz de estado del arte	26
Tabla 8. Características eléctricas de los nexos del sistema eléctrico.....	31
Tabla 9. Características eléctricas de los nodos del sistema eléctrico.	31

ÓPTIMA DETERMINACIÓN DE ALIMENTADORES PRIMARIOS MEDIANTE EL USO DE PROGRAMACIÓN NO LINEAL ENTERA MIXTA

Resumen

Como parte de los estudios de planificación en los sistemas eléctricos de potencia se reconoce a la red de distribución como una de las actividades más importantes, debido a la relación directa con los centros de carga. El presente trabajo se enfoca en presentar un análisis y modelamiento que permita obtener una optimización de los alimentadores primarios, bajo consideraciones técnicas y económicas, utilizando para esto el sistema general de modelamiento algebraico GAMS.

En la modelación propuesta, se ha considerado la topología de un sistema prototipo de distribución radial de 15 barras sujeto a una serie de escenarios, de tal modo que permita obtener soluciones óptimas que cumplan con los requerimientos técnicos establecidos en normas y regulaciones, además, sean soluciones óptimas considerando también los costos de inversión y los costos asociados a las pérdidas; todo esto, con el objetivo de aportar a los estudios de planificación y diseño de las redes de distribución de acuerdo con los mejores atributos de seguridad, calidad y confiabilidad.

Palabras Clave: *Alimentadores primarios, optimización, pérdidas activas de potencia, pérdidas activas de energía, costos de inversión, costos de pérdidas, GAMS, Sistema Eléctrico de Distribución.*

Abstract

Distribution network is recognized as one of the most important activities in the electric power systems planning assessment because it has relation with charging centers, so, the current job focuses on present a primary feeder's optimization modeling and analysis according to technical and economic considerations, through the General Algebraic Modeling System (GAMS).

In the proposed modeling, the topology of a 15 buses radial distribution prototype system has been considered with several scenarios, in such a way that it allows to obtain optimal solutions that accomplish the technical requirements established in standards and regulations, in addition, the solutions should optimal, considered investment and losses costs; all this, with the objective of contributing to the planning and design studies of the distribution networks in accordance with the best attributes of safety, quality and reliability.

Keywords: Primary feeders, optimization, active power losses, active energy losses, investment costs, loss costs, GAMS, Electric Distribution System.

1 Introducción

A los sistemas eléctricos de potencia se los ha dividido en distintas etapas: generación, transmisión y distribución, cada fase constituye un área de alto interés de investigación, principalmente en los estudios de planificación y expansión debido a todas las variables asociadas en su desarrollo.

Si se dirige la atención a los usuarios finales, el sistema de distribución es el campo que está directamente relacionado, por lo que esta estructura se ve sometida a análisis necesarios de planificación y operación bajo distintos criterios de confiabilidad. Con el desarrollo social, tecnológico y económico, la cantidad de usuarios y su demanda tiene un crecimiento sectorial indistinto y agregando las características de la carga existente y la topología de las redes, causan en la planificación y diseño de la red de distribución un mayor impacto y es motivo de profundo estudio [1][2].

En base a las razones anteriores, los sistemas eléctricos en la etapa de la distribución representan una inversión significativa dentro de la cadena de producción, la cual debe ser prevista para una adecuada prestación del servicio público de energía eléctrica. Siendo así que dependiendo del tipo de centrales de generación y de la caracterización de los sistemas eléctricos de distribución, las inversiones pueden simbolizar hasta el 60% del presupuesto del capital y el 20% de los costos de operación del sistema eléctrico [3]; por lo que el minimizar los costos del sistema es un desafío constante en los diferentes estudios de planificación expuestos en la Figura 1, por ejemplo al diseñar un sistema de alimentación que se relaciona con una sola subestación pueden existir muchas opciones de diseño viables pero encontrar un plan de costo reducido para un sistema de distribución

que está asociado con algunas subestaciones llega a ser una tarea realmente compleja. Y para identificar la mejor configuración en la expansión de distribución con el objetivo de minimizar costos y pérdidas es justo el requerimiento de nuevas herramientas computacionales y este ha sido el nuevo enfoque de trabajo de las últimas décadas, denotándose una nueva serie de programas de optimización a través de ayudas computacionales que ayudan a elegir el mejor camino dentro de varias posibilidades, hay que considerar que no se puede modelar estrictamente todas las características de un sistema eléctrico debido a la naturaleza dinámica de las variables del mismo, que afectan su precisión, pero si la mayoría, entonces estas herramientas brindan aproximaciones que pueden ayudar a reducir los costos en los sistemas distribución del 5% al 10%, siendo esta una razón suficiente para utilizarlos [3][4].

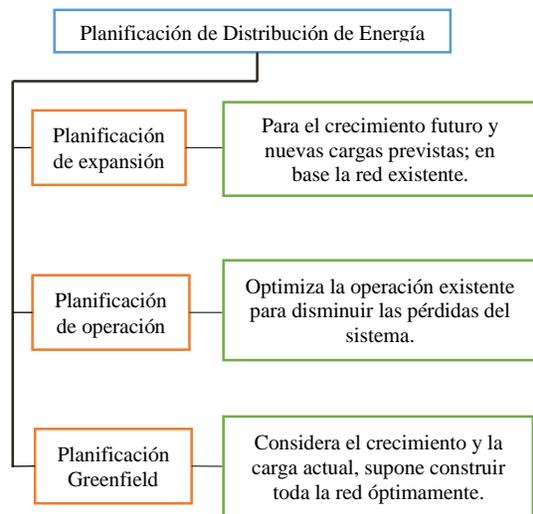


Figura 1. Estudios de planificación en los sistemas de distribución.

Dentro de la planificación de expansión de un sistema de distribución se cuenta con un tiempo óptimo de instalación, la ubicación y la capacidad de las instalaciones para satisfacer una

demanda proyectada.; donde el diseño ideal será el que satisface las restricciones de operación y seguridad del sistema con costos mínimos de instalación y operación [5].

Tradicionalmente los problemas de planificación se centran en encontrar el enrutamiento de las redes de energía eléctrica que a través de algunos métodos son posibles optimizarlos y solo ciertos trabajos como [6][7][8], tienen en cuenta al resto de elementos constitutivos del sistema de distribución que también permiten reducir costos y pérdidas significativas en el sistema [9].

Por ejemplo, el trabajo investigativo en [6] sintetiza los resultados de la formulación de un modelo de optimización para la determinación de la cantidad transformadores a implementar considerando las etapas de planificación y diseño de sistemas de distribución, considerando para el efecto criterios técnicos y económicos asociados.

Así mismo la investigación detallada en [7] presenta una técnica mejorada para la planificación óptima de los sistemas de subestación, la técnica emplea un modelo de costo preciso y por fases e incorpora un modelo de formulación flexible para de planificación que se adapta al análisis detallado de sistemas de distribución de energía eléctrica de tamaño limitado, además al análisis aproximado de redes de distribución a gran escala.

Por su parte, el trabajo desarrollado en [8] usa el método de valor presente, el cual permite contabilizar adecuadamente las condiciones de crecimiento de la carga, factor de pérdida e inflación del costo de energía, para esta investigación, las ecuaciones de costo total del alimentador que se utilizan para la planificación a largo plazo se derivan considerando los componentes de costos de energía y demanda, por tanto las expresiones matemáticas pueden obtener

el tamaño óptimo del cable de un alimentador primario.

Es así que, si la densidad de la carga del sistema de distribución crece en áreas particulares, y a cada área le corresponden circuitos de alimentación primarios aéreos o subterráneos, donde se evidencia el crecimiento de la demanda debe estar acompañado por un método independiente equivalente de progresión tanto de la subestación de distribución y la capacidad del alimentador primario; es decir el sistema de distribución debe contar con un plan de crecimiento para abastecer la demanda requerida [10][11].

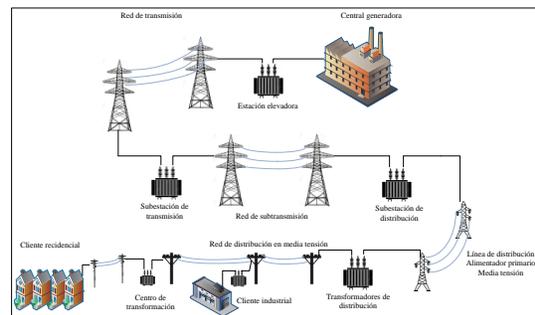


Figura 2. Esquema que describe la estructura de un sistema eléctrico de potencia.

En las subestaciones de distribución y sus alimentadores primarios como se visualiza en la Figura 2, se pueden alterar ciertas características para optimizar la economía, la operación y la calidad del servicio con una variedad de métodos generales, sin embargo, el presente trabajo se enfoca en establecer un modelo apropiado de optimización para los alimentadores primarios de las redes de distribución, tanto en su etapa de planificación como en la de diseño, debido a su especial relevancia sobre los efectos económicos y técnicos [12].

En este sentido, a través del estudio de optimización descrito en [13] se obtiene como resultado el nomograma mostrado en la Figura 3, el cual ayuda en la

selección del conductor para una red eléctrica primaria en función de la corriente de carga y el mínimo costo.

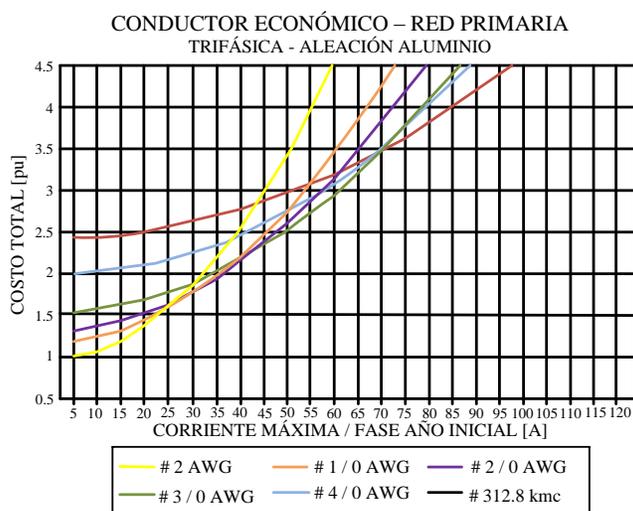


Figura 3. Selección del conductor en función de los costos y la corriente de carga [6].

Con base en estos antecedentes en el desarrollo de esta investigación se analizan los tópicos relacionados con los indicadores técnicos que deben ser considerados en la planificación y en el diseño de los alimentadores primarios; en particular en lo referente a la calidad del producto y a las pérdidas. Se ilustran los algoritmos técnicos que suelen ser utilizados para la evaluación de estos indicadores; para luego, presentar las características del modelo matemático desarrollado en el entorno GAMS donde se considera las variables evaluadas y las restricciones normativas y regulatorias; los objetivos de la optimización, la función objetivo, las variables de entrada empleadas y los resultados de salida obtenidos; así usando los sistemas computacionales y los modelos matemáticos de optimización actualizados para su aplicación práctica; particularmente en cuanto a la optimización técnica y económica.

El modelo se pretende validar en el sistema de 15 barras utilizado para simulaciones de la IEEE con un alimentador estándar y sus ramales con un mismo calibre de conductor para evaluar y establecer los aspectos concluyentes que correspondan.

El trabajo contiene una distribución dada de la siguiente manera: En la Sección 1: introducción y antecedentes que originaron la investigación; Sección 2: incluye un marco teórico con la síntesis de los conceptos básicos del sistema de distribución, indicadores técnicos dentro de la planificación; Sección 3: optimización en la distribución; Sección 4: modelamiento de las variables, restricciones y función objetivo; Sección 5: implementación del modelo de optimización; Sección 6: análisis de resultados y, finalmente conclusiones y trabajos futuros.

2 Marco teórico

2.1 Sistemas de Distribución de energía eléctrica

A continuación del primer descenso del nivel de voltaje de transmisión tiene lugar la etapa de subtransmisión donde la reducción depende del voltaje de transmisión, aquí es donde inicia el sistema de distribución cuando el descenso de voltaje está dirigido a la subestación de distribución donde se operan a dos niveles de voltaje [14]:

- Voltaje de alimentador o primario
- Voltaje de consumo o secundario

El sistema de distribución perteneciente a proveedores privados o estatales, es alimentado desde las subestaciones de transformación de distribución y entrega el suministro de energía a través de las redes de

distribución a los distintos consumidores con niveles normalizados y bajo distintos escenarios de seguridad [15].

Se define al sistema de distribución considerando todos los componentes funcionales descritos a continuación:

- Subtransmisión, y subdistribución,
- Alimentadores primarios,
- Transformadores de distribución
- Alimentadores secundarios y servicios.

Para todas las cargas y redes esta estructura es válida, la Figura 4 muestra esquemáticamente los elementos desde el sistema de potencia al sistema de distribución.

2.1.1 Subtransmisión y subestación de distribución

La subestación de distribución recibe de la red de subtransmisión la potencia y transforma al voltaje de los alimentadores primarios, es decir a la red de subtransmisión se la relaciona con la subestación de distribución. El circuito de subtransmisión puede ser de cuatro arreglos: radial, anillo, mallado y anillo con amarre, y llega a la estructura de los sistemas de distribución que pueden ser radiales y mallados. Para los flujos de potencia los sistemas radiales cuentan con un solo camino hasta llegar a la carga, mientras que el sistema mallado tiene varios caminos paralelos, así como se muestra en la Figura 5. La elección adecuada de estos sistemas depende de los costos, de la planificación del sistema eléctrico y de la continuidad del servicio que se necesite [16][17].

Para a continuación describir de manera adecuada las subestaciones de distribución que se ilustran en la Figura 6, las ha incluido en la estructura en anillo

para subtransmisión, que es la usada con mayor frecuencia [18][19].

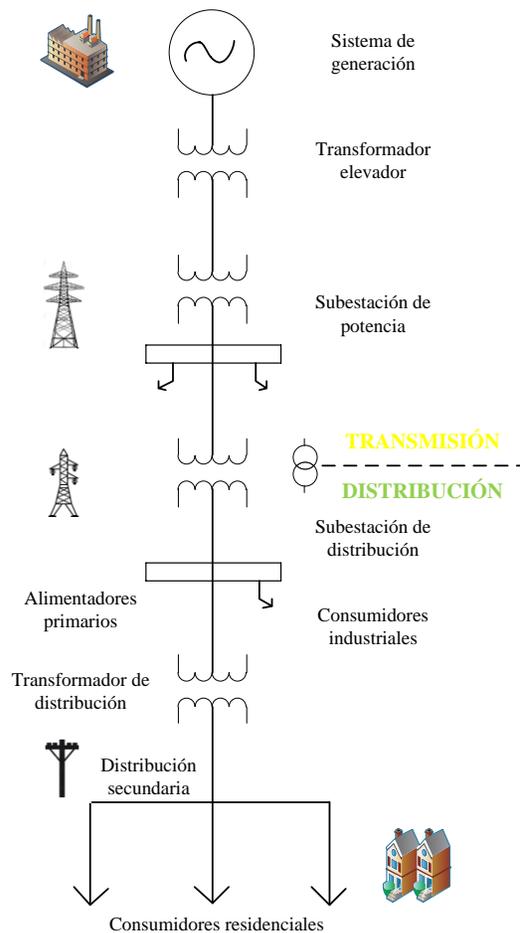


Figura 4. Sistema básico de distribución [15].

- *Subestación convencional:* Dispone de una protección bidireccional que actúa sobre el circuito de la subestación y el anillo de subtransmisión, de modo que ante la aparición de una anomalía se presenta una caída de voltaje, pero no una pérdida del suministro de energía es de mayor confiabilidad. Normalmente puede tener más de dos alimentadores primarios, esto depende económicamente del sistema de distribución, de la subtransmisión y la carga.

- *Subestación dúplex:* es menos confiable, alterna únicamente dos alimentadores primarios con interruptores de por medio, y estos pueden abastecer a más alimentadores. El interruptor asociado a cada transformador sirve como interruptor del transformador y del alimentador.

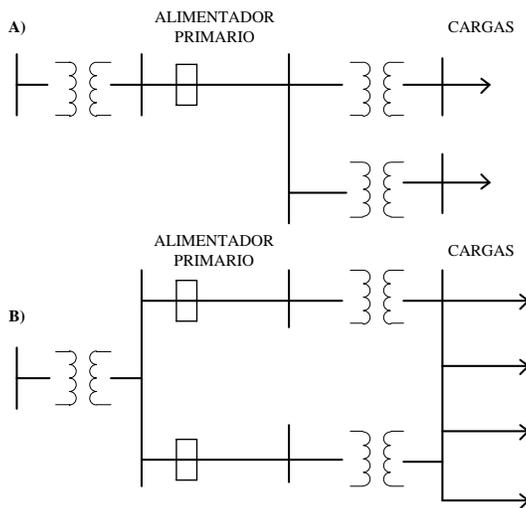
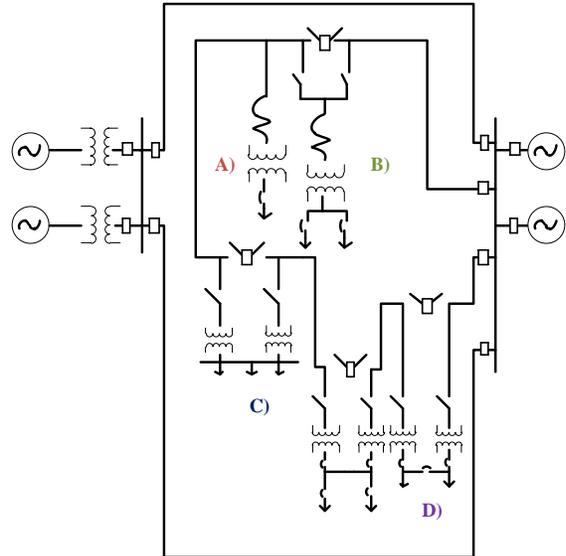


Figura 5. Diagrama unifilar del sistema de distribución. A) radial y B) mallado [17].

- *Subestaciones de un transformador,* es poco confiable para asegurar la continuidad del servicio. Dispone de interruptores sobre el anillo, de modo que la subestación puede salir de servicio, pero si existe una subestación adyacente sigue operando porque parcialmente sigue conectada al anillo de subtransmisión.
- *Subestaciones pequeñas:* se pueden acoplar al anillo, pero son de menos confiabilidad debido a que después de una falla las acciones de reconexión se las realiza manualmente.



- A) Subestación pequeña.
- B) Subestación de un transformador.
- C) Subestación convencional.
- D) Subestación dúplex.

Figura 6. Esquema unifilar de los tipos de subestaciones de distribución en un anillo [20].

El alimentador primario en su estructura más simple puede ser radial monofásico o trifásico de tres y cuatro hilos, también puede tener un arreglo en anillo con un seccionador automático que divide en dos tramos al alimentador.

Una estructura de mayor confiabilidad para los alimentadores es la de anillo con amarre, que aparte de interruptores para el anillo, secciona ante una falla en varias partes a un alimentador adyacente para disminuir las interrupciones temporales. Y la máxima seguridad de los alimentadores se logra con arreglos mallados, estos se caracterizan por ser abastecidos a través de varias redes autónomas de subtransmisión, es beneficioso al momento de una falla ya que a través de varios seccionamientos se restablece la energía [10][23].

2.1.2 Transformadores de distribución

Posterior a los alimentadores primarios están los equipos de transformación que disminuyen el nivel de voltaje a un valor

admisible para entregar a los usuarios o, es el enlace con los alimentadores secundarios. Para determinar la capacidad se evalúa directamente a las necesidades de las cargas y sus fases depende de las fases de los alimentadores [24].

Las conexiones en el lado primario del transformador son: con neutro conectado a tierra en estrella exponiéndose a corrientes armónicas, y en triángulo que reduce el ingreso de corrientes armónicas pero el peligro de ferorresonancia incrementa, contrario a la conexión en estrella. Las conexiones en el lado secundario más comunes son: en estrella aterrizada que abastece las cargas de fuerza con los dos grados de voltaje que puede tener, y neutro aislado pero tiene mayor probabilidad de fallas por sobretensiones [6][25].

2.1.3 Alimentadores secundarios y servicios

A este conjunto de instalaciones monofásicas o trifásicas se las puede denominar: distribución secundaria, por como se muestra en la Figura 6 abastece directamente a los clientes residenciales e industriales limitando la capacidad del uso de energía, por medio de los circuitos de los alimentadores secundarios, que en su mayoría son radiales [26]. Se complementa su disposición con:

- *Acometidas* que son el enlace directo de la distribución con las instalaciones del usuario final.
- *Mediciones* que dependen de las características del usuario y son de medio y bajo voltaje.

2.2 Caídas de voltaje en los circuitos de distribución

Dentro de los índices de calidad de servicio se debe mantener un adecuado nivel de voltaje [27]; en los sistemas de distribución las caídas de voltaje están

presentes en la red como en sus demás elementos y generalmente es admitida una variación de voltaje del 10% como la Tabla 1 para valores de voltaje nominales [28]

Tabla 1. Valores de caída de voltaje por valor de voltaje nominal.

Voltaje nominal	Red primaria	Red secundaria
Alto voltaje	7%	5%
Medio voltaje	10%	8%
Bajo voltaje urbano	10%	8%
Bajo voltaje rural	13%	10%

Una caída del voltaje en las líneas de distribución se da por la corriente de carga que circula por la resistencia y reactancia; este fenómeno afecta directamente al usuario; por ejemplo, si se produce sobre un motor eléctrico en operación una caída de voltaje, incrementará el deslizamiento y la corriente, en consecuencia incrementará la temperatura frenando su giro mientras opera, adicionalmente el consumo de reactivos aumenta la caída de voltaje; lo que en sistemas grandes ocasiona el colapso total, este mismo caso puede producirse en equipos domésticos [29].

Es por eso que para la planificación y diseño se calcula estrictamente la sección del conductor en función de la corriente de carga y se analiza en función de la caída de tensión.

En referencia al tema planteado se considera a la estructura de red de mayor uso en los alimentadores primarios a la arreglo de forma radial, consiguientemente, el cálculo de la caída de voltaje puede ser realizado con los procedimientos cuyo fundamento está dado por la siguiente fórmula elemental (1), aplicable a cualquier tramo de un alimentador [14] [30]:

$$\Delta V \% = KVA * l * FCV \quad (1)$$

$$FCV = r * \frac{(\cos \theta + x \operatorname{sen} \theta)}{10 kV_{f-f}^2} \quad (2)$$

Donde:

$\Delta V \%$	Caída de tensión [%].
KVA	Carga trifásica en [KVA].
l	Longitud del tramo [km].
FVC	Factor de caída de voltaje.
r, x	Resistencia y reactancia [ohm/km].
θ	Factor de potencia de la carga.
kV_{f-f}	Voltaje del sistema fase-fase [kV].

La caída de tensión es directamente proporcional a la carga, a la longitud y a la resistencia del conductor; e inversamente proporcional a al cuadro del voltaje. Para sistemas más complejos suelen emplearse modelos computacionales para flujos de carga; cuyo fundamento es la matriz de admitancia.

Para efecto del presente trabajo, como se explicará más adelante el cálculo de flujos, la determinación de los niveles de voltaje y de las caídas de voltaje se realizó mediante un modelo empleando GAMS.

2.3 Pérdidas en el sistema distribución asociadas a los alimentadores primarios

Las pérdidas activas de energía eléctrica constituyen uno de los factores adversos que afectan la gestión económica de las empresas eléctricas de distribución.

En términos técnicos puede decirse que las pérdidas eléctricas, ya sean de potencia o de energía, se deben a fenómenos físicos, propios de los materiales y equipos eléctricos, que por efecto de la corriente producen calentamiento y por ende pérdidas. Sin embargo, en términos comerciales, puede decirse que las pérdidas eléctricas son

resultado de la diferencia de la energía que se recibe al sistema de distribución y la energía eléctrica que se entrega a los clientes [31][32].

En función a lo descrito y para la etapa de distribución, la literatura técnica suele clasificar las pérdidas eléctricas en: pérdidas técnicas y pérdidas no técnicas.

2.3.1 Pérdidas Técnicas.

Estas se muestran en componentes con efectos electromagnéticos o que se oponen al paso de corriente, y son [33]:

- Efecto corona,
- Corrientes parásitas,
- Histéresis,
- Efecto Joule y,
- Calentamiento del conducto.

Para los sistemas de distribución las perdidas como: efecto corona, corrientes parásitas e histéresis se presentan en la red de subtransmisión, alimentadores primarios y acometidas, pero en los transformadores de potencia y de distribución se ven afectados por todas pérdidas técnicas mencionadas.

Con enfoque al análisis presente de alimentadores primarios, se considera las pérdidas técnicas mencionadas relacionadas a los mismos.

2.3.2 Pérdidas No Técnicas

La energía total de consumo del usuario no es la que factura realmente debido a que el manejo de las empresas de distribución no tiene la correcta gestión y se reflejan en pérdidas. El valor de estas pérdidas se considera la diferencia entre las pérdidas totales y técnicas que se originan en el mismo.

Para los propósitos del presente trabajo, no se ha considerado el tratamiento de este tipo de pérdidas.

2.3.3 Determinación de las pérdidas y los costos.

Los balances de electricidad entre la entregada y la consumida permite determinar las pérdidas totales del servicio, y son evaluados todos los elementos de sistema de distribución, para su estimación más cercana se usan herramientas de simulación que modelan la red a escala o mediante programación. Las pérdidas de potencia y energía permiten visualizar efectos técnicos y económicos de las mismas en el sistema [14][34].

- *Pérdidas de potencia:* son el resultado del efecto Joule y su fórmula se expresa en (3).

$$P_p = n * I^2 * R \quad (3)$$

Donde:

P_p	Pérdidas de potencia [kW].
n	Número de conductores.
I^2	Corriente de carga [A].
R	Resistencia del circuito [Ω].

- *Pérdidas de energía:* corresponden a las pérdidas de potencia en el tiempo y su función generalizada es (4).

$$P_E = P_p * 8760 * f_{perd} \quad (4)$$

Donde:

P_E	Pérdidas de energía [kWh/año].
P_p	Pérdidas de potencia [kW].
f_{perd}	Factor de pérdidas [p.u].

La determinación de los costos totales de las perdidas depende de las pérdidas de energía (9) y potencia (8), y de sus costos marginales.

$$CAP_{total} = CAP_P + CAP_E \quad (5)$$

$$CAP_P = P_p * CM_P \quad (6)$$

$$CAP_E = P_E * CM_E \quad (7)$$

Donde:

CAP_{total}	Costo anual total asociado las pérdidas totales [\$/año].
CAP_P	Costo anual de pérdidas asociado a la potencia [\$].
CAP_E	Costo anual de pérdidas asociado a la energía [\$].
CM_P	Costo marginal asociado a la potencia [\$/kW/año].
CM_E	Costo marginal asociado a la energía [\$/kWh].

Para el caso de estudio en la optimización de los costos totales (8) se evalúa el costo anualizado asociado a la inversión de los alimentadores primarios y el costo causado por las pérdidas futuras evaluadas en valores presentes.

$$C_{total} = C_{inv} + VP_{C_P} \quad (8)$$

Donde:

C_{total}	Costo total en valor presente [\$/].
C_{inv}	Costo de inversión de los conductores [\$/].
VP_{C_P}	Valor presente del costo de pérdidas [\$/].

En el cálculo de las pérdidas es indispensable determinar el factor de pérdidas que está relacionado con las medias y máximas perdidas en un periodo de tiempo. Es similar en concepto al factor de carga, que consiste en la relación entre la demanda mínima y máxima. El factor de pérdidas se expresa de la siguiente manera (9) según [13][20].

$$F_{perd} = A * F_c + (1 - A) * F_c^2 \quad (9)$$

Donde:

F_{perd}	Factor de pérdidas.
F_c	Factor de carga.

A Coeficiente según el caso de estudio.

En base a estudios de planificación para la selección del voltaje y conductor económico, el fundamento de la fórmula (9) del presente trabajo se ha determinado el factor de carga y el factor de pérdidas bajo condiciones aplicables; para calcular (10) donde el coeficiente A más apropiado es 0,12.

$$F_{perd} = 0,15 * F_c + 0,85 * F_c^2 \quad (10)$$

2.4 Planificación y el diseño de los Sistemas de Distribución

La planificación corresponde a la apropiada expansión de las diferentes fases de los sistemas de distribución, de manera optimizada, en forma técnicamente adecuada y a costos económicos razonables. Los objetivos de la planificación de un sistema de distribución es determinar el tiempo óptimo de expansión, la ubicación y el aumento de la capacidad para satisfacer un incremento proyectado en la demanda [35].

Los cambios en la planificación son anhelados para mejorar al sistema económicamente, alcanzar calidad del servicio y de la operación. Pero cada cambio puede afectar: al tamaño y disposición de la subestación de distribución; al número y a la disposición de circuitos de alimentación primaria; al voltaje y a la carga del alimentador primario; a los reguladores de voltaje; a los elementos de conmutación, seccionadores, etc.; es así como cada evento puede desembocar en el aumento en la capacidad de subestación de distribución [10].

El diseño esperado es aquel que pueda satisfacer las limitaciones operativas y de seguridad del sistema minimizando los

costos de instalación y operación; para este fin se requiere la información de redes actuales, costos de la energía, equipo para hallar métodos y técnicas de planificación más eficientes para reducir estos costos [36].

La planificación de la distribución generalmente se divide en la optimización de subestaciones y de optimización de alimentadores.

2.4.1 Planificación de subestaciones de distribución

Ante el crecimiento de la demanda de energía eléctrica, la agregación de la capacidad de la subestación de distribución sigue varios planes que se focalizan en dos puntos, uno en el que la subestación permanece fija y crece con la densidad de carga; y el otro punto en el que la nueva capacidad de los transformadores se ubica en sitios óptimos de las subestaciones a medida que crece la carga [37].

Es decir que para la planificación de distribución se requiere determinar la magnitud de la carga y la ubicación geográfica; entonces las subestaciones de distribución deben colocarse y dimensionarse de modo abastezcan a la carga con la máxima rentabilidad minimizando las pérdidas del alimentador y costos de construcción [15].

2.4.2 Planificación de alimentadores primarios de distribución

A los alimentadores primarios de voltaje en la planificación se estudia en función de la densidad de carga cuando es constante y cuando presenta un incremento, también se planifica el número de alimentadores primarios en la estructura de la subestación de distribución [8][10], a continuación se describe cada caso.

- *Aumento del voltaje del alimentador primario cuando la carga es constante:* para estudios de planificación y diseño motivados por el porcentaje de caída de voltaje, en los alimentadores causa la disminución del nivel de voltaje inversa al cuadrado. Si se incrementa el nivel de voltaje en el alimentador se alcanza óptimos beneficios al dejar que la carga del alimentador aumente o la capacidad de la subestación relacionada incrementa debido a que el número de alimentadores es constante. Pero si la carga de la subestación es constante y la caída de voltaje también, la acción se realiza sobre el número de alimentadores y tendrá un efecto inverso al cuadrado sobre el voltaje de los mismos. Entonces para obtener un servicio óptimo relacionado con el aumento del nivel de voltaje en el alimentador, se debe conservar el mismo número de alimentadores o si es posible reducirlos, u aumentar la capacidad de potencia la subestación. Los efectos puntuales de dicha acción son: disminuir la cantidad de alimentadores, el tamaño de la subestación crece y reduce la caída de voltaje
- *Voltaje del alimentador primario y la densidad de carga es constante:* Este procedimiento involucra un cambio en la subestación y el alimentador primario mientras se conserva el nivel de voltaje y la densidad de la carga, esto quiere decir que el tamaño de la subestación crece incrementando el número de alimentadores primarios pero la caída de voltaje aumenta también, si se instala reguladores de voltaje en la extensión de los alimentadores primarios se logra que este porcentaje de caída de voltaje no se exceda
- *Capacidad de la subestación constante para una carga del sistema en crecimiento:* Cuando la capacidad de la subestación es fija y la carga del sistema general crece entonces deben colocarse topográficamente nuevas subestaciones. Con esto la caída de voltaje se mantiene constante en los alimentadores, pero el número requerido será reducido y se necesitará la construcción de circuitos de alimentación nuevos.
- *Cambios dinámicos de voltaje del alimentador primario con el crecimiento de carga.* En la planificación con carga en aumento también se presenta el caso en el que es necesario aumentar el voltaje en los alimentadores primarios, este método dinámico estabiliza la carga fijando la capacidad en valores mayores a los presentes.
- *Crecimiento de la carga por áreas de distribución.* Este caso se dirige para áreas secundarias que incrementan su carga, en el lado más cercano a la carga se debe incrementar la capacidad del transformador de distribución y con esto la capacidad del alimentador primario, mientras que al otro extremo la subestación principal no cambia, y si la caída del voltaje crece se debe agregar el número de alimentadores [36].
Este último caso está dirigido al presente trabajo de investigación debido a que se dimensionará la capacidad adecuada de los alimentadores primarios para llevar la corriente de carga. Para esto se considera dos inconvenientes adicionales y son: el primero la capacidad térmica del conductor y segundo el porcentaje de la caída de voltaje en el tramo del alimentador.

3 Optimización de la planificación en sistemas de distribución

Frente a distintos inconvenientes de la red como:

- La falta de capacidad para proporcionar energía a nuevas cargas.
- El sobre esfuerzo de las redes de distribución por la modificación de la red de transmisión o subtransmisión

Se considera a la optimización por su aplicabilidad en el tema y sus beneficios que son [3]:

- *Reducción de costos*: Es la principal justificación para la optimización, encontrando un diseño mejorado bajo parámetros técnicos y económicos.
- *Reduce los esfuerzos y tiempo* de desarrollo, principalmente en la planificación de distribución va de la mano, por la flexibilidad de manejar varios escenarios a la vez. Se registran datos de una reducción de hasta 17% en costos de planificación y el 30% de disminución en tiempo de ejecución de los estudios [3].
- *Instrumento de aprendizaje* porque asiste en la comprensión del sistema de distribución, la relación con los costos y la operación.
- *Documentación verídica* es la que ofrecen los métodos de optimización ya que se ha dedicado esfuerzos para examinar todas las opciones y se ha determinado que muestran el mejor diseño, valor, costo, elemento crítico, etc.

Existe una gran cantidad de software programados con algoritmos para cumplir con las características de una optimización direccionada a la distribución.

3.1 Sistema General de Modelaje Algebraico (GAMS)

Corresponde a un innovador e inteligente software para la programación matemática de elevado nivel y para la optimización. Dispone de una variedad de algoritmos usados para modelar problemas variados de optimización en función de sus variables estos pueden ser mixtos, no lineales o lineales. GAMS es usado particularmente para resolver modelos matemáticos de gran cantidad de variable. Por lo citado, el presente trabajo pretende realizar la optimización de los costos asociados a la inversión y los asociados a las pérdidas de un alimentador primario; sujeto al cumplimiento de los niveles de voltaje aceptables para sistemas de distribución [6].

4 Modelo de optimización para alimentadores primarios.

En el desarrollo del modelo se orienta en dos partes el programa de optimización, la primera los flujos de potencia que permiten calcular niveles de voltaje, flujos de corriente y, la segunda orientada a la optimización económica de costos de inversión y de las pérdidas de potencia y energía.

4.1 Modelación matemática para flujos de potencia

Los flujos de carga permiten encontrar a variables eléctricas para un régimen estable de operación, las variables que se van a calcular en este trabajo son las magnitudes de los voltajes en cada nodo de conexión y los flujos de potencia por los elementos del sistema, para posteriormente determinar las corrientes y las pérdidas de potencia [38]. A fin de obtener los valores de las variables

eléctricas se usa los flujos de potencia, para el efecto se debe determinar como parámetro inicial la impedancia de los elementos y formar la matriz de admitancias (11).

$$Y_{\text{barra}} = \begin{bmatrix} Y_{ii} & -Y_{in} & \dots & -Y_{in} \\ -Y_{in} & \ddots & -Y_{in} & \vdots \\ \vdots & -Y_{in} & \ddots & -Y_{in} \\ -Y_{in} & \dots & -Y_{in} & Y_{ii} \end{bmatrix} \quad (11)$$

Para calcular los flujos de potencia activa y reactiva se debe determinar las ecuaciones no lineales de potencia, que se derivan de la matriz de admitancias y los voltajes iniciales en cada barra, obteniendo las siguientes ecuaciones (12) y (13).

$$P_i = \sum_{j=1}^n |V_i||V_j| (G_{ij} \cos(\theta_{ij}) + B_{ij} \sin(\theta_{ij})) \quad (12)$$

$$Q_i = \sum_{j=1}^n |V_i||V_j| (G_{ij} \sin(\theta_{ij}) - B_{ij} \cos(\theta_{ij})) \quad (13)$$

Posteriormente se puede obtener las ecuaciones de balance nodal para determinar el flujo neto de potencia activa (14) y flujo neto de potencia reactiva (15) en las barras correspondientes.

$$\sum P g_i - \sum P d_i = P_i(V, \theta) \quad (14)$$

$$\sum Q g_i - \sum Q d_i = Q_i(V, \theta) \quad (15)$$

Donde:

- P_i Flujo de potencia activa de la barra i hacia las demás barras.
- $P g_i$ Potencia activa del generador inyectada en la barra i.
- $P d_i$ Potencia activa absorbida por la carga en la barra i.
- Q_i Flujo de potencia reactiva de la barra i hacia las demás barras.
- $Q g_i$ Potencia reactiva inyectada del generador en la barra i.

- $Q d_i$ Potencia reactiva absorbida por la carga en la barra i.
- V_i, V_j Voltaje en la barra i y en la barra j.
- θ_i, θ_j Ángulo del voltaje en la barra i y en la barra j
- g_{ii} Conductancia de la matriz propia del elemento ii.
- b_{ii} Suceptancia de la matriz propia del elemento ii.
- n Número de barras.
- g_{ij} Conductancia de la matriz mutua del elemento ij.
- b_{ij} Suceptancia de la matriz mutua del elemento ij.

4.2 Modelo de optimización para alimentadores primarios

Para la determinación del modelo de optimización considerara una ecuación asociada a la función objetivo que se asocia a costos y se incluyen restricciones de ámbito técnico asociadas a los sistemas eléctricos, conforme se ilustra a continuación.

4.2.1 Función objetivo

El objetivo del modelo matemático será minimizar los costos anuales asociados a la inversión (18) por la infraestructura de un alimentador (16) y los costos asociados a las pérdidas de potencia y energía (17); para su descripción matemática, se ocupan las ecuaciones siguientes:

$$C_{Imp_{(TC)}} = 3 \cdot frc \cdot Cost_{(TC)} \cdot \sum_{x=1}^x d_x \quad (16)$$

$$C_{Perd_{(TC)}} = Hanual \cdot fper \cdot Ploss_{(TC)} \cdot CE \quad (17)$$

$$C_{Total_{(TC)}} = \sum_{TC=1}^{TC} U_{(TC)} \cdot (C_{Imp_{(TC)}} + C_{Perd_{(TC)}}) \quad (18)$$

Donde:

$CImp_{(TC)}$	Costo de implementación anual por tipo de conductor [USD].
$CPerd_{(TC)}$	Costo de pérdidas anuales por tipo de conductor [USD].
$CTotal_{(TC)}$	Costo total anualizado por tipo de conductor [USD].
frc	Factor de recuperación del capital anualizado.
$Cost_{(TC)}$	Costo de inversión e implementación por tipo de conductor [USD/km].
d_x	Distancia del nexo x entre dos nodos [km].
$fper$	Factor de pérdidas.
$Ploss_{(TC)}$	Pérdidas de potencia activa por tipo de conductor [MW].
CE	Costo de la energía [USD/MWh].
$Hanual$	Horas del año equivalente a 8760 [h].
Ncd	Número de conductores.
X	Número total de nexos que tiene el sistema.
$U_{(TC)}$	Variable binaria (1 o 0) que se activará para cada tipo de conductor.
TC	Tipo de conductor

Las pérdidas de potencia activa $Ploss_{(TC)}$ son determinadas con las ecuaciones de flujo de potencia, mediante la fórmula (19):

$$P_{L(TC)} = \sum_{j=1}^n g_{ij(TC)} V_i^2 + g_{ij(TC)} V_j^2 - 2V_i V_j (g_{ij(TC)} \cdot \cos(\theta_j - \theta_i)) \quad (19)$$

Donde:

$P_{L(TC)}$ Pérdidas por tipo de conductor.

$g_{ij(TC)}$	ij-ésimo elemento de la matriz mutua de conductancia nodal por cada tipo de conductor.
V_i, V_j	Voltaje en el nodo i y en el nodo j.
θ_i, θ_j	Ángulo del voltaje en el nodo i y j.
n	Número de nodos del sistema.

Adicional a lo citado, el factor de recuperación del capital para determinar la anualidad de la inversión se determina de la siguiente forma:

$$frc = \frac{td \cdot (1 + td)^{Nper}}{(1 + td)^{Nper} - 1} \quad (20)$$

Donde:

td	Tasa de descuento anual.
$Nper$	Número de periodos anuales a los que se evaluará el capital.

4.2.2 Restricciones

A fin de modelar efectivamente el sistema eléctrico, se usarán restricciones operativas, las cuales se muestran a continuación:

4.2.2.1 Restricción de balance de potencia

Por el principio establecido en las leyes de Kirchhoff se tiene que, la potencia activa y la reactiva que ingresa a un nodo debe ser igual a la potencia activa (21) y reactiva (22) que dicho nodo entrega al sistema. Para el presente estudio, las ecuaciones de balance de potencia nodal son las siguientes:

$$\sum Pin_i - \sum Pd_i = U_{(TC)} \cdot \sum_{j=1}^n |V_i| \cdot |V_j| \cdot (g_{ij(TC)} \cos \theta_{ij} + b_{ij(TC)} \cdot \sin \theta_{ij}) \quad (21)$$

$$\sum Qin_i - \sum Qd_i = U_{(TC)} \cdot \sum_{j=1}^n |V_i| \cdot |V_j| \cdot (g_{ij(TC)} \sin \theta_{ij} - b_{ij(TC)} \cdot \cos \theta_{ij}) \quad (22)$$

Donde:

Pin_i	Potencia de ingreso nodo i.
Pd_i	Potencia de carga nodo i.
$b_{ij}(TC)$	Conductancia de la matriz mutua ij-ésimo por cada tipo de conductor.
$g_{ij}(TC)$	Suceptancia de la matriz mutua ij-ésimo.
Vi, Vj	Voltaje en el nodo i y j por cada tipo de conductor.
θ_i, θ_j	Ángulo del voltaje en el nodo i y j.
n	Número total de nodos.

4.2.2.2 Restricción de nivel de voltaje

La restricción de voltaje dentro límites mínimos y máximos para el caso de estudio (0.95 - 1.05 pu).

$$V_{min} \leq V_i \leq V_{max} \quad (23)$$

4.2.2.3 Restricción binaria

La restricción de selección óptima del tipo de conductor (24) para el alimentador primario es a través de las variables binarias 1 o 0, la lógica restringe el uso de un solo conductor por todas las restricciones planteadas.

$$\sum_{tc=1}^{TC} U_{(TC)} = 1 \quad (24)$$

5 Implementación del modelo matemático

Se usará GAMS para la solución del problema de optimización para el efecto se importa de datos de las barras, líneas y tipos de conductor, encuentra el modelo óptimo realizando para el efecto flujos óptimos de potencia para hallar el calibre de conductor a usarse para el suministro a la demanda. Para evaluar el modelo de optimización se lo aplica en el sistema de distribución de 15 barras utilizado para simulaciones de la IEEE como se muestra en la Figura 7, que dispone de un alimentador primario estándar y sus

ramales con un mismo calibre de conductor

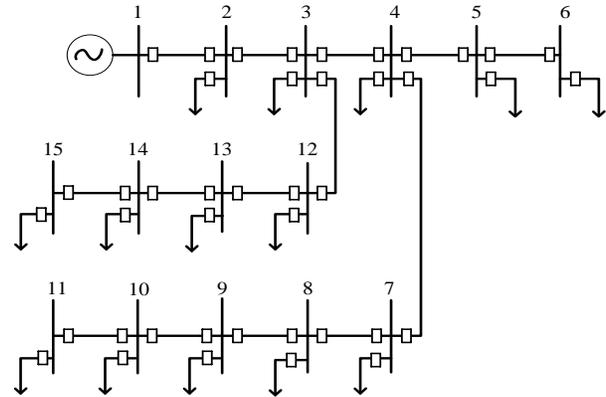


Figura 7. Diagrama del sistema de distribución radial de 15 barras.

Inicialmente se considera una carga puntual que, a través de un porcentaje de incremento permite tener 25 escenarios diferentes, con el fin de evaluar la robustez del modelo. En este sentido, se muestra un resumen del contenido por cada escenario de carga:

- 15 ecuaciones de balance de potencia activa por barra.
- 15 ecuaciones de balance de potencia reactiva por barra.
- 14 variables de voltaje por barra.
- 14 variables de ángulo por barra.
- 12 variables binarias de decisión.
- 12 ecuaciones costos asociadas a las pérdidas por tipo de conductor
- 12 ecuaciones de costos asociadas a la implementación por tipo de conductor
- 14 restricciones relacionadas a los límites de voltajes.

Considerando el modelo matemático descrito anteriormente, el compilador adecuado corresponde al de la Programación No Lineal Entera Mixta (MINLP).

En la siguiente descripción se muestra el algoritmo generalizado que usará el modelo de optimización:

Algoritmo OPT_AP_GAMS

Paso 1: Importación de datos del sistema eléctrico.
Paso 2: Importación de datos de los tipos de conductor.

Paso 3: Determinación Matriz de admitancias.

Pase 4: Determinación valores iniciales de las variables eléctricas

Paso 5: Modelo de Optimización en GAMS

Determinación Condiciones Iniciales

Establecimiento Variable binaria

$$U_{GDij} \in \{0,1\}$$

Restricciones de igualdad

$$\sum Pin_i - \sum Pd_i = U_{(TC)} * \sum_{k=1}^n |V_i| \cdot |V_k| \cdot (g_{ik(TC)} \cos \delta_{ik} + b_{ik(TC)} \cdot \sin \delta_{ik})$$

$$\sum Qin_i - \sum Qd_i = U_{(TC)} \cdot \sum_{k=1}^n |V_i| \cdot |V_k| \cdot (g_{ik(TC)} \sin \delta_{ik} - b_{ik(TC)} \cdot \cos \delta_{ik})$$

$$\sum U_{(TC)} = 1$$

Restricciones de desigualdad

$$V_{min} \leq V_i \leq V_{max}$$

Paso 6: Optimización FO

$$CTotal_{(TC)} = \sum_{TC=1}^{TC} U_{(TC)} \cdot (CImp_{(TC)} + CPerd_{(TC)})$$

Paso 7: Pasos 1- 6 para cada uno de los escenarios de carga.

Paso 8: Evaluación de resultados

Paso 9: Fin

6 Análisis de resultados

6.1 Caso de estudio

Para los propósitos de este trabajo en base a la Figura 8 como único caso de estudio, el voltaje nominal del sistema, las impedancias de los alimentadores y las potencias de las cargas, han sido ajustadas a nuestra realidad, conforme se ilustra en la Tabla 8 y Tabla 9. Para los cálculos de los valores en por unidad se considera un voltaje base de 13.8 kV y una potencia base de 10 MVA.

Para la modelación del caso inicial, se tienen las siguientes consideraciones:

a. La distancia total del alimentador: 15 km.

- b. La resistencia inicial en (ohm/km) corresponde al cable AAAC, 2 AWG.
- c. La reactancia en (ohm/km), corresponde a líneas cortas ($R \gg X$).
- d. No se consideran capacitancias de la línea y ni tampoco compensación reactiva ubicada de forma puntal en el sistema.
- e. El voltaje nominal del sistema es de 13.8 kV; por tanto, el voltaje máximo y mínimo corresponderá a 14.49 kV y 13.11 kV respectivamente, es decir en valores en por unidad de 1.05 y 0.95, considerando que el voltaje base es igual al voltaje nominal.
- f. La carga total del alimentador ha sido ajustada de manera que la potencia inicial del alimentador sea de 1 MVA.
- g. Las cargas en cada nodo tienen un factor de potencia de 0.92 en retraso, por ser el mínimo establecido en la Regulación de calidad.
- h. El alimentador y sus ramales mantienen un mismo calibre de conductor.
- i. Para efectos de simulación, el nodo 1 del sistema actuará como barra “slack” y entrega la potencia necesaria para abastecer la demanda en cada caso de análisis.
- j. Para efectos de análisis de las caídas de voltaje acumuladas, el sistema se ha dividido en tres ramales. El Ramal 1 el cual esta constituido por los nexos x1, x2, x3, x4 y x5 (distancia de 8.18 km); Ramal 2 constituido por los nexos x1, x2, x3, x6, x7, x8, x9, x10 (distancia de 7.84 km); y, Ramal 3 constituido por los nexos x1, x2, x11, x12, x13, x14 (distancia de 9.08 km), conforme se ilustra en la Figura 8.

A fin de determinar las funciones de costos a las que hace referencia la función objetivo del presente estudio, se han considerado los siguientes datos:

- Factor de pérdidas equivalente al 45%, dato que servirá para determinar las pérdidas de energía [27].
- FRC evaluado a una tasa del 12%, conforme a lo aplicado por los organismos financieros. De forma similar, el número de periodos de tiempo ascenderá a 25 años, correspondiente al valor de la vida útil de un alimentador común.
- El costo de la energía no suministrada por efecto de las pérdidas del sistema, se valora a 10 USD/MWh, que corresponde a la tarifa de usuario final [28].

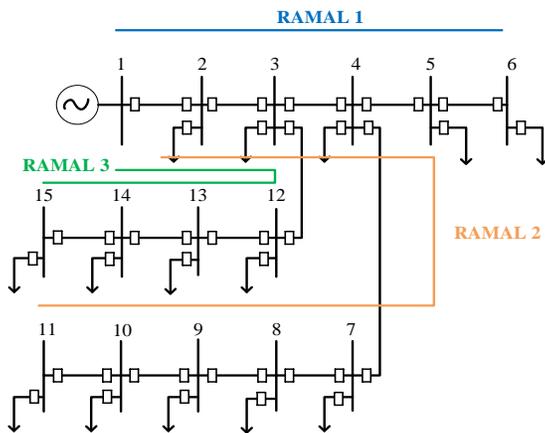


Figura 8. División de ramales del sistema de distribución de estudio.

De manera complementaria, las características por calibre de conductor que se muestran en la siguiente tabla [20] [33]:

Tabla 2. Características por tipo de conductor.

Tipo	Calibre AWG	Resistencia Ohm/km	Costo USD/km
Cal1	2	0.853	2500
Cal2	1/0	0.536	3200
Cal3	2/0	0.425	3900
Cal4	3/0	0.338	4600
Cal5	4/0	0.268	5300
Cal6	226.8	0.211	6000
Cal7	336.4	0.168	6700
Cal8	397.5	0.142	7400

Tipo	Calibre AWG	Resistencia Ohm/km	Costo USD/km
Cal9	477	0.118	8100
Cal10	556.5	0.101	8800
Cal11	636	0.0892	9500
Cal12	795	0.0796	10200

El costo al que hace referencia la Tabla 2 corresponde al valor de la inversión por calibre de conductor con instalación y puesta en servicio.

Una vez validado los resultados del modelo para el caso de estudio planteado, se procede a generar 25 escenarios de carga adicionales, a fin de que el optimizador determine el calibre de conductor que debe implementarse por cada escenario.

El crecimiento de carga, para cada escenario se determina mediante la siguiente ecuación:

$$Sd_s = (S_{In} + Cd)^{S-1} \quad (25)$$

Donde:

- Sd_s Potencia aparente total de la carga por cada escenario S.
- S_{In} Potencia aparente total de la carga al inicio del periodo inicial [1 MVA].
- Cd Crecimiento de la demanda [7%]
- S Cantidad de escenarios; para el estudio se ha considerado 1 caso inicial y 25 escenarios.

Como resultado de aplicar (25), se obtienen los siguientes escenarios de carga:

Tabla 3. Demanda por tipo de escenario.

Escenario	Pdem MW	Qdem MVA _r	Sdem MVA
S1	0.92	0.39	1.00
S2	0.98	0.42	1.07
S3	1.05	0.45	1.14
S4	1.13	0.48	1.23
S5	1.21	0.51	1.31
S6	1.29	0.55	1.40
S7	1.38	0.59	1.50

Escenario	Pdem MW	Qdem MVA _r	Sdem MVA
S8	1.48	0.63	1.61
S9	1.58	0.67	1.72
S10	1.69	0.72	1.84
S11	1.81	0.77	1.97
S12	1.94	0.82	2.10
S13	2.07	0.88	2.25
S14	2.22	0.94	2.41
S15	2.37	1.01	2.58
S16	2.54	1.08	2.76
S17	2.72	1.16	2.95
S18	2.91	1.24	3.16
S19	3.11	1.32	3.38
S20	3.33	1.42	3.62
S21	3.56	1.52	3.87
S22	3.81	1.62	4.14
S23	4.08	1.74	4.43
S24	4.36	1.86	4.74
S25	4.67	1.99	5.07
S26	4.99	2.13	5.43

6.2 Resultados

Para el efecto se ha simulado un flujo de potencia de carga radial, que corresponde al caso de estudio para el escenario 1, empleando el programa DigSILENT; y, para verificar la bondad del modelo desarrollado, se resuelve el problema de optimización mediante el uso de GAMS, considerando la función objetivo y las restricciones planteadas en el estudio.

La variable eléctrica directa que avala la simulación y la optimización es el voltaje en cada nodo del sistema. Por lo expuesto a continuación en la Tabla 4 se muestra la comparación de los resultados obtenidos en DIgSILENT y GAMS.

Tabla 4. Resultado de voltajes GAMS vs DIgSILENT.

Escenario	GAMS V [pu]	DIgSILENT V [pu]
n1	1.00	1.00
n2	0.992	0.991
n3	0.983	0.982
n4	0.977	0.976
n5	0.976	0.975
n6	0.976	0.975

Escenario	GAMS V [pu]	DIgSILENT V [pu]
n7	0.976	0.975
n8	0.975	0.974
n9	0.974	0.973
n10	0.974	0.973
n11	0.973	0.972
n12	0.982	0.982
n13	0.982	0.981
n14	0.982	0.981
n15	0.982	0.981

Como se observa, los valores obtenidos son prácticamente similares tanto para nuestro optimizador mediante GAMS como en DIgSILENT, lo cual valida que nuestro trabajo está efectuando una simulación adecuada del sistema.

Una vez comprobado que el modelo de optimización concuerda con la realidad física de los sistemas eléctricos de potencia, procedemos a modelar diferentes escenarios de carga planteados.

6.2.1 Evaluación de los resultados de la optimización.

Una vez resuelto el modelo de optimización mediante la MINLP, se ha determinado cuál es el calibre de conductor óptimo a ser implementado en la red y se obtienen resultados concluyentes en los aspectos que se detallan a continuación.

6.2.1.1 Selección de los calibres de conductores

Los calibres de conductores seleccionados por el optimizador, para cada escenario de carga se muestran en la Tabla 5, en la cual hemos marcado con X, el calibre de conductor apropiado para escenario.

Tabla 5. Calibre de conductor seleccionado.

Escenario	TIPO DE CONDUCTOR					
	Cal1	Cal2	Cal3	Cal4	Cal5	Cal6
	2	1/0	2/0	3/0	4/0	226.8
S1	X	-	-	-	-	-
S2	X	-	-	-	-	-
S3	X	-	-	-	-	-
S4	X	-	-	-	-	-
S5	X	-	-	-	-	-
S6	X	-	-	-	-	-
S7	-	X	-	-	-	-
S8	-	X	-	-	-	-
S9	-	X	-	-	-	-
S10	-	X	-	-	-	-
S11	-	X	-	-	-	-
S12	-	X	-	-	-	-
S13	-	X	-	-	-	-
S14	-	-	X	-	-	-
S15	-	-	X	-	-	-
S16	-	-	X	-	-	-
S17	-	-	-	X	-	-
S18	-	-	-	X	-	-
S19	-	-	-	X	-	-
S20	-	-	-	X	-	-
S21	-	-	-	-	X	-
S22	-	-	-	-	X	-
S23	-	-	-	-	X	-
S24	-	-	-	-	-	X
S25	-	-	-	-	-	X
S26	-	-	-	-	-	X

Los calibres de los conductores seleccionados por el optimizador están asociados a los costos anualizados de inversión y a los costos asociados a las pérdidas técnicas.

Las siguientes figuras ilustran los costos anuales totales (inversión más pérdidas), para cada calibre de conductor y para cada escenario de carga. La Figura 10, nos permite identificar el calibre óptimo del conductor, para cada rango de carga, en función de los costos asociados.

6.2.1.2 Caídas de voltaje

Para el estudio se ha considerado los tres ramales del modelo topológico prototipo. La **¡Error! No se encuentra el o**

rigen de la referencia., Figura 11 y En cada una de las figuras se ha enfatizado con color diferente (barra de color permiten identificar las caídas de voltaje acumuladas para cada escenario de carga.

En cada una de las figuras se ha enfatizado con color diferente (barra de color negro), el escenario de carga para el cual el optimizador cambia de calibre de conductor a otro de mayor calibre, para seleccionar el conductor óptimo.

Las figuras permiten evidenciar que al tiempo que se identifica el nuevo conductor económico, para un escenario de carga mayor, automáticamente, la caída de voltaje disminuye; lo cual permite inferir que con la selección del conductor económico implícitamente se está reduciendo la caída de voltaje. Para los casos evaluados, la caída de voltaje acumulada por ramal, no llega a superar el 3.91%. En este contexto, el modelo matemático implícitamente restringe la caída de voltaje acumulada en base a la minimización de las pérdidas y sus costos.

6.2.1.3 Pérdidas de potencia activa

El modelo matemático despliega las pérdidas de potencia por cada escenario de demanda. El valor en porcentaje de las pérdidas con respecto a la demanda del sistema se detalla en Tabla 6.

De lo que se observa el máximo valor de pérdidas en los escenarios de carga asciende a 4.14%.

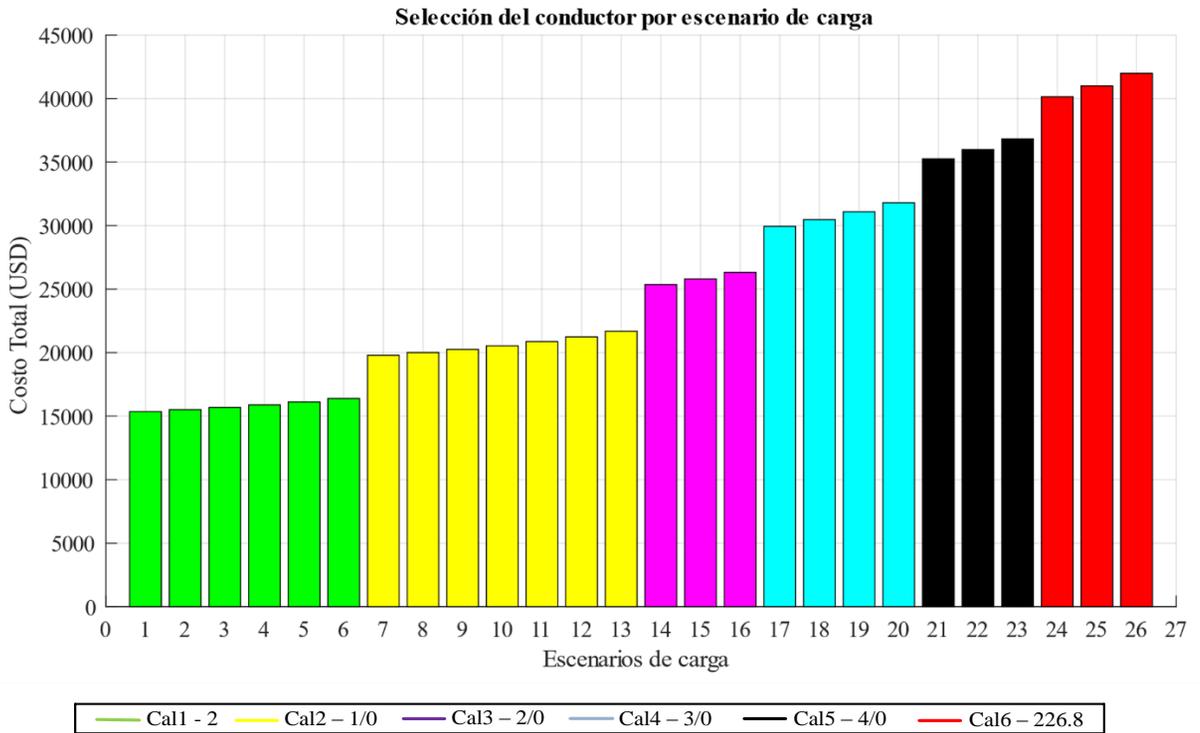


Figura 9. Selección del conductor por tipo de carga.

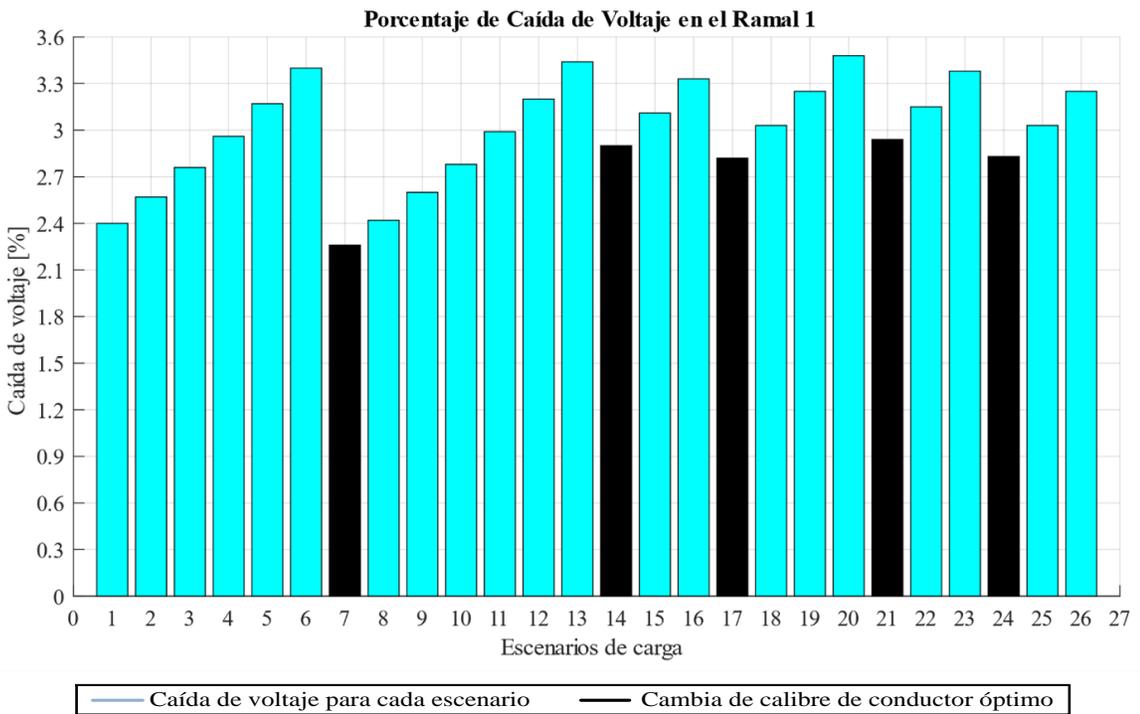


Figura 10. Caída de voltaje acumulado para el Ramal 1 por tipo de escenario de carga.

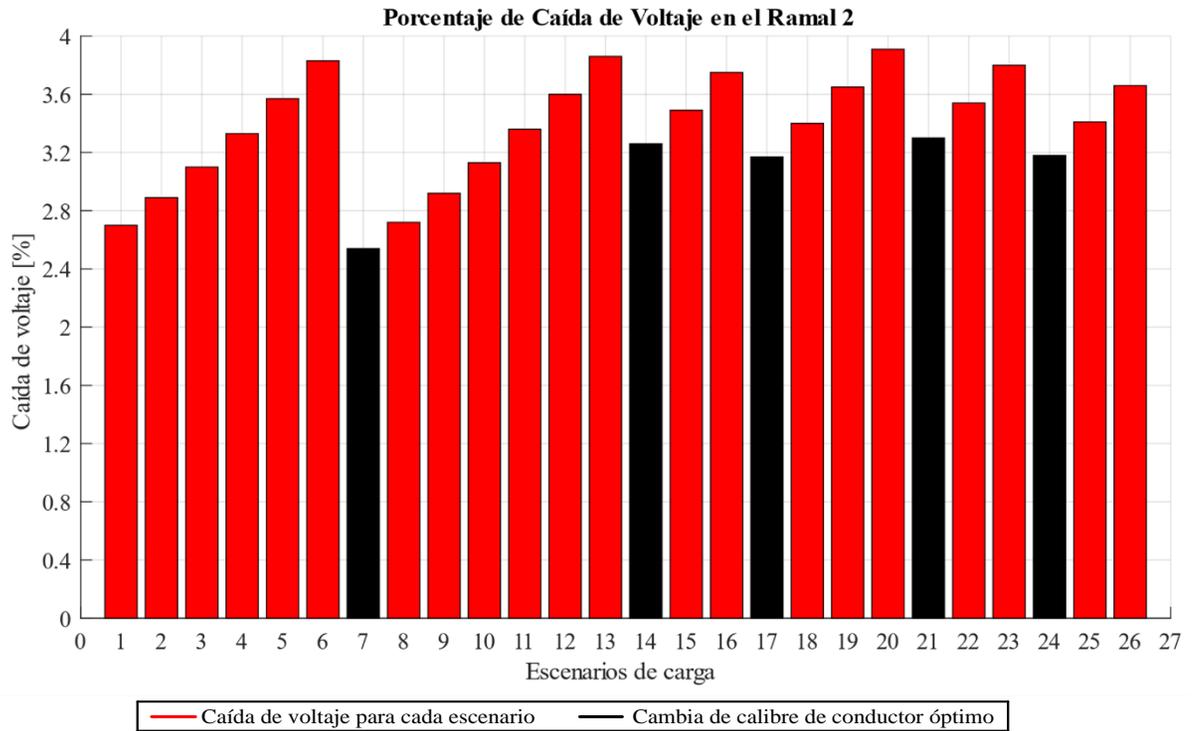


Figura 11. Caída de voltaje acumulado para el Ramal 2 por tipo de escenario de carga.

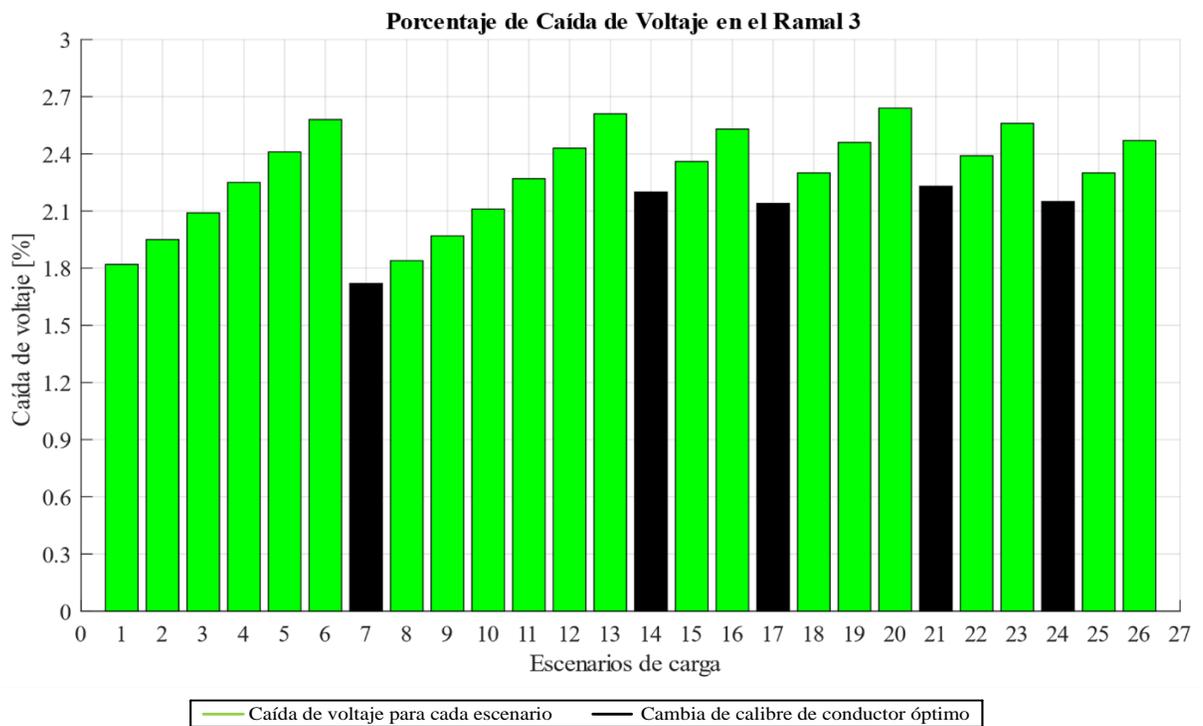


Figura 12. Caída de voltaje acumulado para el Ramal 3 por tipo de escenario de carga.

Tabla 6. Pérdidas de potencia activa.

Escenario	Pot Demanda MW	Pérdidas MW	% Pérdidas
S1	0.920	0.026	2.82%
S2	0.984	0.030	3.03%
S3	1.053	0.034	3.26%
S4	1.127	0.039	3.50%
S5	1.206	0.045	3.76%
S6	1.290	0.052	4.04%
S7	1.381	0.037	2.65%
S8	1.477	0.042	2.85%
S9	1.581	0.048	3.06%
S10	1.691	0.056	3.29%
S11	1.810	0.064	3.53%
S12	1.936	0.074	3.80%
S13	2.072	0.085	4.08%
S14	2.217	0.076	3.42%
S15	2.372	0.087	3.68%
S16	2.538	0.100	3.96%
S17	2.716	0.090	3.33%
S18	2.906	0.104	3.58%
S19	3.110	0.120	3.85%
S20	3.327	0.138	4.14%
S21	3.560	0.124	3.47%
S22	3.809	0.142	3.73%
S23	4.076	0.163	4.01%
S24	4.361	0.146	3.34%
S25	4.667	0.167	3.59%
S26	4.993	0.193	3.86%

7 Conclusiones

Independientemente que, a lo largo del texto de este trabajo, se han enunciado varias conclusiones y recomendaciones; a continuación, se presenta una síntesis de las que se consideran más relevantes:

- Las redes eléctricas de distribución son un componente importante del sistema eléctrico de potencia, para poder cumplir con la disposición legal que garantiza el derecho de los consumidores o usuarios de recibir el servicio público de energía eléctrica acorde con los principios constitucionales de responsabilidad, eficiencia, continuidad, calidad y precio equitativo
- Las redes eléctricas de distribución son importantes para el abastecimiento de la carga y su

inversión representa hasta el 20% del total de inversiones requeridas en un sistema eléctrico de potencia.

- La determinación de los alimentadores primarios; de manera particular en la selección de sus calibres de conductores, sustentándose en análisis de optimización de costos asociados a las inversiones y pérdidas, son de suma relevancia por la afectación tanto técnica como económica que sus resultados conllevan. Resultados que son plenamente aplicables en la etapa de diseño y planificación de redes de distribución.
- Tradicionalmente, en nuestro medio, la mayoría de las empresas de distribución, han venido realizando la selección de los calibres de los conductores para los alimentadores primarios bajo el objetivo de alcanzar la máxima caída de tensión permitida por la normativa; y, usualmente, han venido seleccionando los más bajos calibres de conductores. Este, usualmente no garantiza que los conductores así seleccionados, sean los más apropiados desde el punto de vista de las pérdidas eléctricas y de sus costos.
- La selección de los calibres de los conductores, con criterios de optimización económica de costos de inversión y de costos de pérdidas, conlleva a que los calibres seleccionados, sean de las gamas altas existentes en el mercado; con lo cual, además de conseguir niveles de pérdidas optimizadas, implícitamente cumplen con los requerimientos técnicos de máxima caída de tensión establecida en la normativa.
- Los resultados del presente trabajo permiten a los planificadores y a los diseñadores de las redes primarias de

distribución, identificar, para cada rango de demandas, los calibres de conductores más apropiados, para cumplir con los requerimientos de caída de voltaje normalizados, a costos optimizados.

- El modelado de problemas de optimización en GAMS, permite la resolución bajo múltiples y variados escenarios, con sujeción a diversas restricciones particulares, constituyéndose en una herramienta relevante a ser usada en la ingeniería eléctrica, en particular en la etapa de la distribución de energía eléctrica.
- El modelo matemático a través de la minimización de las pérdidas y sus costos, implícitamente ubica la caída de voltaje acumulada de cada ramal dentro de límites técnicos permisibles.
- La aplicación de recursos tecnológicos de actualidad, nos permite asociar de forma ecuánime restricciones tanto técnicas como económicas, teniendo como consecuencia el cumplimiento de todos los parámetros para proporcionar un sistema óptimo y fiable al menor costo.
- El modelo matemático a través de la minimización de las pérdidas y sus costos, implícitamente ubica la caída de voltaje acumulada de cada ramal dentro de límites técnicos permisibles.

7.1 Trabajos futuros

Los resultados evaluados y obtenidos en la modelación de optimización y análisis de este trabajo pueden constituir una base de nuevas investigaciones relacionadas a las siguientes temáticas:

- Planificación en la expansión de las redes de distribución asociándose conceptos de costos de pérdidas, inversión y

administración, operación y mantenimiento.

- Establecer una nueva topología de la red de forma óptima considerando el crecimiento de carga y los costos asociados a la inversión de una nueva infraestructura o a través de una nueva configuración del sistema conservando los estándares de confiabilidad y seguridad del sistema.
- Desarrollo de metodologías alternativas y basadas en modelos de optimización a fin de diseñar las redes de distribución.
- Elaboración de análisis de factibilidad a fin de que las empresas de distribución determinen de forma óptima las alternativas de mejorar el sistema considerando los criterios de calidad, confiabilidad y seguridad, sujetándose a los costos de la infraestructura y los costos vinculados con pérdidas técnicas en los sistemas de distribución.

8 Referencias

- [1] G. A. Jiménez-Estévez, L. S. Vargas, and R. Palma-Behnke, "An evolutionary approach for the greenfield planning problem in distribution networks," *IEEE Int. Conf. Neural Networks - Conf. Proc.*, pp. 1744–1749, 2007.
- [2] U. G. W. Knight, "The logical design of electrical networks using linear programming methods," *Proc. IEE Part A Power Eng.*, vol. 107, no. 33, p. 306, 1960.
- [3] L. Willisl, H. Tram, M. V Enge, and L. Finleyj, "Optimization Applications to Power Distribution."

- [4] L. Kong, J. Xiao, H. Zhou, and B. Wang, "Planning method for distribution networks based on load growth characteristics of the industry," *China Int. Conf. Electr. Distrib. CICED*, vol. 2016-Septe, no. Ciced, pp. 1–5, 2016.
- [5] H. K. Youssef and R. Hackam, "Novel optimization model for long range distribution planning," no. 11, pp. 3195–3202, 1985.
- [6] V. Hugo and O. Luna, "Optimization of distribution transformers using gams," 2018.
- [7] M. El-Kady, "Automation 1969-1982 very Computer-Aided Planning of Distribution Substation and Primary Comparison Tests of Fourteen Distribution Load Forecasting Methods," no. June, 1984.
- [8] O. Fahri, "A new loss minimization approach for underground primary feeders," no. 4, pp. 931–935.
- [9] J. Shu, L. Wu, Z. Li, S. Member, and M. Shahidehpour, "A New Method for Spatial Power Network Planning in Complicated Environments," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 27, no. 1, pp. 381–389, 2012.
- [10] W. J. Denton and D. N. Repts, "Distribution-Substation and Primary-Feeder Planning," *Electr. Eng.*, vol. 74, pp. 804–809.
- [11] A. B. Cummings and D. L. Wall, "Long range distribution planning -a unified approach," 1979.
- [12] BM-PNUD, "Guide for the Efficient Use of Electric Power," .
- [13] A. Victor and H. Orejuela, "Beneficios económicos de la aplicación del plan de reducción de pérdidas," pp. 1–20, 2014.
- [14] D. P. Kothari and I. J. Nagrath, *Modern Power System Analysis*, Third. 2008.
- [15] X. Jian, Z. Yi, and X. Rui, "Optimal planning of distribution substation locations and sizes -- model and algorithm," no. 1, pp. 351–354.
- [16] M. O. Tulaz, A. Emi, S. K. Reyhan, O. B. Tor, and T. Uzay, "Distribution Substation Optimization at Primary Distribution Network Planning and Visualization of the Results," *2011 North Am. Power Symp.*, vol. 1, no. 2, pp. 1–6.
- [17] K. L. Lo and I. Nashid, "Interactive expert system for optimal design of electricity distribution systems," pp. 151–156.
- [18] J. D. Cervantes, *Sistemas de distribución de energía eléctrica*. UNIVERSIDAD AUTONOMA METROPOLITANA.
- [19] P. D. Lines, A. Shafieezadeh, and R. Desroches, "Effects of Adjacent Spans and Correlated Failure Events on System-Level Hurricane Reliability of," *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 33, no. 5, pp. 2305–2314, 2018.
- [20] Westinghouse, "Electrical Distribution System," *Util. Eng. Ref. B.*, 1965.
- [21] E. Bozzetto, M. Calabrese, M. Sdnchez, and T. Lucero, "A new methodology for the automatic lqad recovery in distrlbution primary feeders," pp. 348–351, 1995.
- [22] C. Kuo and S. John, "Application of the normalized weighting method for the connections between distribution transformers and a primary feeder," pp. 34–38.
- [23] P. Jirapong, P. Bunchoo, P. Thararak, A. Supannon, and S. Burana, "Effect of Upgrading Primary Feeders from Radial to

- Loop Arrangement on Electrical Distribution System Performance,” *2015 12th Int. Conf. Electr. Eng. Comput. Telecommun. Inf. Technol.*, pp. 1–6, 2015.
- [24] E. Society, “IEEE Standard Test Procedure for Thermal Evaluation of Insulation Systems for Dry-Type Power and Distribution Transformers , Including Encapsulated Transformers IEEE Power and Energy Society,” vol. 2013, 2013.
- [25] IEEE PC57, “IEEE Draft Standard Requirements for Liquid-Immersed Distribution Substation Transformers,” pp. 1–38, 2014.
- [26] V. Cecchi, X. Yang, K. Miu, and C. Nwankpa, “Instrumentation and Measurement of a Power Distribution System Laboratory for Network Reconfiguration Studies,” no. April, pp. 1189–1194, 2006.
- [27] CONELEC, “Calidad del servicio eléctrico de distribución. Regulacion-No.-CONELEC-004-01.” .
- [28] W. Muyullema, “Análisis de la regulación 004/01 referida al nivel de voltaje como parte de la calidad del servicio eléctrico,” *Esc. POLITÉCNICA Nac.*, 2004.
- [29] A. Ymeri, L. Dervishi, and A. Qorolli, “Impacts of Distributed Generation in Energy Losses and voltage drop in 10 kV line in the Distribution System,” *2014 IEEE Int. Energy Conf.*, vol. 3, no. 2, pp. 1315–1319, 2014.
- [30] S. S. Pandian, A. Fattani, O. A. C. Engineering, and C. Sofcon, “Various Considerations for Estimating Steady- State Voltage Drop in Low Voltage AC Power Distribution Systems.”
- [31] V. V. Reddy, “Impact of Voltage and Power Factor Change on Primary Distribution Feeder Power Loss in Radial and Loop Type of Feeders,” *2012 Int. Conf. Emerg. Trends Electr. Eng. Energy Manag.*, pp. 70–76, 2012.
- [32] H. Akagi, H. Fujita, K. Wada, A. P. Distribution, and L. Simulator, “A Shunt Active Filter Based on Voltage Detection for Harmonic Termination of a Radial Power Distribution Line,” pp. 1393–1399, 1998.
- [33] A. Gómez Expósito, A. J. Conejo, and C. Cañizares, *Electric energy systems: analysis and operation.* 2009.
- [34] P. S. N. Rao and R. Deekshit, “Energy Loss Estimation in Distribution Feeders,” vol. 21, no. 3, pp. 1092–1100, 2006.
- [35] Y. Tang and S. P. Corporation, “Power Distribution System Planning with Reliability Modeling and Optimization,” vol. 11, no. 1, pp. 181–189, 1996.
- [36] N. E. Chang, “Determination of Primary-Feeder Losses,” *IEEE Trans. POWER Appar. Syst.*, no. 12, pp. 1991–1994, 1991.
- [37] S. J. Islam, M. W. Mustafa, and I. Hasan, “Optimal Source Substation Location Selection in Radial Distribution Networks,” 2004.
- [38] J. Yang, Z. Xu, W. Wang, and H. Cai, “Implementation of a novel unified power flow controller into Newton-Raphson load flow,” *IEEE Power Energy Soc. Gen. Meet.*, vol. 2018-Janua, pp. 1–5, 2018.

8.1 Matriz de Estado del Arte

Tabla 7. Matriz de estado del arte

OPTIMIZACIÓN DE ALIMENTADORES PRIMARIOS USANDO GAMS																							
DATOS				TEMÁTICA				FORMULACION DEL PROBLEMA						RESTRICCIONES DEL PROBLEMA			ALGORITMO DE OPTIMIZACIÓN			SOLUCIÓN PROPUESTA			
ITEM	AÑO	TÍTULO DEL ARTÍCULO	CITAS	Alimentadores primarios	Planificación y diseño de los sistemas de distribución	Minimización de costos totales de inversión	Crecimiento de la demanda	Calidad y seguridad del sistema eléctrico de potencia.	Capacidad de la red de distribución	Transferencia de potencia activa adecuado para la demanda	Pérdidas de potencia y energía	Sobre esfuerzo de las redes de distribución	Costos de inversión para la expansión del sistema de distribución	Magnitud de voltaje de ajuste	Balance de potencia activa y reactiva	Selección del tipo de conductor	Métodos Iterativo para flujo de potencia	Optimización de las pérdidas de potencia y energía.	Optimización económica de los costos de inversión	Modelo de optimización para flujos de potencia	Selección óptima del calibre del conductor	Minimización de costos de inversión	Minimización de pérdidas de potencia y energía
1	2007	An evolutionary approach for the greenfield planning problem in distribution networks	16		☒	☒				☒	☒			☒	☒						☒	☒	☒
2	1960	The logical design of electrical networks using linear programming methods	104				☒		☒		☒	☒	☒	☒							☒		☒
3	1995	Optimization Applications to Power Distribution	85	☒	☒	☒		☒			☒	☒	☒	☒		☒			☒	☒	☒	☒	☒
4	2016	Planning method for distribution networks based on load growth characteristics of the industry	5							☒	☒						☒					☒	☒
5	1985	Novel optimization model for long range distribution planning	25	☒		☒		☒	☒		☒		☒	☒					☒	☒		☒	☒
6	2018	Optimization of distribution transformers using gams	1			☒	☒				☒								☒	☒	☒		
7	1984	Computer-Aided Planning of Distribution Substation and Primary Comparison Tests of Fourteen Distribution Load Forecasting Methods	179	☒	☒			☒	☒					☒							☒		☒
8	1998	A new loss minimization approach for underground primary feeders	0	☒	☒			☒			☒		☒	☒		☒						☒	☒

9	2011	A New Method for Spatial Power Network Planning in Complicated Environments	53	✗	✗			✗	✗	✗	✗			✗										
10	1955	Distribution-Substation and Primary-Feeder Planning	16	✗		✗			✗				✗	✗		✗						✗		
11	2002	Long range distribution planning -a unified approach	34	✗	✗	✗							✗	✗							✗	✗		✗
12	2007	Guide for the Efficient Use of Electric Power	640				✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗		✗									✗
13	2010	Beneficios económicos de la aplicación del plan de reducción de pérdidas	4			✗	✗					✗									✗			
14	1996	Optimal planning of distribution substation locations and sizes -- model and algorithm	100					✗									✗		✗			✗	✗	✗
15	2011	Distribution Substation Optimization at Primary Distribution Network Planning and Visualization of the Results	3	✗										✗								✗	✗	✗
16	1996	Interactive expert system for optimal design of electricity distribution systems	35		✗								✗	✗								✗		
17	1995	Sistemas de distribución de energía eléctrica.	16		✗	✗		✗	✗			✗	✗	✗	✗	✗					✗	✗	✗	✗
18	2017	Effects of Adjacent Spans and Correlated Failure Events on System-Level Hurricane Reliability	6	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗			✗			✗	✗	✗	✗			✗	✗	
19	1995	A new methodology for the automatic load recovery in distribution primary feeders	2	✗	✗	✗	✗							✗			✗	✗	✗					
20	2004	Application of the normalized weighting method for the connections between distribution transformers and a primary feeder	1		✗	✗		✗	✗				✗	✗	✗	✗					✗		✗	✗
21	2015	Effect of Upgrading Primary Feeders from Radial to Loop Arrangement on Electrical Distribution System Performance.	2	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗			✗			✗	✗	✗	✗					✗
22	2014	IEEE Standard Test Procedure for Thermal Evaluation of Insulation Systems for Dry-Type Power and Distribution Transformers	20	✗	✗			✗					✗	✗		✗	✗							✗
23	2006	Instrumentation and Measurement of a Power Distribution System Laboratory for Network Reconfiguration Studies	4	✗	✗	✗	✗							✗			✗	✗	✗	✗				
24	2014	Impacts of Distributed Generation in Energy Losses and voltage drop in 10 kV line in the Distribution System	6	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗			✗			✗	✗	✗	✗					✗
25	2016	Various Considerations for Estimating Steady- State Voltage Drop in Low Voltage AC Power Distribution Systems	1	✗	✗			✗				✗	✗	✗	✗		✗	✗				✗	✗	✗
26	2012	Impact of Voltage and Power Factor Change on Primary Distribution Feeder Power Loss in Radial and Loop Type of Feeders	2	✗	✗	✗	✗							✗			✗	✗	✗			✗	✗	✗
27	1999	A Shunt Active Filter Based on Voltage Detection for Harmonic Termination of a Radial Power Distribution Line	275	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗			✗			✗	✗	✗	✗					✗
28	2006	Energy Loss Estimation in Distribution Feeders	60	✗	✗			✗				✗	✗	✗		✗	✗					✗	✗	
29	1996	Power Distribution System Planning with Reliability Modeling and Optimization	155	✗	✗			✗					✗	✗		✗	✗					✗	✗	

30	199 1	Determination of Primary-Feeder Losses	48	☒	☒	☒	☒					☒		☒			☒	☒	☒			☒	☒
31	200 4	Optimal Source Substation Location Selection in Radial Distribution Networks	1		☒	☒	☒	☒	☒	☒			☒			☒	☒	☒	☒			☒	☒
32	200 8	Power system critical areas by using sensitivities and participation factors for online applications	577	☒	☒	☒	☒					☒		☒			☒	☒	☒				
33	200 9	Managing Contingencies in real time using EMS advanced network applications	577				☒						☒			☒	☒	☒	☒	☒			
34	201 2	Support of Contingency Analysis in BC Hydro bulk transmission system operations	0					☒	☒			☒				☒	☒	☒	☒				
35	201 7	Implementation of a novel unified power flow controller into Newton-Raphson load flow	1			☒	☒		☒					☒		☒	☒	☒	☒	☒		☒	
CANTIDAD:			21	23	20	16	18	15	10	11	7	20	23	5	14	19	13	20	11	16	21	13	

8.2 Resumen de Indicadores

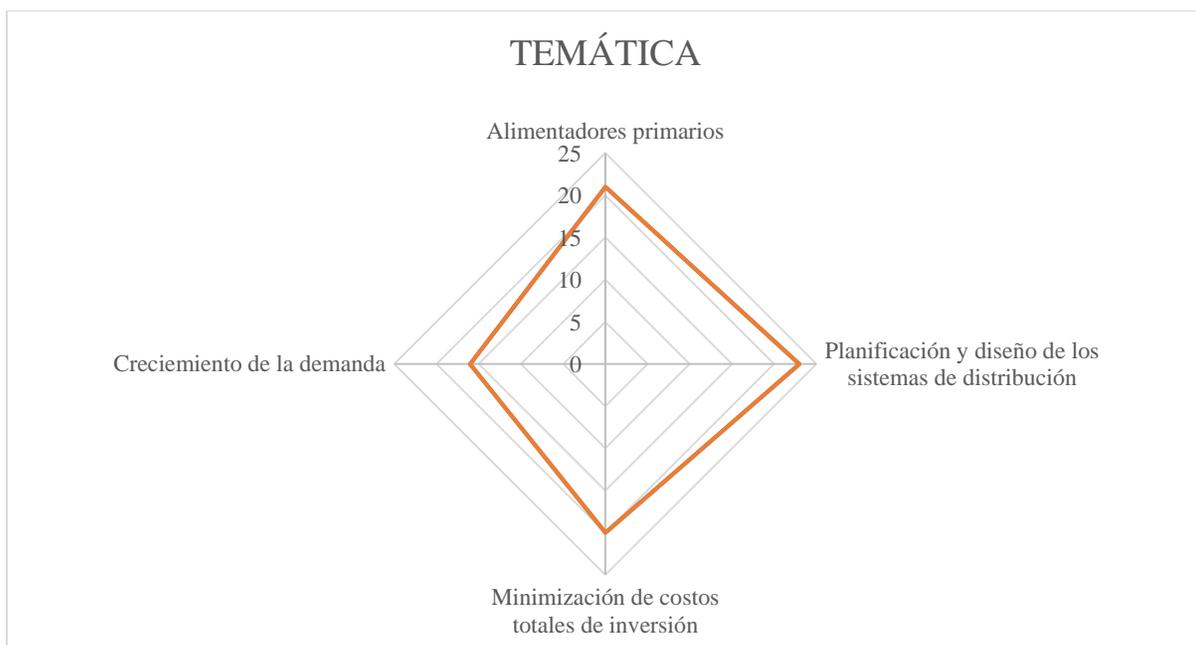


Figura 13. Resumen e indicador de la temática - Estado del arte

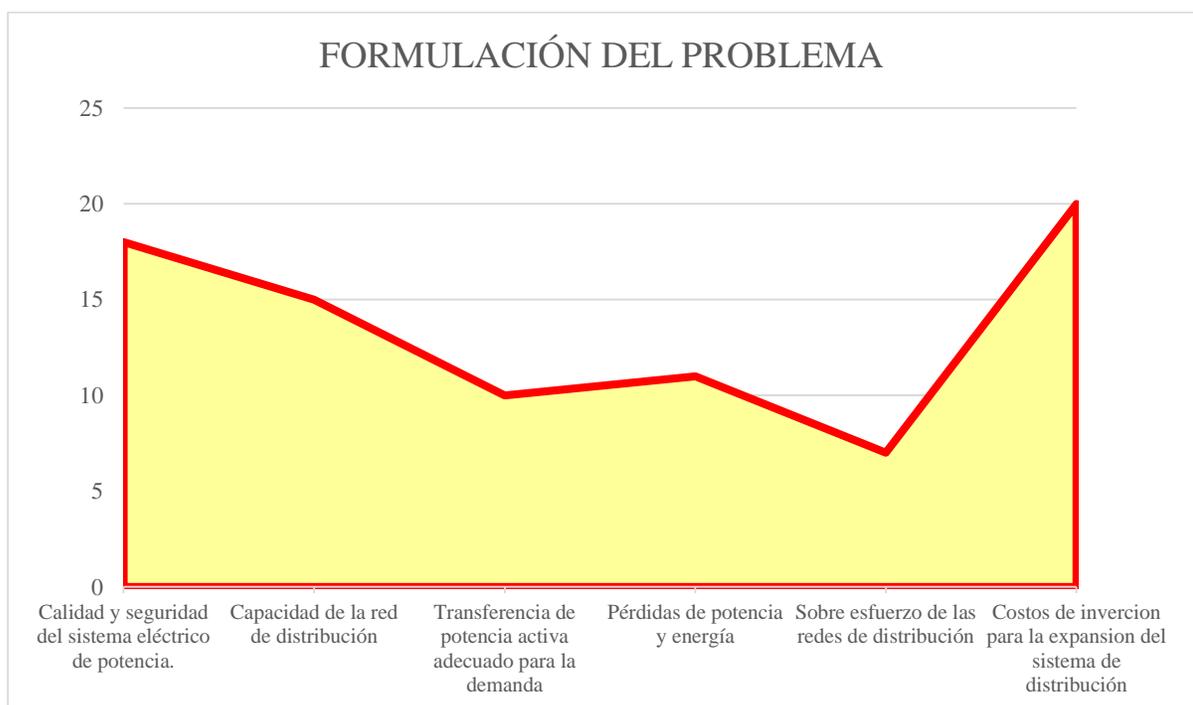


Figura 14. Indicador de formulación del problema - Estado del arte

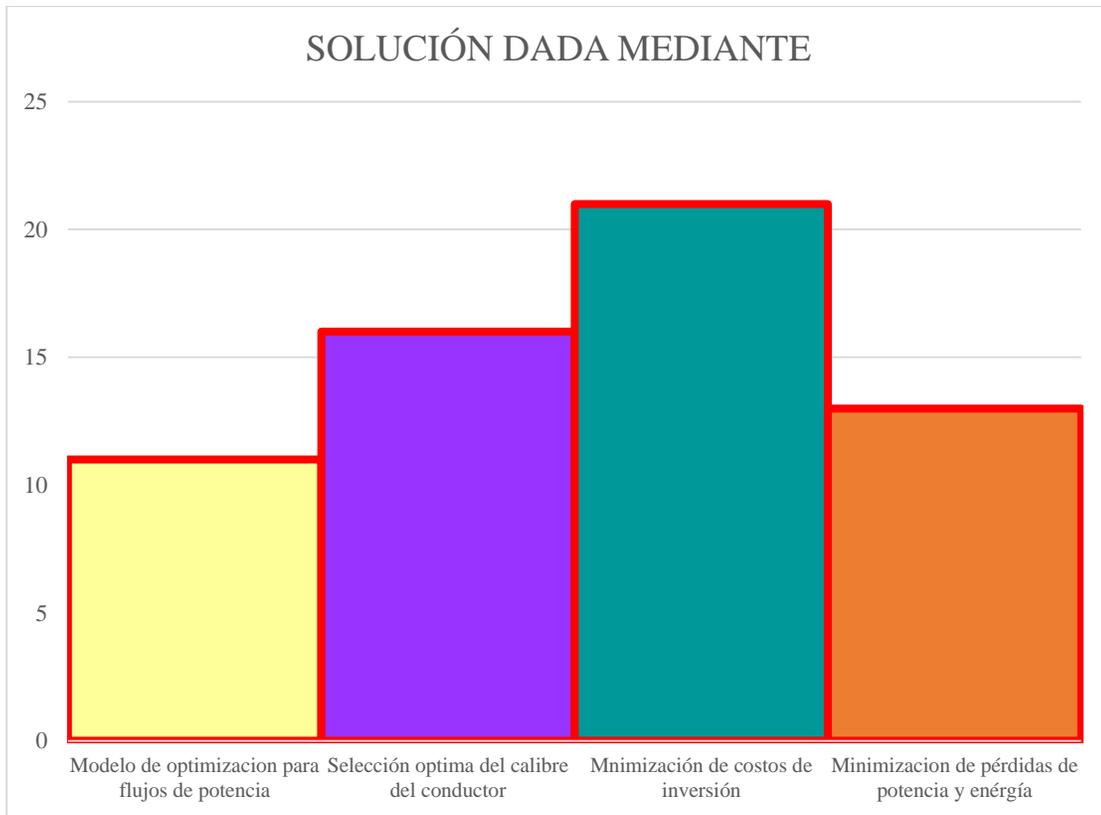


Figura 15. Indicador de solución - Estado del arte

9 Anexos

Tabla 8. Características eléctricas de los nexos del sistema eléctrico.

NEXOS			(km)	(ohm)/ km	(pu)	(ohm)/ km	(pu)
	Nini	Nfin	d	Rr	R	Xr	X
x1	1	2	1,99	0,8530	0,089322	0,0005	0,0000523574
x2	2	3	2,14	0,8530	0,095938	0,0005	0,0000562358
x3	3	4	1,83	0,8530	0,082044	0,0005	0,0000480913
x4	4	5	1,11	0,8530	0,049623	0,0005	0,0000290875
x5	5	6	1,11	0,8530	0,049623	0,0005	0,0000290875
x6	4	7	0,38	0,8530	0,016839	0,0005	0,0000098703
x7	7	8	0,37	0,8530	0,016706	0,0005	0,0000097928
x8	8	9	0,37	0,8530	0,016706	0,0005	0,0000097928
x9	9	10	0,37	0,8530	0,016706	0,0005	0,0000097928
x10	10	11	0,37	0,8530	0,016706	0,0005	0,0000097928
x11	3	12	1,33	0,8530	0,059548	0,0005	0,0000349050
x12	12	13	1,11	0,8530	0,049623	0,0005	0,0000290875
x13	13	14	1,40	0,8530	0,062856	0,0005	0,0000368441
x14	14	15	1,11	0,8530	0,049623	0,0005	0,0000290875

Tabla 9. Características eléctricas de los nodos del sistema eléctrico.

NODO	Num	Vnom	Vmin	Vini	Vmax	Pcar	Qcar	Scar
n1	1	13,8	13,11	13,8	14,49	0	0	0
n2	2	13,8	13,11	13,8	14,49	0,03037	0,02	0,04
n3	3	13,8	13,11	13,8	14,49	0,07227	0,04	0,09
n4	4	13,8	13,11	13,8	14,49	0,13988	0,09	0,16
n5	5	13,8	13,11	13,8	14,49	0,06454	0,04	0,08
n6	6	13,8	13,11	13,8	14,49	0,0165	0,01	0,02
n7	7	13,8	13,11	13,8	14,49	0,09315	0,06	0,11
n8	8	13,8	13,11	13,8	14,49	0,04716	0,03	0,06
n9	9	13,8	13,11	13,8	14,49	0,0311	0,02	0,04
n10	10	13,8	13,11	13,8	14,49	0,04088	0,03	0,05
n11	11	13,8	13,11	13,8	14,49	0,31684	0,02	0,32
n12	12	13,8	13,11	13,8	14,49	0,01927	0,01	0,02
n13	13	13,8	13,11	13,8	14,49	0,00423	0,00	0,00
n14	14	13,8	13,11	13,8	14,49	0,02351	0,01	0,03
n15	15	13,8	13,11	13,8	14,49	0,0203	0,01	0,02
					TOTAL	0,92	0,39192	1