

**ÓPTIMA DETERMINACIÓN DE LA CAPACIDAD EN TRANSFORMADORES
DE DISTRIBUCIÓN CONSIDERANDO COSTOS ASOCIADOS A LA
INVERSIÓN Y PÉRDIDAS, USANDO PROGRAMACIÓN NO LINEAL
ENTERA MIXTA Y BAJO ESCENARIOS DE DEMANDA**

**UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA
SEDE QUITO**

**CARRERA:
INGENIERÍA ELÉCTRICA**

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

**TEMA:
ÓPTIMA DETERMINACIÓN DE LA CAPACIDAD EN TRANSFORMADORES
DE DISTRIBUCIÓN CONSIDERANDO COSTOS ASOCIADOS A LA
INVERSIÓN Y PÉRDIDAS, USANDO PROGRAMACIÓN NO LINEAL
ENTERA MIXTA Y BAJO ESCENARIOS DE DEMANDA**

**AUTOR:
PUCO CHICAIZA KLEBER ALONSO**

**TUTOR:
JORGE PAÚL MUÑOZ PILCO**

Quito, agosto 2021

Datos de Catalogación Bibliográfica

Kleber Alonso Puco Chicaiza

ÓPTIMA DETERMINACIÓN DE LA CAPACIDAD EN TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN CONSIDERANDO COSTOS ASOCIADOS A LA INVERSIÓN Y PÉRDIDAS, USANDO PROGRAMACIÓN NO LINEAL ENTERA MIXTA Y BAJO ESCENARIOS DE DEMANDA

Universidad Politécnica Salesiana, Quito - Ecuador 2021

Ingeniería Eléctrica

Breve reseña historia e información de contacto:



Kleber Alonso Puco Chicaiza (Y'1985). Realizó sus estudios de nivel secundario en el Colegio Ramón Barba Naranjo. Egresado de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Politécnica Salesiana. Su trabajo se basa en el análisis para la determinación de la capacidad de transformadores considerando costos de inversión y pérdidas bajo escenarios de demanda en el sistema de distribución. kpuco@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

©2021 Universidad Politécnica Salesiana
QUITO - ECUADOR

DECLARATORIA DE COAUTORÍA DEL DOCENTE TUTOR

Yo, Jorge Paúl Muñoz Pilco declaro que bajo mi dirección y asesoría fue desarrollado el trabajo de titulación *ÓPTIMA DETERMINACIÓN DE LA CAPACIDAD EN TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN CONSIDERANDO COSTOS ASOCIADOS A LA INVERSIÓN Y PÉRDIDAS, USANDO PROGRAMACIÓN NO LINEAL ENTERA MIXTA Y BAJO ESCENARIOS DE DEMANDA* realizado por Kleber Alonso Puco Chicaiza, obteniendo un producto que cumple con todos los requisitos estipulados por la Universidad Politécnica Salesiana para ser considerado como trabajo final de titulación.

Quito D.M., agosto de 2021



.....
Jorge Paúl Muñoz Pilco

C.C.: 1719006189

CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR

Yo, Kleber Alonso Puco Chicaiza, con documento de identificación N° 0503071722, 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 LA CAPACIDAD EN TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN CONSIDERANDO COSTOS ASOCIADOS A LA INVERSIÓN Y PÉRDIDAS, USANDO PROGRAMACIÓN NO LINEAL ENTERA MIXTA Y BAJO ESCENARIOS DE DEMANDA*, 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., agosto de 2021



.....
Kleber Alonso Puco Chicaiza
C.C.: 0503071722

ÍNDICE GENERAL

1	Introducción	2
2	Marco teórico	4
2.1	Sistemas de distribución en el sistema de potencia.....	4
2.1.1	Unidades que componen el sistema de distribución.....	6
2.1.2	Planificación del Sistema de Distribución.....	7
2.1.3	Transformadores de Distribución.....	8
2.1.4	Pérdidas en el Sistema de Distribución	10
2.1.5	Evaluación de pérdidas en los Transformadores de Distribución	11
3	Modelo matemático.....	14
3.1	Generalidades para el modelado	14
3.2	Desarrollo matemático	15
3.2.1	Función objetivo.....	15
3.2.2	Abastecimiento de demanda.....	16
3.2.3	Decisión del tipo de transformador	16
4	Aplicación del Modelo de Optimización	16
4.1	Parámetros de parametrización.....	16
4.2	Esquema para la resolución.....	17
4.3	Caso de estudio.....	18
5	Análisis de resultados.....	18
5.1	Selección del tipo de transformador por escenario de carga.....	19
5.2	Evaluación de costos de pérdidas.....	20
5.3	Evaluación de costos globales, capacidad y tipo de transformadores.....	22
6	Conclusiones	23
6.1	Trabajos futuros.....	25
7	Referencias	25
7.1	Matriz de Estado del Arte.....	30
7.2	Resumen de Indicadores.....	34

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Abastecimiento de la demanda y su crecimiento mediante la red de distribución. [autor].....	3
Figura 2. Estructura del Sistema de Distribución.	6
Figura 3. Esquema del transformador ideal [36].....	9
Figura 4. Clasificación de las pérdidas eléctricas [37].....	11
Figura 5. Escenarios de demanda y crecimiento en el período de análisis.....	17
Figura 6. Tipo de transformador seleccionado en función al escenario de carga.	19
Figura 7. Costos por tipo de transformador en función al escenario de carga.	19
Figura 8. Valoración de pérdidas del transformador de capacidad de 30 kVA.	20
Figura 9. Valoración de pérdidas del transformador de capacidad de 50 kVA.....	21
Figura 10. Valoración de pérdidas del transformador de capacidad de 75 kVA	21
Figura 11. Evaluación de costos en valor presente Transformador 30kVA a 50 kVA....	22
Figura 12. Evaluación de costos en valor presente Transformador 50 kVA a 75 kVA...	23
Figura 13. Evaluación de costos en valor presente Transformador 75 kVA a 100 kVA.	23
Figura 14. Resumen e indicador de la temática - Estado del arte.	34
Figura 15. Indicador de formulación del problema - Estado del arte.....	35
Figura 16. Indicador de solución - Estado del arte.	35

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Escenarios de carga y demanda inicial.	17
Tabla 2. Algoritmo de resolución.....	18
Tabla 3. Datos los tipos de transformadores.....	18
Tabla 4. Selección económica del transformador.	19
Tabla 5. Valoración de pérdidas del transformador de capacidad de 30 kVA.....	20
Tabla 6. Valoración de pérdidas del transformador de capacidad de 50 kVA.....	21
Tabla 7. Valoración de pérdidas del transformador de capacidad de 75 kVA.....	21
Tabla 8. Costos en valor presente para evaluar cambio de transformador 30 kVA a 50 kVA	22
Tabla 9. Costos en valor presente para evaluar cambio de transformador 50 kVA a 75 kVA	23
Tabla 10. Costos en valor presente para evaluar cambio de transformador 75 kVA a 100 kVA.	23
Tabla 11. Matriz de estado del arte.....	30

ÓPTIMA DETERMINACIÓN DE LA CAPACIDAD EN TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN CONSIDERANDO COSTOS ASOCIADOS A LA INVERSIÓN Y PÉRDIDAS, USANDO PROGRAMACIÓN NO LINEAL ENTERA MIXTA Y BAJO ESCENARIOS DE DEMANDA

Resumen

El desempeño tanto técnico como económico en las redes de distribución eléctrica son las motivaciones esenciales para que las empresas de distribución de electricidad optimicen su inversión, particularmente en los elementos relevantes como son los transformadores de distribución, los cuales se utilizan ampliamente en la red. Las empresas de distribución suelen asignar gran parte de su presupuesto en la instalación de transformadores para el suministro a nuevas cargas o aumentar la capacidad de los transformadores de distribución para atender el crecimiento de la demanda y la confiabilidad del sistema cada año.

Por tanto, el presente trabajo desarrolla un modelo de optimización, el cual permite de forma integral incluir el impacto de la inversión inicial de los transformadores y el costo de las pérdidas de energía eléctrica dentro del período de servicio económico, permitiendo de esa forma obtener los resultados óptimos asociados a la selección técnica y económica de capacidad del transformador y comprobación del modelo bajo diferentes escenarios de carga.

Palabras Clave: Transformadores, Demanda, Gestión de carga, Sistemas de distribución, Rentabilidad, Costos, Pérdidas, Optimización.

Abstract

Both technical and economic performance in power distribution networks are the essential motivations for electric companies to optimize their investment, particularly in relevant elements such as distribution transformers, which are widely used in the network. Electric companies usually allocate a large part of their budget in the installation of transformers to supply new loads or increase the capacity of distribution transformers to meet the growth in demand and the system's reliability each year.

Therefore, the present paper develops an optimization model that allows integrally including the impact of the initial investment of transformers and the cost of electrical energy losses within the economic service period, allowing in this way, obtain the optimal results associated with the technical and economic selection of transformer capacity, and; model is checked under different load scenarios.

Keywords: Transformers, Power demand, Load management, Distribution systems, Profitability, Costs, Loss measurement, Optimization methods.

1 Introducción

Las redes de distribución de energía están conformadas por cientos de componentes eléctricos que están dispuestos e interconectados entre sí para formar un sistema de suministro de energía confiable. Los operadores de esta red, denominados comúnmente empresas de distribución de electricidad, se enfrentan a una serie de desafíos para garantizar un suministro de energía confiable desde su infraestructura existente a sus clientes, como el crecimiento de la carga, la infraestructura obsoleta y los eventos operativos anormales [1].

Con base a lo descrito, uno de los principales problemas recae en el abastecimiento de la demanda de energía eléctrica, la que resulta del consumo de los distintos usuarios finales y que está influenciada por varios factores no controlables, como las condiciones meteorológicas, las actividades económicas, el estilo de vida, etc. [2]. En este contexto, es necesario señalar que, los períodos de máxima demanda que suele requerirse en la red pueden variar y desviarse durante los días de la semana y los fines de semana [3]. Para los transformadores ubicados en las redes de distribución, el efecto agregado de los perfiles de demanda de energía para un gran grupo de usuarios es hasta cierto punto más predecible y podría caracterizarse en función de los tipos de consumo conocidos actualmente como lo son el residencial, comercial o una mezcla entre los distintos tipos de usuarios categorizados en una red de distribución dada [4].

En el enfoque determinista, el dimensionamiento de la capacidad de los transformadores de distribución se basa comúnmente en el abastecimiento de la demanda máxima incluyéndose un margen de reserva. En muchos casos, este accionar

generalmente termina con un alto exceso de capacidad en los transformadores de distribución, en particular en áreas de desarrollo nuevo, cuando la tasa de crecimiento de la carga es baja [5], en función a esta problemática se realiza el presente estudio desarrollando un modelo óptimo que calcule la capacidad de los transformadores en función de la demanda y su crecimiento, considerando aspectos técnicos y costos involucrados, esto se ilustra en la Figura 1.

En forma complementaria y dado que, en los últimos años se ha incrementado de forma significativa la demanda eléctrica de los usuarios finales, las industrias han buscado mejorar y tecnificarse cada vez más generando diversos tipos de transformadores de distribución [6]. En este contexto, se puede señalar que, según el material del núcleo, los transformadores de distribución se dividen en transformadores de distribución de acero al silicio y transformadores de distribución de aleación amorfa, siendo estos últimos los que brindan una menor pérdida operativa [7]. Por otra parte, los transformadores de distribución también se pueden dividir en dos grupos acorde al modo de aislamiento, sumergido en aceite y tipo seco, los transformadores sumergidos en aceite incluyen transformadores de distribución de aceite aislante mineral y aceite aislante vegetal; estos últimos, tienen una mejor protección ambiental y una mayor adaptabilidad ambiental [8].

Así mismo y dadas las funciones operativas en la distribución, los transformadores se pueden dividir en convencionales, de alta capacidad de sobrecarga y de regulación de capacidad en carga [9]. Los transformadores de distribución de alta capacidad de sobrecarga tienen la capacidad de soportar sobrecargas a corto tiempo [10]. Los transformadores de distribución reguladores de capacidad pueden

convertirse en convencionales con grandes y pequeñas capacidades según la crítica de diseño preestablecida [4]. Por lo tanto, las características técnicas y económicas de los diferentes transformadores de distribución deben tenerse en cuenta en la optimización, así como el costo y el rendimiento técnico de los mismos considerando su selección [11].

Adicional a lo señalado, el análisis de costos y utilidad del ciclo de vida se ha utilizado ampliamente para medir de manera integral los beneficios económicos de los equipos relevantes, cuyo concepto puede ser extrapolable y aplicado a los transformadores de las redes de distribución. Por lo tanto, se vuelve aún más relevante la investigación sobre los métodos de optimización para determinar

el dimensionamiento de transformadores basado en la teoría del costo del ciclo de vida, tomado en cuenta las características técnicas y económicas de los diferentes transformadores de distribución [12], lo cual precisará los beneficios económicos de diferentes transformadores de distribución y elegir el esquema de costo mínimo del ciclo de vida como el esquema óptimo, brindando apoyo a los planificadores de redes de distribución para tomar decisiones óptimas sobre la implementación de los transformadores de distribución [13].

Con base a lo mencionado y tomando en cuenta la importancia de la red de distribución, así como sus elementos principales, según [14] se realiza una caracterización de cargas basada en

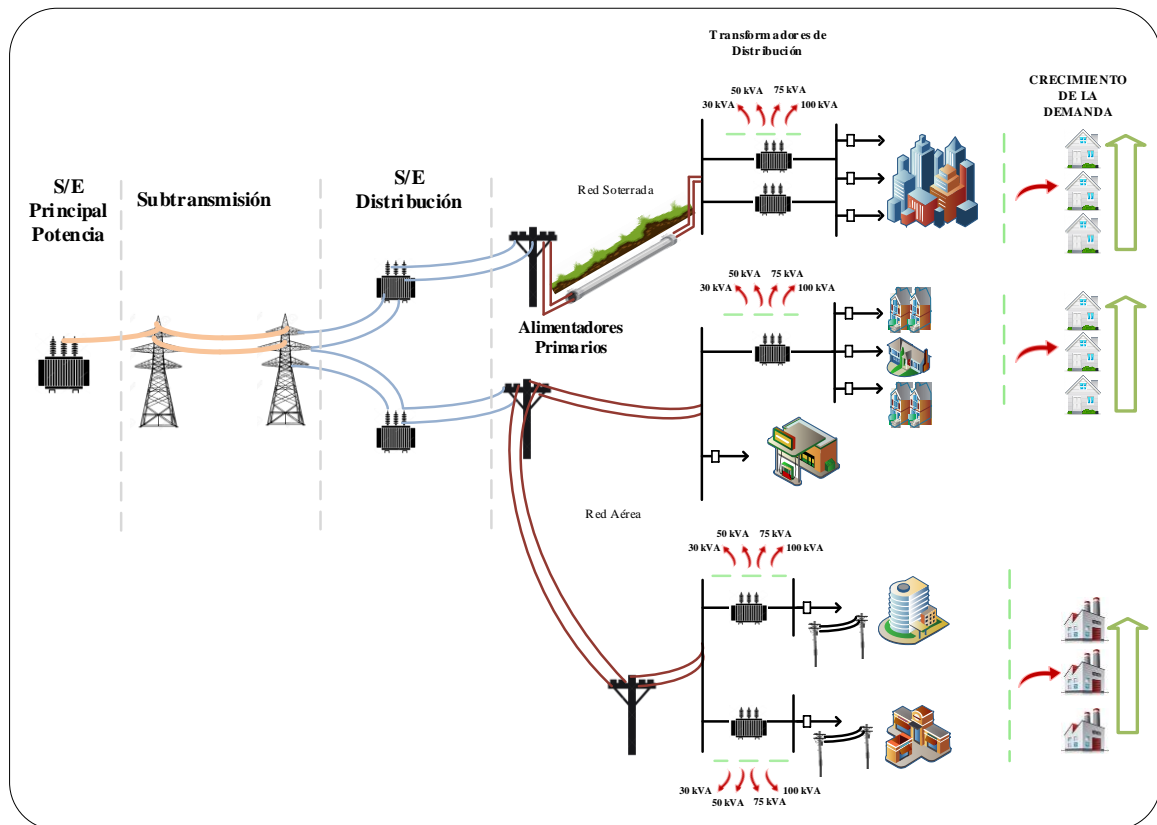


Figura 1. Abastecimiento de la demanda y su crecimiento mediante la red de distribución. [autor].

mediciones estadísticas de las cargas individuales y agregadas, en [15] se desarrolla un método de análisis de funcionamiento económico de transformadores basado en clustering, teniendo en cuenta la economía de la operación de los transformadores en paralelo, en [16] se propone una estrategia de distribución de carga. La estrategia de conmutación óptima de los transformadores mediante la metodología de costo económico se desarrolla en [17]. Una estrategia integral de control para la operación de transformadores en paralelo en redes inteligentes de distribución se muestra en [18]. En [19] se presenta un método analítico de cálculo de la capacidad de suministro de energía que consideraba de manera integral la sobrecarga del transformador principal y las limitaciones de capacidad de interconexión.

Por lo antes descrito, la investigación presenta un método integral de análisis y evaluación técnica económica de los transformadores a implementarse, considerándose el impacto de la inversión inicial de los transformadores y el costo de las pérdidas de energía eléctrica dentro del período de servicio económico, permitiendo de esa forma la selección del transformador óptimo y su capacidad en función al crecimiento de carga, para el efecto, el desarrollo del trabajo de investigación se detalla en las siguientes secciones: la Sección 2 contiene el marco teórico orientado a la expansión de redes de distribución, su funcionamiento, descripción y aplicación de los transformadores de distribución; la Sección 3 presenta una descripción del modelo matemático para la óptima determinación de la capacidad en transformadores de distribución considerando los costos asociados a la inversión y pérdidas para diferentes escenarios de carga; la Sección 4 presenta

la implementación de la formulación de la optimización; en la Sección 5 se encuentra el análisis de resultados; y para finalizar se detallan las conclusiones y trabajos futuros.

2 Marco teórico

2.1 Sistemas de distribución en el sistema de potencia

El sistema eléctrico de potencia está constituido por etapas, la primera es la generación donde se transforma las diferentes formas de energía para producir energía eléctrica, posteriormente es dirigida a la siguiente etapa siendo esta la transmisión de la energía por líneas y su respectiva estructura hacia la etapa final del sistema que es la etapa de distribución que tiene como labor principal abastecer a la demanda. Se considera una de las partes más importantes del sistema ya que es el nexo directo con los consumidores y por ende son responsables de entregar dicho suministro con mejores índices de calidad, confiabilidad y de forma segura [20].

Para el diseño y planificación del sistema de distribución los estudios se enfocan en el principal componente que es la carga, su análisis es un proceso complejo debido a que se considera distintos aspectos como: la caracterización de consumo dinámico, ubicación dispersa y volumen de carga, para operar óptima y conjuntamente los elementos del sistema de distribución en el proceso de energización, coordinado paralelamente con todo el sistema de potencia de manera segura y confiable, los equipos en la distribución dependiendo de la carga, realizan acciones para adaptarse y favorecer el despacho de la energía como son [21]:

- Cambio de los niveles de voltaje, variación y regulación del mismo.

- Incorporación de compensadores y protecciones.
- Análisis de equipos existentes como conductores, transformadores, etc.

En base a la importancia de cómo se adapta e implementa la estructura del sistema de distribución para brindar el servicio de energía eléctrica se plantean estrategias para direccionar la inversión a esta etapa del sistema dependiendo si es aérea, subterráneo o mixta correspondería un porcentaje del total de la inversión de hasta el 50% y mayores al 80% junto con la generación siendo tasas elevadas por lo que requieren análisis de planificación y diseño, optimización en la selección e instalación, detalle de equipos y diseño, debido a la influencia económica y principalmente técnica en toda la red de electrificación [22]. Por lo tanto, el punto de partida para los estudios técnicos y económicos es precisar el tipo de carga para poder definir el consumo de potencia.

En función al tipo de usuario que se atiende, la carga puede clasificarse en:

- *Residencial*: son consumidores ubicados en el área rural y urbana, el consumo es alto pero la densidad de carga es reducida, y el diseño de la red debe adaptarse ya que mayormente son monofásicas.
- *Comercial*: su consumo de potencia es medio, está presente en las áreas y complejos comerciales con densidad mayor, son de estructura específica por lo que requieren seguridad, respaldo frente a perturbaciones en el suministro y generalmente son trifásicas
- *Industrial*: es la carga perteneciente al área industrial de gran potencia o llamados grandes consumidores, su densidad de carga es alta al igual que los niveles de voltaje que ocupa y

también puede generar energía para su consumo y para el sistema.

La carga también se clasifica en función de la densidad de carga en un área servida siendo de baja, media, alta y extra alta densidad en función del área que ocupan y la potencia consumida, por ejemplo: las residencias rurales son de baja densidad por su área y consumo, pero de media a alta densidad pertenecen propiedades residenciales urbanas y edificios que su área cubierta es mayor, para cargas de densidad extra alta corresponden centros de consumo comercial y espacios céntricos de consumos grandes, para esta clasificación principalmente se considera la diversificación de la carga. Las tarifas de electricidad son otro recurso para proporcionar una tipificación a las cargas considerando que estos precios de energía son minimizados para beneficios del consumidor e impulsan al ahorro energético mediante costos horarios, es así, como dependiendo de su uso, los usuarios con actividades comerciales y sectores vulnerables su tarifa es reducida en comparación a usuarios domésticos, de igual forma, los grandes consumidores que toman energía en la etapa de subtransmisión el costo de la tarifa es menor debido a que el recorrido de la energía es más corto [23].

Finalmente, la carga también se la cataloga por su sensibilidad en las siguientes categorías:

- *Primaria*: corresponde a las cargas más sensibles en las que una perturbación en el suministro de energía puede ocasionar perjuicios graves a los usuarios, al sector productivo o a la seguridad.
- *Secundaria*: son de poca sensibilidad en las que la falta de energía temporalmente no afecta a las actividades económicas y de producción.

- *Terciaria*: pertenecen aquellas cargas que no se ven afectadas por una interrupción prolongada de energía, en su mayoría son cargas residenciales únicamente causan molestias leves.

Se tipifica a las cargas debido a la necesidad de diseñar adecuadamente la red de distribución y el sistema en general, partiendo del análisis de la demanda y proyectando su crecimiento se aplica ingeniería en todas las áreas del sistema de potencia empezando con la planificación, diseño de su estructura, construcción y su operación.

2.1.1 Unidades que componen el sistema de distribución

Para analizar los elementos que componen el esquema de la red de distribución es indispensable conocer las configuraciones con las que cuenta dicho esquema de distribución; los cuales son: radial, lazo abierto y mallado, el primero se caracteriza por extender un suministro de energía lineal donde hay un solo camino para la alimentación a las cargas y generalmente sirven para abastecer zonas rurales donde su consumo es reducido al igual que la densidad de carga; la segunda configuración brinda la posibilidad de abastecimiento por dos vías pero solo por una a la vez para la operación, la otra está abierta y es considerada de emergencia; y por último, el esquema mallado presenta varias salidas que operan simultáneamente para distribuir la energía, se respaldan por varias ramas y caminos alternativos para el flujo de potencia con el fin de mitigar la congestión de las líneas entre uno de los beneficios.

Independientemente de la estructura que se emplee, los elementos que se diseñan para lograr el transporte y abastecimiento de la energía eléctrica se

ilustran en la Figura 2 y se describen a continuación [22]:

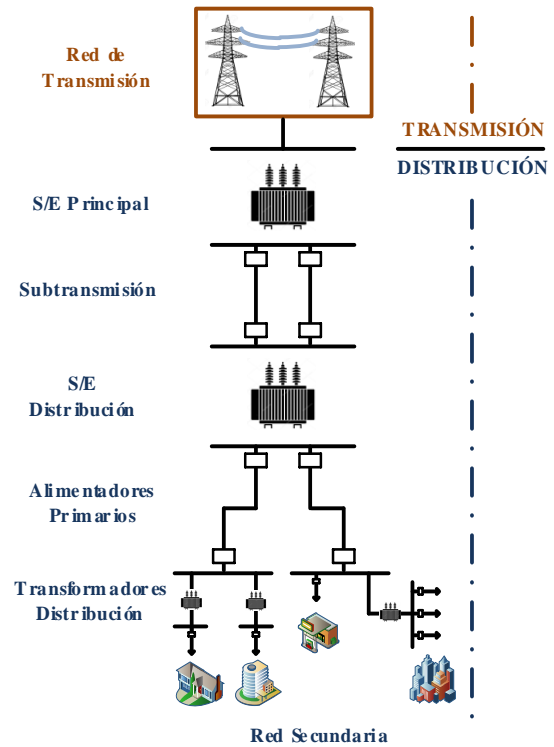


Figura 2. Estructura del Sistema de Distribución.

- Subestación de potencia*: es el comienzo de los elementos en la distribución, transforma el voltaje de potencia que toma de la transmisión y lo adecua para la subtransmisión. Las subestaciones también tienen configuraciones y depende de la condición del sistema y de su confiabilidad para su selección, la de más frecuencia de uso es en anillo.
- Subtransmisión*: trabajan en alto voltaje y salen de la subestación principal, es un sistema compuesto por líneas y elementos que son direccionados para abastecer a la subsiguiente subestación que es la de distribución [24].
- Subestación de distribución*: al igual que subestación principal, recibe la

potencia de la subtransmisión en alto voltaje y adapta el voltaje a nivel medio para transferirlo a los alimentadores primarios, la configuración de mayor uso es en anillos y se enlazan al menos dos alimentadores en adelante.

- d) *Alimentadores*: son circuitos que subsiguen a la subestación de distribución, cumplen la función de transmisión en medio voltaje desde la subestación hacia los transformadores de distribución, sus formas dependen del área y tipo de servicio y de las particularidades del sistema. Pueden tener circuitos monofásicos, estructura de 1, 3 o 4 hilos y su modo de conexión en anillo, con amarre, mallados y radiales
- e) *Transformadores*: son la continuación de los alimentadores primarios, transforman la potencia reduciendo el voltaje de nivel medio a bajo para uso común normalizados usualmente a 400 - 220 V.
- f) *Sistema secundario*: lo comprenden las redes que distribuye directamente la energía a los consumidores y servicios públicos desde el secundario del transformador de distribución, también están incluidas las acometidas y equipos de medición que llevan el suministro eléctrico a los puntos de consumo de usuarios finales.

Los niveles de voltaje que se designan a los elementos de distribución dependen del tipo de carga, por lo tanto, los voltajes de subtransmisión y distribución se ajustan óptimamente considerando aspectos económicos, técnicos y ambientales de la carga y del sistema.

2.1.2 Planificación del Sistema de Distribución

Como se mencionó anteriormente los estudios de planificación para la operación y principalmente para la expansión debido al continuo crecimiento de la demanda, son muy complejos y la inversión es de las tasas más altas, por tal motivo se consideran multiplicidad de opciones que permitan analizar dicho proyecto, actualmente se emplean medios computacionales para analizar todas las posibles variables técnicas influyentes, optimizar procesos y resultados que maximicen beneficios, los propósitos de plantear un modelo de planificación de [25]son:

- Evaluación de la inserción de equipos y sus costos.
- Minimización de pérdidas y costos de operación.
- Valoración de la confiabilidad del sistema de distribución.

Ejecutar un plan que favorezca directamente al usuario y a las empresas de distribución requiere de una formulación estratégica que permita cumplir con las actividades más relevantes, la minimización de costos y cumplir con la confiabilidad del sistema, ayudan a elegir el diseño más adecuado de varios escenarios.

El crecimiento de la demanda es el principal componente influyente en la fase de planificación, es por este motivo se la simula por medio de pronósticos que se basan en tendencias de crecimiento, este análisis que permite predecir la demanda de energía eléctrica a satisfacer. En el proceso de la planificación en distribución se pueden diferenciar dos fases, la primera es determinar las unidades o parte del sistema a ubicar, y la segunda es el periodo de duración del equipo o sistema incorporado en la primera fase, estas dos fases dependen del pronóstico crecimiento

de la carga para determinar el sistema óptimo de la expansión en un periodo determinado que satisface la demanda respectiva de forma continua, el cumplimiento de este desafío se logra a través de una planificación de corto, mediano y largo plazo dependiendo del periodo de desarrollo del estudio [26], [27].

En base a las fases de la planificación se puede establecer una secuencia: estableciendo primero los datos técnicos tanto costos como de la configuración del sistema y las cargas, calculando la demanda, se analiza los costos de la red fijos verificando que estos sean óptimos, si es así se consigue la configuración del sistema para el plazo estudiado, la minimización de costos operativos y optimización del recurso y según el objetivo también reducir pérdidas dentro del estudio [28].

Los lineamientos generales dentro de la planificación plantean requerimientos mínimos:

- Líneas y transformadores dimensionados apropiadamente para mitigar sobrecarga o fallas.
- Cumplir con la mínima caída de voltaje.
- Las cargas que se abastecerán deben tener alimentación doble por confiabilidad.

Estos aspectos deben cumplirse a un mínimo costo de operación e inversión, motivo por el cual el problema de optimización es complejo y existen variedad de modelos para aplicación en la planificación, donde las necesidades principales son: planeamiento de la operación, de los sistemas nuevos y expandir los ya existentes. La más fácil pero menos habitual es una planificación total desde cero de un nuevo sistema permitiendo versatilidad en los estudios, pero si se debe elegir el diseño más óptimo

[29]. Usualmente el sistema de distribución se ve en la necesidad de expandirse debido al comportamiento de la carga, en lo que se refiere al crecimiento y al surgimiento de nuevos clientes que pueden traer efectos negativos a la red, por lo que este estudio es muy complejo debido a que se debe proceder a una reconfiguración de la red considerando todas las limitaciones operacionales y trabajar principalmente en minimizar pérdidas considerando las restricciones de operación y carga [30], [31].

Considerando lo descrito se evidencia que con el estudio y diseño por parte de la ingeniería de los operadores y empresas de distribución se puede asegurar que el suministro de electricidad sea entregado a la demanda, contando con cada una de las etapas de la red de distribución expandiéndose óptimamente en base a requerimientos técnicos, normativos, regulatorios y económicos. Por lo tanto, la planificación es indispensable para cada acción sobre el sistema de potencia y en este caso para la etapa de distribución; en el presente trabajo de investigación se profundiza el análisis sobre un elemento de la distribución “los transformadores de potencia” y su comportamiento cuando crece la demanda, se orienta a su optimización con respecto a sus características económicas y técnicas en conjunto con las del sistema [32][33].

2.1.3 Transformadores de Distribución

Técnicamente se conoce que la funcionalidad del transformador es cambiar el nivel de voltaje y corriente recibido y entregar por su devanado secundario el voltaje deseado, para el presente estudio la función del transformador primero es transferir energía eléctrica sin alterar su frecuencia de un circuito a otro, y segundo, reducir el nivel de voltaje medio recibido de los

alimentadores primarios a un voltaje de nivel bajo que pueden acceder los consumidores y los sistemas secundarios [34].

El transformador acopla dos circuitos por un medio magnético común cuyo material más usado es el acero al silicio pero también puede ser cualquier otra material ferromagnético, su estructura está compuesta por dos devanados por donde circula un flujo magnético por el núcleo interrelacionando los devanados, si a través de un de estos, llamado primario, está conectado una fuente de voltaje alterno se producirá o inducirá un flujo alterno en el otro devanado, llamado secundario, y dependerá directamente el flujo del voltaje primario y del número de vueltas con que se diseñó, como se muestra en la Figura 3, de un transformador ideal equivalente. Estas unidades de transformación pueden ser monofásicas o trifásicas y todo depende del número de devanados de fase [35].

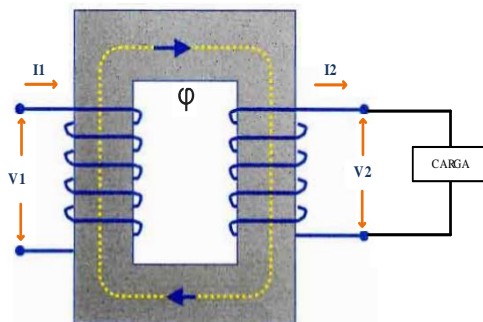


Figura 3. Esquema del transformador ideal [36].

En base a la Figura 3 se pueden observar ciertos elementos que componen a un transformador y para complementar las principales partes con fundamento en [34] se detallan a continuación:

- *Núcleo*: se caracterizan por tener propiedades magnéticas debido al material ferromagnético que usa en sus láminas son prensadas en frío, aseguradas con tornillos y culatas, entre ellas se encuentra un

aislamiento. Los circuitos magnéticos tanto en transformadores trifásicos o monofásicos son acorazados o enrollados para escalar los entrehierros, esto reduce las pérdidas cuando no hay carga debido a la reducción de las corrientes de excitación [36].

- *Bobinados (primario y secundario)*: también denominados de alto y bajo voltaje, el conductor es de cobre debido a su alta conductividad, resistencia mecánica y precio, de forma redonda y cuadrada (barras) dependiendo del diseño y nivel de potencia.
- *Aislamiento*: se encuentra entre la laminas del núcleo junto con el aceite que circula, las características principales para considerar un material es su rigidez dieléctrica, resistencia calórica y como trabaja con el aceite, por lo general es papel aislante. Su fin es resistir sobrevoltajes y cargas estáticas [35].
- *Tanque*: internamente debe soportar sobrepresiones y no deformarse por lo que su material y construcción común es un laminado de acero. Si su superficie no sufre la correcta evacuación de las pérdidas de calor se complementa con un radiador.
- *Auxiliares*: entre los principales están los cambiadores de taps que es una conexión en un bobinado para poder cambiar la relación de transformación y compensar la variabilidad del voltaje de la red; las boquillas terminales o bushings se ubican de acuerdo al voltaje y diseño del transformador en el tanque o tapa en función de normas y generalmente son de porcelana; también cabe nombrar a elementos como: dispositivos de protección, indicadores de nivel, refrigerantes,

placa de características técnicas, dispositivos de toma de muestras y purga [36].

Con base a lo expuesto se determina que el transformador como tal es una máquina estática que por medio de un flujo magnético transforma el voltaje que recibe y la corriente eléctrica entre devanados, pero conserva la misma frecuencia consecuencia de este procedimiento de generar pérdidas magnéticas y eléctricas, no mecánicas lo que resulta en un alto rendimiento del equipo.

Seguidamente es necesario describir las pérdidas eléctricas que se considerarán en el modelo del presente estudio para la determinación de capacidad de los transformadores de distribución.

2.1.4 Pérdidas en el Sistema de Distribución

Las pérdidas se originan por causas muy diversas por lo que requieren de análisis detallados para que los estudios que se realicen sobre el sistema sean cercanos a la realidad. Las pérdidas están en todas las etapas del sistema, pero más acentuadas están en la distribución donde las empresas presentan pérdidas desde la operación hasta la administración y esto es un signo de ineficiencia en los procesos, pero se debe en parte al crecimiento continuo de la demanda y por ende sus redes, esto ocasiona que la operación y estructuración sea compleja causando problemas en su control, en consecuencia los efectos se reflejan directamente en un servicio eléctrico de baja calidad y en pérdidas económicas [37].

La cantidad de pérdidas muestran cómo ha sido la gestión, de quien opera la red y es un aspecto indispensable de evaluar su efecto en todo sentido en el sistema de distribución (todo el subsistema y componentes) hasta su llegada a la demanda, existen normas y regulaciones que permiten el control de estas y lograr

minimizar su valor, todo esto obviamente dentro de una planificación.

Las pérdidas de energía pueden ser clasificadas en dos grupos y en la Figura 4 se visualiza donde se presentan [38], [39]:

- a) *Pérdidas técnicas*: su causa se debe a eventos en la operación y la parametrización en el diseño, son tan comunes en el sistema eléctrico que se las considera como una característica propia, es decir son inevitables, pero si pueden ser minimizadas. Este tipo de pérdidas no pueden recuperarse, pero si reducirse modificando la configuración del equipo o maniobra que la causa, pueden o no depender de la demanda, si dependen se reflejan en la corriente sobre los elementos conocido como efecto Joule, y si no dependen de la demanda, son causadas por variaciones de voltaje ocasionadas por máquinas eléctricas como la histéresis, corrientes de Foucault, etc. En base a la Figura 4, las pérdidas técnicas son ocasionadas por las actividades de transporte y transformación en la transmisión, subtransmisión y distribución primaria y secundaria; además por conexiones defectuosas, corrientes parásitas, efecto corona, efecto skin e histéresis; es una pérdida real de energía, vista desde el punto físico y no puede utilizarse [40].
- b) *Pérdidas no técnicas*: o llamadas comerciales estas pueden ser controladas y reducidas a nulas debido a que son consecuencia de mediciones erróneas, cálculo de tarifas, sustracción de recursos, etc. Pueden ser mitigadas en su totalidad con procesos internos de administración ya que significan pérdidas para la distribuidora. Se diferencia de las técnicas al tener energía que si está

siendo usada para un fin, pero de la cual no se recibe ninguna retribución.

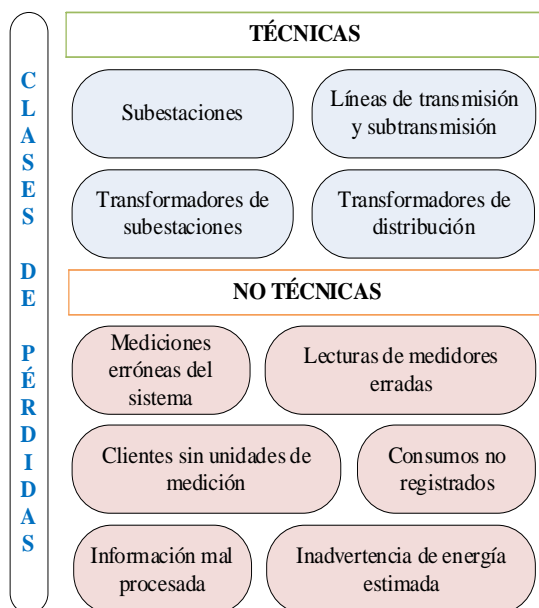


Figura 4. Clasificación de las pérdidas eléctricas [37].

Para la evaluación de pérdidas dentro de los subsistemas de la red de distribución se realiza una estimación del procedimiento, pero al igual que todo análisis se debe tener en cuenta ciertas consideraciones [41]:

- 1) La topología de la red, tanto la principal como la secundaria de distribución.
- 2) Las dimensiones de los conductores del sistema.
- 3) Las protecciones existentes en la topología del sistema.
- 4) Circuitos del alimentador
- 5) Características técnicas de los transformadores de las subestaciones de subtransmisión y distribución, y los datos de energía.
- 6) Información acerca de la demanda de energía.

En este contexto, siendo los transformadores de distribución elementos clave de estudios en la planificación y su estructura influyente en la contribución a las pérdidas deben elaborarse oportunos

estudios de optimización, tanto en su etapa de planificación, elección, detalle, diseño, adquisición e instalación.

2.1.5 Evaluación de pérdidas en los Transformadores de Distribución

Las pérdidas eléctricas son evaluadas técnica y económicamente, pero para su análisis es necesario dividir las en pérdidas de potencia y de energía, posteriormente se usarán estos conceptos para la implementación del modelo matemático de la presente investigación considerado el costo de las pérdidas para la determinación de la capacidad de los transformadores de distribución. Como primer paso para dicha evaluación se requiere de flujos de potencia en los componentes del sistema para valorar la magnitud de las pérdidas, que se refleja en el resultado de la diferencia entre la energía eléctrica que se genera y la que recibe el lado de la carga, esta magnitud es consecuencia de la resistencia inherente generada por ciertos elementos eléctricos, son intrínsecas y no pueden mitigarse pero mediante formulaciones matemáticas de ingeniería u optimización se minimizan; posteriormente el valor obtenido de pérdidas son de potencia y se miden en [kW] y son pérdidas de energía si se las evalúa durante un periodo de tiempo son medidas en [kWh] [42], [43].

Los transformadores son máquinas altamente eficientes, e idealmente se considera que la misma potencia que recibe entrega, pero no es así como en todo proceso físico tienen pérdidas no toda la potencia que absorbe el devanado primario es entregada al devanado secundario. A continuación, se debe incluir también las pérdidas relacionadas al transformador.

2.1.5.1 Pérdidas de potencia

Como se mencionó anteriormente se deben calcular los flujos de potencia para conocer

el valor de voltajes y ángulos en los nodos considerados en el sistema, esto permite estimar las pérdidas de potencia [44].

2.1.5.1.1 *Pérdidas en el núcleo*

Este tipo de pérdidas son también llamadas pérdidas al vacío o en el hierro se deben a la ocurrencia de la histéresis magnética y corrientes parásitas o por Foucault, no están relacionadas con la carga por eso son llamadas en vacío, son consideradas fijas debido a que son efecto de las propiedades, material, dimensiones, frecuencia e inducción del flujo magnético [45], [46].

a) *Pérdidas por histéresis magnética*: a causa del campo magnético que es generado por el núcleo del transformador e influye sobre el material del mismo tendiendo a imantarlo, se origina un problema en cuanto a la corriente que se inyecta ya que esta es alterna y constantemente cambia la polaridad y por ende simultáneamente se altera el sentido del campo magnético, posteriormente el núcleo imantado debe cambiar sus moléculas en el material que lo conforma para adaptarse al sentido de orientación en el instante, este proceso requiere de cierto nivel energético que es tomado de la fuente de alimentación constituyendo una pérdida; este efecto causa un fenómeno de remanencia magnética y saturación en el núcleo en síntesis [47].

b) *Pérdidas por corriente Foucault*: son corrientes parásitas que circulan en el núcleo de transformador de distribución, su origen es la inducción de un campo magnético que atraviesa el núcleo y que varía por ser un equipo alimentado por corriente alterna, este evento produce corrientes eléctricas que transitan en el material metálico

caracterizado por ser de baja resistencia y en base a la ley de Joule es consumida como calor [38].

Prácticamente existe maneras simples de calcular estas pérdidas, consiste en verificar en curvas elaboradas por el fabricante del transformador en base al material y frecuencia particular de funcionamiento, la visualización es en cifras de pérdidas en función de la inducción magnética.

2.1.5.1.2 *Pérdidas en el cobre*

Esta pérdida la rige la ley de Joule, se debe al calentamiento que se produce en el conductor de los devanados del transformador a causa del paso de corriente, esta potencia no llega al devanado secundario es absorbida por el transformador lo que la convierte en una pérdida [48]. La fórmula de cálculo de la potencia que se pierde es:

$$P_c = I^2 \cdot R \quad (1)$$

Donde:

P_c	Pérdidas en el cobre del transformador
I	Corriente total
R	Resistencia eléctrica de los devanados del transformador.

El principal efecto sobre los transformadores de distribución es el calentamiento de sus bobinados, la problemática se centra en que dicho sobrecalentamiento puede causar daño en el aislamiento del conductor siendo este irreversible, causa además cortocircuitos y disminuye la vida útil de los equipos involucrados en el circuito. Cabe resaltar que este tipo de pérdida si depende de la carga por lo tanto su evaluación es periódica y depende de la potencia de consumo [38].

2.1.5.2 Pérdidas de Energía

Posterior a los cálculos de las pérdidas de potencia y estableciendo un periodo de tiempo de análisis se puede calcular las pérdidas de energía, y necesariamente el cálculo requiere del valor de la demanda en dicho periodo y nodo del sistema para obtener las pérdidas por intervalo de carga. Debido a la cantidad de variables y restricciones aplicadas a las mismas se utilizan medios computacionales y estadísticos para evaluar pérdidas y costos [49].

En razón a que las pérdidas de energía dependen de las pérdidas de potencia que son valores fijos y también dependen del tiempo, se puede fácilmente obtener a las pérdidas de energía en el núcleo, como se mencionó no dependen de la carga y si de las características del material, por lo tanto, el valor de las pérdidas en el hierro es fijo durante todo el periodo, su fórmula se deduce de la siguiente manera [50]:

$$PE_n = P_n * 8760 \quad (2)$$

Donde:

PE_n	Pérdidas de energía en el núcleo del transformador [kWh/año]
P_n	Pérdidas de potencia en el núcleo [kW].
8760	Horas en el año.

Como se describió las pérdidas del cobre dependen de la corriente de carga por lo tanto para el cálculo de las pérdidas de energía en el cobre debe sumarse las pérdidas de potencia en cada periodo que dure ese valor de potencia para tiempo seleccionado en el estudio, sin embargo, es complicado disponer de todos los valores fijos de pérdidas solo los máximos en cada intervalo del periodo total de estudio

(ejemplo: un año), para lo cual la formula general sería:

$$PE_c = P_c * 8760 * F_{per} \quad (3)$$

Donde:

PE_c	Pérdidas de energía con carga en el transformador [kWh/año]
P_n	Pérdidas de potencia en el cobre [kW].
F_{per}	Factor de pérdida.

Para la aplicación de la formulación de las pérdidas de energía en el cobre o con carga se requiere conocer dos conceptos básicos:

1) *Factor de carga*: es medida en función del nivel de utilización, corresponde al valor promedio de la carga en relación con un valor de carga máxima en un periodo específico [51].

$$F_{carga} = \frac{P_m}{P_{max}} \quad (4)$$

2) *Factor de pérdidas*: de la misma manera este factor es la relación entre las pérdidas medias y las máximas en un periodo de tiempo. Pero tradicionalmente se incorpora una formulación que relaciona en factor de pérdidas con el de carga debido a su dependencia. La ecuación es (5) e incluye variables que dependen del caso de estudio en particular como: curvas de carga, factor real de pérdidas y de carga, para determinar un coeficiente adecuado [51].

$$F_{perd} = A * F_{carga} + (1 - A) * F_{carga}^2 \quad (5)$$

Donde:

- P_{perd} Factor de pérdidas.
 F_{carga} Factor de carga.
 A Coeficiente dependiente.

Finalmente, en este trabajo se desenvuelve y valora un modelo basado en el estudio de flujos de potencia, para concentrar la atención en la búsqueda de la formulación óptima para determinar la capacidad de los transformadores en base a costos y pérdidas en el sistema de distribución evaluándolo en distintos escenarios de carga.

3 Modelo matemático

En el siguiente numeral se desarrolla el modelo de optimización que permite la determinación de la capacidad de los transformadores de distribución para distintos escenarios de crecimiento de demanda, respetando las restricciones para el abastecimiento de la demanda y la selección de la capacidad del transformador de distribución considerando para el efecto las capacidades nominales aplicables en el sector eléctrico ecuatoriano, lo cual garantizará a su vez la minimización de los costos de inversión y los costos asociados a las pérdidas de potencia y de energía, cuya resolución será realizada a través del software denominado como Sistema General de Modelaje Algebraico, conocido comúnmente - GAMS.

3.1 Generalidades para el modelado

A fin de poder aplicar el modelo propuesto, se considerará los siguientes parámetros y condiciones para la correspondiente resolución:

- La tasa de descuento corresponde al 12% que se aplicará para la determinación del factor de recuperación del capital. La tasa

establecida es la que usualmente aplica los organismos financieros para proyectos de infraestructura.

- La vida útil corresponde a un valor de 15 años, el cual corresponde al máximo valor establecido de años de uso para transformadores trifásicos en sistemas de distribución.
- En la expansión de los sistemas de distribución para evaluar las pérdidas de energía según lo establecido en [52], se aplicará un factor de pérdidas cuyo valor corresponde al 45%.
- El costo marginal para la potencia asciende a 60 USD/kW-año, mientras que el costo marginal de energía corresponde a 0.13 USD/kWh, valores determinados en el pliego tarifario emitido por el ente rector de la electricidad [23].
- El escenario inicial de la demanda corresponde a un valor de 10 kVA y adicional el crecimiento anual de la demanda para cada año de la vida útil asciende a un valor del 4%, aspecto contenido en el Plan Maestro de Electricidad [52].
- Para la modelación de los escenarios se procederá a determinar la carga inicial en cada uno de ellos de tal forma que se generen tantos escenarios que permitan verificar la optimización deseada.

La capacidad de los transformadores a usar en el modelado corresponderá a los usados en los sistemas de distribución de las empresas eléctricas del Ecuador cuyos valores son de 30 kVA, 50 kVA, 75 kVA y 100 kVA. Adicional, el resultado del modelo de optimización se evaluará para cada escenario de carga, la capacidad del transformador a usarse y a la vez se determinará la decisión de cambiar el transformador por uno de mayor capacidad en función del crecimiento de carga.

En este sentido, el modelo de optimización considera las restricciones técnicas asociadas a la capacidad de los transformadores y las implicaciones económicas que resultan al evaluar las pérdidas en el hierro y en el cobre de dichos elementos, parámetros fundamentales en la decisión.

3.2 Desarrollo matemático

Considerando el análisis técnico y económico a ser incluido en el modelo de optimización, éste deberá ser resuelto mediante una optimización no lineal entero mixta, para el efecto se detalla a continuación la función objetivo y las restricciones correspondientes.

3.2.1 Función objetivo

La formulación matemática que detalla la función objetivo corresponde a la minimización de los costos de las pérdidas, tanto en el hierro como en el cobre, evaluadas en valor presente neto incluyéndose además la inversión de los transformadores en función de su capacidad nominal.

$$FO = \sum C_{INV} + CVAN_{perd} \quad (6)$$

$$C_{INV} = \sum_{TT} \sum_t CI_{TT} \cdot Q_{TT,t} \cdot Dec_{TT} \quad (7)$$

$$CVAN_{perd} = \sum_{TT} \sum_t (CPh_{TT,t} + CPcu_{TT,t}) \cdot Dec_{TT} \quad (8)$$

$$CPh_{TT,t} = \frac{Ph_{TT} \cdot Q_{TT,t} \cdot (Cmg_p + 8760 \cdot Cmg_E)}{1000 \cdot (1 + td)^t} \quad (9)$$

$$CPcu_{TT,t} = \frac{PC_{TT} \cdot Q_{TT,t} \cdot K1_{TT,t} \cdot K2}{1000 \cdot (1 + td)^t} \quad (10)$$

$$K1_{TT,t} = \left(\frac{Dem_t}{Cap_{TT} \cdot Q_{TT,t}} \right)^2 \quad (11)$$

$$K2 = Cmg_p + 8760 \cdot Cmg_E \cdot f_{perd} \quad (12)$$

Donde:

TT	Tipo de Transformador trifásico.
t	Año dentro la vida útil del transformador trifásico.
C_{INV}	Costo total de inversión (USD).
Dec_{TT}	Variable binaria que decide el Tipo de transformador a implementarse.
$Q_{TT,t}$	Variable entera que, en cada período de análisis, establece el número de transformadores por cada Tipo de Transformador.
CI_{TT}	Costo de inversión asociado a cada Tipo de Transformador (USD).
td	Tasa de descuento.
$CPh_{TT,t}$	Costo de pérdidas en el hierro evaluado en valor presente neto por tipo de transformador en el período de análisis (USD).
Ph_{TT}	Dato técnico de pérdidas en el hierro por cada Tipo de Transformador (W).
Cmg_p	Costo marginal de potencia (USD/kW).
Cmg_E	Costo marginal de energía (USD/kWh).
$CPcu_{TT,t}$	Costo de pérdidas en el cobre evaluado en valor presente neto por tipo de transformador en el período de análisis (USD).
PC_{TT}	Dato técnico de pérdidas en el cobre por cada Tipo de Transformador (W).
$CVAN_{perd}$	Costo de pérdidas evaluados en valor presente neto (USD).
Dem_t	Demanda de potencia aparente en cada período de análisis (kVA).
Cap_{TT}	Capacidad nominal por cada Tipo de Transformador (kVA).
f_{perd}	Factor de pérdidas

El modelo matemático considerará los aspectos técnicos y de decisión, lo cual será modelado en las restricciones que se muestran a continuación.

3.2.2 Abastecimiento de demanda

Con el afán de garantizar que la demanda para cada período de análisis no supere la capacidad nominal del transformador evaluado por cada tipo, se establece la siguiente formulación matemática:

$$Dem_{t,s} \leq S_{nominal_{TT}} \cdot Q_{TT,t} \quad (13)$$

Donde:

TT	Tipo de Transformador trifásico.
t	Año dentro la vida útil del transformador trifásico.
$Dem_{t,s}$	Demanda en cada año de análisis por cada escenario de carga modelada (kVA).
$S_{nominal_{TT}}$	Potencia aparente del transformador trifásico a ser usado por el tipo que corresponde.
$Q_{TT,t}$	Variable entera que, en cada período de análisis, establece el número de transformadores por cada Tipo de Transformador.

3.2.3 Decisión del tipo de transformador

Esta restricción permite que el modelo determine un único tipo de transformador a usar para el abastecimiento de la demanda, el cual será técnica y económicamente viables, la siguiente formulación muestra lo antes señalado:

$$\sum_{TT} Dec_{TT} = 1 \quad (14)$$

Donde:

TT	Tipo de Transformador trifásico.
Dec_{TT}	Variable binaria que decide el Tipo de transformador a implementarse.

4 Aplicación del Modelo de Optimización

Con el objeto de evaluar el modelo de optimización, se usará cuatro tipos de

transformadores de distribución aplicados en las empresas de distribución del país, cuyos datos técnicos y económicos corresponden a los establecidos en [52].

Adicional a los datos obtenidos del tipo de transformadores, se procede a la determinación de los escenarios de carga y los crecimientos de demanda correspondientes; una vez obtenidos los datos descritos, se procede a usar el modelo de optimización, el cual será resuelto mediante el uso del software GAMS, cuyos resultados ayudarán a determinar la capacidad de los transformadores de distribución para distintos escenarios de crecimiento de demanda.

4.1 Parametrización

Los parámetros que se usarán en el modelo de optimización corresponderán a los tipos de transformadores trifásicos más comunes usados por las empresas de distribución cuyas capacidades nominales corresponden a 30 kVA, 50 kVA, 75 kVA y 100 kVA.

De forma complementaria, se procede a determinar los escenarios de carga y su crecimiento de demanda, datos relevantes que servirán para que el modelo pueda determinar el óptimo transformador. En este contexto, la cantidad de escenarios de carga se determinan mediante la siguiente formulación matemática.

$$Dem_{(s)} = Dem_{inicial} \left(1 + \frac{S-1}{2} \right) \quad (15)$$

Donde:

$Dem_{(s)}$	Demanda inicial a ser considerada en cada escenario de carga.
$Dem_{inicial}$	Demanda inicial determinada en las condiciones generales.
S	Escenarios de demanda a ser considerados.

Resultado de (15), se obtiene los siguientes escenarios de carga que se tabulan en la Tabla 1.

Tabla 1. Escenarios de carga y demanda inicial.

Escenario	Demanda (kVA)
Esc 1	10
Esc 2	15
Esc 3	20
Esc 4	25
Esc 5	30
Esc 6	35
Esc 7	40
Esc 8	45
Esc 9	50
Esc 10	55
Esc 11	60
Esc 12	65
Esc 13	70
Esc 14	75
Esc 15	80
Esc 16	85
Esc 17	90
Esc 18	95
Esc 19	100

Como se puede apreciar, se modelarán un total de 19 escenarios de carga, cuyos valores iniciales de demanda varían de 10 kVA hasta 100 kVA con una variación de carga entre escenario de 5 kVA. Con cada escenario de carga se procede a aplicar un crecimiento de demanda del 4% durante un período de 15 años que corresponde a la vida útil de los transformadores trifásicos, Para ilustrar el crecimiento de la demanda, a partir de la carga inicial, se muestra, en la Figura 5, a manera de ejemplo, tres escenarios de demanda: Esc 1, Esc10 y Esc 19.

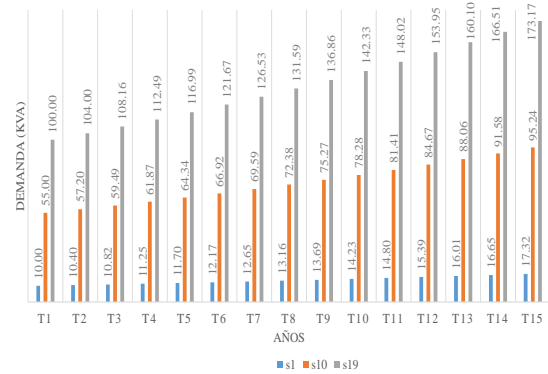


Figura 5. Escenarios de demanda y crecimiento en el período de análisis.

Dada la formulación matemática descrita para la función objetivo y las restricciones técnicas y económicas asociadas a la presente investigación, se establece que se modelará un problema de optimización que será resuelto aplicando Programación No Lineal Entera Mixta.

4.2 Esquema para la resolución

Para la resolución correspondiente se procede en primera instancia con la adquisición de los datos de las características técnicas de los tipos de transformadores a ser modelados, complementariamente se obtiene los valores de demanda, resultado de cada escenario de carga con sus respectivos crecimientos durante el período de tiempo de análisis.

Posteriormente, se aplicará y resolverá el modelo de optimización, para el efecto se tomará en cuenta la formulación descrita para la función objetivo y las restricciones.

El modelo de optimización evaluará el valor presente neto de los costos totales (Inversión incluyendo los costos de pérdidas) obtenidos en el período de vida útil del transformador, lo cual se replicará por cada uno de los diecinueve (19) escenarios de carga, de esta forma el modelo decidirá, por cada escenario de carga, cuál de los diferentes tipos de transformadores se seleccionará, bajo parámetros técnicos y económicos, para el

abastecimiento de la demanda. Como se mencionó, el modelo de optimización corresponde a un problema no lineal entero mixto, estableciendo la óptima capacidad del transformador de distribución que abastecerá la demanda en cada escenario de carga. En la Tabla 2 se detalla el algoritmo para el proceso de resolución del modelo de optimización.

Tabla 2. Algoritmo de resolución.

Algoritmo Transformador económico	
Paso 1:	Adquisición de datos técnicos y económicos de los tipos de transformadores
Paso 2:	Determinación de los valores económicos que servirán para evaluar las pérdidas del hierro y cobre de los transformadores.
Paso 3:	Establecimiento de los factores de ámbito técnico para evaluar las pérdidas
Paso 4:	Determinación de los escenarios de carga y el crecimiento de demanda en cada uno de ellos.
Paso 5:	Set Parámetros técnicos y económicos de los transformadores a ser modelados.
Paso 6:	Set Escenario de demanda a ser analizado.
Paso 7:	Problema de Optimización Set Condiciones económicas y técnicas por cada tipo de transformador trifásico Set variables binarias: Dec_{TT} Set Restricciones: $Dem_{t,s} \leq S_{nominal_{TT}} \cdot Q_{TT,t}$ $\sum_{TT} Dec_{TT} = 1$ Función Objetivo: $FO = \sum C_{INV} + CVAN_{Perd}$
Paso 8	Repetir Pasos 1- 6 para los 19 escenarios de carga.
Paso 9	Análisis de resultados por casos de estudio.
Paso 10	Fin.

4.3 Caso de estudio

El estudio se centrará en la utilización de la información de los tipos de

transformadores más usados en las empresas de distribución del Ecuador, cuyos parámetros económicos y técnicos son los siguientes:

Tabla 3. Datos los tipos de transformadores.

	Tipo de Transformador			
	Tipo 1	Tipo 2	Tipo 3	Tipo 4
Capacidad (kVA)	30	50	75	100
Pérdidas en el Hierro (W)	113	174	241	295
Pérdidas en el Cobre (W)	405	597	821	1105
Costo de Inversión (USD)	1648	1860	2238	2657

Para la evaluación de los costos de las pérdidas se utilizará las consideraciones generales descritas en el presente estudio, del cual se desprende como aspectos más relevantes, los siguientes: i) El costo marginal para la potencia asciende a 60 USD/kW-año, mientras que el costo marginal de energía corresponde a 0.13 USD/kWh, valores determinados en el pliego tarifario; ii) La tasa de descuento del 12% para evaluar el valor presente neto; y, iii) La vida útil de los transformadores que ascienden a 15 años.

Por otra parte, se usará los 19 escenarios de carga, cada uno de ellos contienen el incremento de demanda con una tasa del 4% por cada año de análisis.

Con los datos y parámetros mostrados, se procede a realizar el análisis del caso de estudio y la simulación de los distintos escenarios antes descritos.

5 Análisis de resultados

Para el análisis de resultados se procederá a evaluar los parámetros económicos y técnicos para el abastecimiento de la demanda en función a la selección del

optimo transformador trifásico, en tal sentido a continuación se evalúan distintos parámetros que servirán para establecer aspectos concluyentes del estudio.

5.1 Selección del tipo de transformador por escenario de carga

Con los parámetros descritos, se aplicó el modelo matemático de optimización, resultado de lo cual se obtiene el tipo de transformador seleccionado por escenario de carga, tomando en cuenta para el efecto la minimización de los costos de inversión y de los costos de las pérdidas evaluados en valor presente, en tal sentido, en la Tabla 4 se describe, por escenario de carga, el transformador que es seleccionado en función del costo total involucrado.

Tabla 4. Selección económica del transformador.

Escenario	Tipo1	Tipo2	Tipo3	Tipo4
	30 kVA	50 kVA	75 kVA	100 kVA
Esc 1	X			
Esc 2	X			
Esc 3		X		
Esc 4		X		
Esc 5		X		
Esc 6			X	
Esc 7			X	
Esc 8			X	
Esc 9			X	
Esc 10				X
Esc 11				X
Esc 12				X
Esc 13				X
Esc 14				X
Esc 15				X
Esc 16				X
Esc 17				X
Esc 18				X
Esc 19				X

La selección del tipo de transformador en función a los costos evaluados (Inversión incorporando el valor presente neto de las pérdidas), se muestra la Figura 6, denotándose la mencionada selección que realizo el modelo.

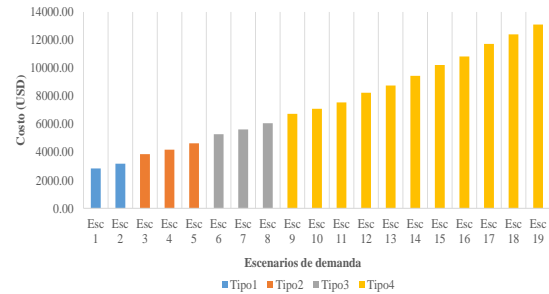


Figura 6. Tipo de transformador seleccionado en función al escenario de carga.

A fin de poder observar el efecto del costo en la selección de tipo de transformador se presenta la Figura 7, de la cual se desprende que en función de la demanda y en base a los costos traídos a valor presente se produce la selección del tipo de transformador óptimo a nivel económico y técnico.

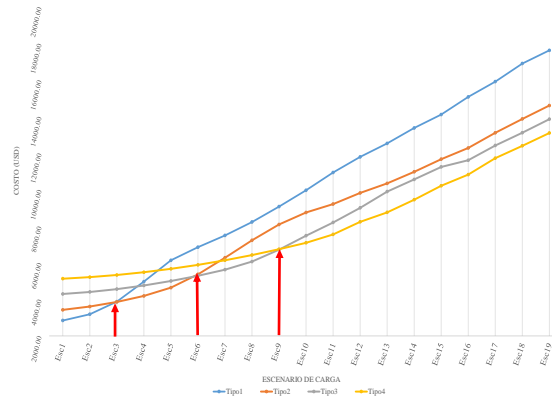


Figura 7. Costos por tipo de transformador en función al escenario de carga.

En la Figura 7 se puede indicar que las flechas son los puntos de inflexión donde el modelo toma la decisión de seleccionar los tipos de transformadores que abastecerán la demanda en los diferentes

escenarios, dicha selección yace en la evaluación de los costos, por lo tanto, cuando el costo de un cierto tipo de transformador (inversión más costos de pérdidas) se incrementa y encarece el abastecimiento a comparación de otro de mayor capacidad, el modelo decide cambiar la capacidad y seleccionar el siguiente tipo de transformador; para el estudio, esto sucede en los escenarios (Esc3, Esc 6 y Esc 9).

5.2 Evaluación de costos de pérdidas

Con base a la selección efectuado por el modelo, se procede con la evaluación de los costos de pérdidas, por cada tipo de transformador. Para el efecto se evalúa el impacto de las pérdidas en el cobre y en el hierro en los transformadores en los escenarios previos al cambio del tipo de transformador a fin de que la empresa de distribución prevea el cambio con anticipación.

Para el caso del transformador de 30 kVA, en el año 12 (t12) del escenario S2, cuya potencia es de 23.09 kVA que equivale al 76.96% de la capacidad nominal del transformador se hacen significativas las pérdidas en el cobre respecto a las pérdidas en el hierro, por tanto, en este instante de tiempo la empresa de distribución debe comenzar el proceso de planificación para sustituir ese tipo de transformador para cambiarlo por el siguiente tipo de transformador, en tal sentido, el modelo desarrollado brinda también una herramienta de planificación con base a la evaluación de los costos de pérdidas, lo descrito se muestra en la Tabla 5 y el la Figura 8.

Tabla 5. Valoración de pérdidas del transformador de capacidad de 30 kVA.

Transformador de 30 kVA - Tipo 1

Año	Costo Cobre (USD)		Costo Hierro (USD)		Demanda (kVA)
	Esc1	Esc2	Esc1	Esc2	Esc2
t1	25.76	57.96	135.46	135.46	15.00
t2	27.86	62.69	135.46	135.46	15.60
t3	30.14	67.81	135.46	135.46	16.22
t4	32.60	73.34	135.46	135.46	16.87
t5	35.26	79.32	135.46	135.46	17.55
t6	38.13	85.80	135.46	135.46	18.25
t7	41.24	92.80	135.46	135.46	18.98
t8	44.61	100.37	135.46	135.46	19.74
t9	48.25	108.56	135.46	135.46	20.53
t10	52.19	117.42	135.46	135.46	21.35
t11	56.44	127.00	135.46	135.46	22.20
t12	61.05	137.36	135.46	135.46	23.09
t13	66.03	148.57	135.46	135.46	24.02
t14	71.42	160.70	135.46	135.46	24.98
t15	77.25	173.81	135.46	135.46	25.98

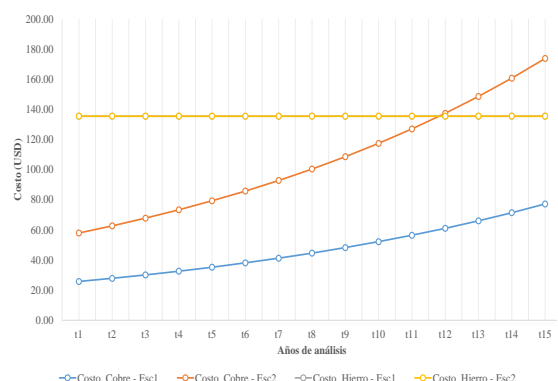


Figura 8. Valoración de pérdidas del transformador de capacidad de 30 kVA.

De forma similar se realiza el análisis para el transformador de 50 kVA, se obtiene que en el año 12 (t12) del escenario Esc4, cuya potencia es de 38.49 kVA, que equivale al 76.97% de la capacidad nominal del transformador, se hacen significativas las pérdidas en el cobre respecto a las del hierro, razón por lo cual, se concluye que en el año de análisis, 12, cuando la cargabilidad del transformador este aproximadamente en el 77%, la empresa de distribución debe efectuar las acciones de planificación para un futuro cambio de tipo de transformador, lo señalado se muestra a continuación.

Tabla 6. Valoración de pérdidas del transformador de capacidad de 50 kVA.

Transformador de 50 kVA - Tipo 2					
Año	Costo Cobre (USD)		Costo Hierro (USD)		Demanda (kVA)
	Esc3	Esc4	Esc3	Esc4	Esc4
t1	25.76	57.96	135.46	135.46	25.00
t2	27.86	62.69	135.46	135.46	26.00
t3	30.14	67.81	135.46	135.46	27.04
t4	32.60	73.34	135.46	135.46	28.12
t5	35.26	79.32	135.46	135.46	29.25
t6	38.13	85.80	135.46	135.46	30.42
t7	41.24	92.80	135.46	135.46	31.63
t8	44.61	100.37	135.46	135.46	32.90
t9	48.25	108.56	135.46	135.46	34.21
t10	52.19	117.42	135.46	135.46	35.58
t11	56.44	127.00	135.46	135.46	37.01
t12	61.05	137.36	135.46	135.46	38.49
t13	66.03	148.57	135.46	135.46	40.03
t14	71.42	160.70	135.46	135.46	41.63
t15	77.25	173.81	135.46	135.46	43.29

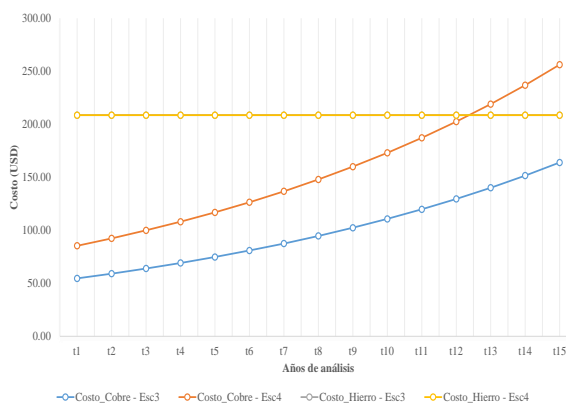


Figura 9. Valoración de pérdidas del transformador de capacidad de 50 kVA

Para el transformador de 75 kVA tipo tres se realiza el análisis correspondiente, de cual se observa que el año 11 de análisis del escenario 7 cuya potencia de demanda asciende a 59.21 kVA, igual a una cargabilidad del 78.94%, las pérdidas del cobre toman importancia el costo de las pérdidas de cobre más que el costo de las pérdidas del hierro, bajo este indicador la

empresa de distribución puede emprender las actividades de planificación correspondiente para el reemplazo del elemento, los resultados se muestran a continuación.

Tabla 7. Valoración de pérdidas del transformador de capacidad de 75 kVA.

Transformador de 50 kVA - Tipo 2					
Año	Costo Cobre (USD)		Costo Hierro (USD)		Demanda (kVA)
	Esc5	Esc7	Esc5	Esc7	Esc4
t1	75.20	133.69	288.91	288.91	40.00
t2	81.33	144.59	288.91	288.91	41.60
t3	87.97	156.39	288.91	288.91	43.26
t4	95.15	169.16	288.91	288.91	44.99
t5	102.91	182.96	288.91	288.91	46.79
t6	111.31	197.89	288.91	288.91	48.67
t7	120.39	214.04	288.91	288.91	50.61
t8	130.22	231.50	288.91	288.91	52.64
t9	140.85	250.39	288.91	288.91	54.74
t10	152.34	270.82	288.91	288.91	56.93
t11	164.77	292.92	288.91	288.91	59.21
t12	178.21	316.82	288.91	288.91	61.58
t13	192.76	342.68	288.91	288.91	64.04
t14	208.49	370.64	288.91	288.91	66.60
t15	225.50	400.88	288.91	288.91	69.27

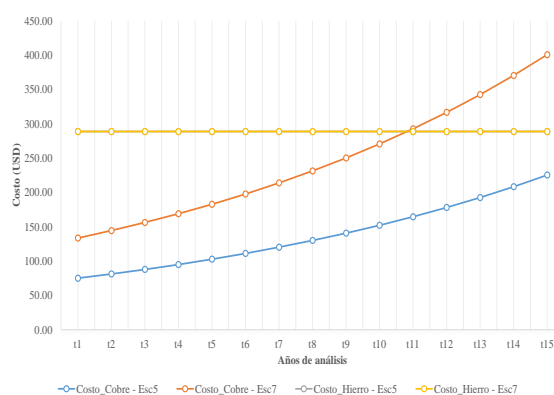


Figura 10. Valoración de pérdidas del transformador de capacidad de 75 kVA

5.3 Evaluación de costos globales, capacidad y tipo de transformadores

A fin de poder evaluar los costos, la capacidad del tipo de transformador seleccionado y la cargabilidad asociada, se procede a realizar un análisis en el escenario de demanda donde se produce el cambio del tipo de transformador.

Para el análisis del cambio entre el transformador de 30 kVA y de 50 kVA, se procede a utilizar el escenario 3 de carga, cuya carga inicial corresponde a 20 kVA, de lo cual se obtiene la evaluación del costo total evaluado en valor presente.

Tabla 8. Costos en valor presente para evaluar cambio de transformador 30 kVA a 50 kVA

Escenario 3			
Año	Costo Pérdidas VP - USD	Costo Inversión VP - USD	Demanda kVA
t1	212.95	216.04	20.00
t2	196.84	192.89	20.80
t3	182.22	172.23	21.63
t4	168.95	153.77	22.50
t5	156.89	137.30	23.40
t6	145.91	122.59	24.33
t7	135.90	109.45	25.31
t8	126.78	97.73	26.32
t9	118.45	87.26	27.37
t10	110.83	77.91	28.47
t11	103.85	69.56	29.60
t12	100.88	124.21	30.79
t13	92.36	110.90	32.02
t14	84.67	99.02	33.30
t15	77.72	88.41	34.63

De la Tabla 8 se observa que en el escenario de carga 3 al año 11 cuya carga es de 29,6 kVA, el modelo toma la decisión de cambiar el transformador de 30 kVA a uno de 50 de kVA, dado a que en el año 12 el costo de inversión se incrementa, es

decir que esto ocurre cuando la cargabilidad es del 98.6% del transformador de 30 kVA. En este sentido y dado el crecimiento de demanda anual, se estima que el reemplazo sea efectuado en un plazo de máximo 4 años después de haber detectado el incremento de costos de pérdidas. Lo descrito se muestra en la Figura 11.

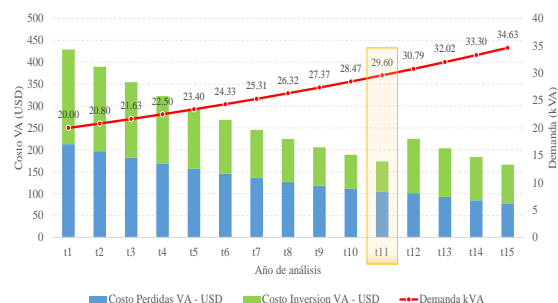


Figura 11. Evaluación de costos en valor presente Transformador 30kVA a 50 kVA.

De la misma forma se analiza el cambio de transformador de 50 kVA a 75 kVA, para el efecto se considera el análisis en el año 10 del escenario 6, en el cual la carga corresponde a 49.82 kVA, es decir una cargabilidad del 99.64% con relación al transformador de referencia, en este punto se observa que el costo de inversión es el mínimo y en el año subsiguiente se incrementa dado que es insuficiente su capacidad para abastecer la demanda y la decisión resulta óptima dado que si se mantuviese el transformador de 30 kVA los costos de pérdidas se incrementarían. Lo citado se muestra en el a Tabla 9. En el contexto de lo anterior y tomando en consideración el crecimiento de la demanda, se estima que el reemplazo sea efectuado en un plazo de máximo 5 años después de haber detectado el incremento de costos de pérdidas. Lo descrito se muestra en la Figura 12.

Tabla 9. Costos en valor presente para evaluar cambio de transformador 50 kVA a 75 kVA

Escenario 6			
Año	Costo Perdidas VP - USD	Costo Inversión VP - USD	Demanda kVA
t1	335.76	243.83	35.00
t2	310.68	217.71	36.40
t3	287.91	194.38	37.86
t4	267.22	173.56	39.37
t5	248.40	154.96	40.95
t6	231.26	138.36	42.58
t7	215.64	123.53	44.29
t8	201.37	110.30	46.06
t9	188.33	98.48	47.90
t10	176.39	87.93	49.82
t11	172.67	157.02	51.81
t12	158.01	140.19	53.88
t13	144.79	125.17	56.04
t14	132.86	111.76	58.28
t15	122.09	99.79	60.61

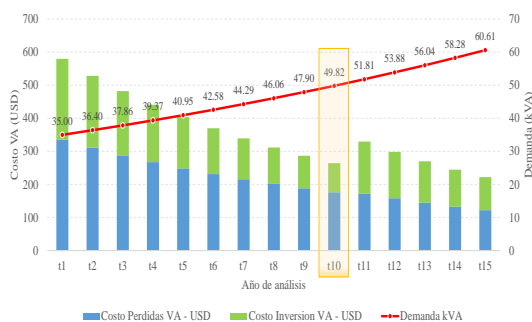


Figura 12. Evaluación de costos en valor presente Transformador 50 kVA a 75 kVA

Para culminar este análisis, se procede a evaluar el cambio del transformador de 75 kVA a 100 kVA, para el efecto se considera el estudio en el año 11 del escenario 9, en el cual la carga corresponde a 74.01 kVA, es decir una cargabilidad del 98.68% con relación al transformador de referencia, en este punto se observa que el costo de inversión es el mínimo y en el año subsiguiente se incrementa dado que es insuficiente su capacidad para abastecer la

demanda. Lo descrito se muestra en el a Tabla 10 y se ilustra en la Figura 13.

Tabla 10. Costos en valor presente para evaluar cambio de transformador 75 kVA a 100 kVA.

Escenario 9			
Año	Costo Perdidas VP - USD	Costo Inversión VP - USD	Demanda kVA
t1	444.46	293.39	50.00
t2	410.43	261.95	52.00
t3	379.58	233.89	54.08
t4	351.58	208.83	56.24
t5	326.15	186.45	58.49
t6	303.02	166.48	60.83
t7	281.97	148.64	63.27
t8	262.78	132.71	65.80
t9	245.27	118.49	68.43
t10	229.27	105.80	71.17
t11	214.63	94.46	74.01
t12	211.84	168.68	76.97
t13	193.78	150.61	80.05
t14	177.48	134.47	83.25
t15	162.78	120.07	86.58

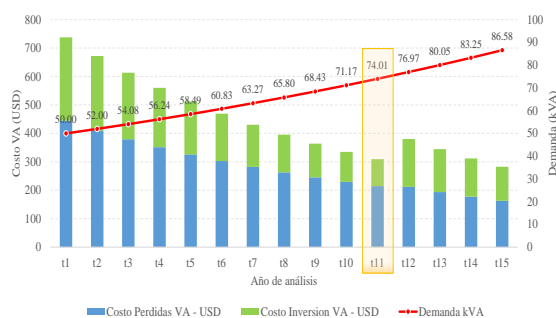


Figura 13. Evaluación de costos en valor presente Transformador 75 kVA a 100 kVA

En el contexto de lo anterior y tomando en consideración el crecimiento de la demanda, se estima que el reemplazo sea efectuado en un plazo de máximo 6 años después de haber detectado el incremento de costos de pérdidas.

6 Conclusiones

Del presente estudio se puede señalar que, el modelo de optimización propuesto para

la determinación óptima de la capacidad de los transformadores de distribución, sustentándose en la evaluación de los costos de inversión y los costos de las pérdidas de cobre y del hierro, es una herramienta relevante, ya que sus resultados pueden servir como indicadores en las etapas de la planificación y diseño de los sistemas de distribución.

Así también se indica que, las empresas de distribución, dentro de su etapa de planificación, generalmente no incorporan dentro de sus análisis los costos asociados a las pérdidas de potencia y energía de los transformadores de distribución, razón por la cual, la elección de la capacidad nominal de los transformadores de distribución se sustenta con el criterio de que la demanda en años subsiguientes sea cubierta por la capacidad nominal de los transformadores, aspecto por el cual, los transformadores incorporados en el sistema no conlleven a ser los óptimos desde el punto de vista económico para el sistema de distribución.

Con base a lo descrito, el modelo de optimización desarrollado en el presente estudio ha considerado los aspectos técnicos y económicos sobre las pérdidas de potencia y energía en los transformadores de distribución, parámetros que influyen dentro del modelo y determinan la capacidad de los transformadores de distribución para distintos escenarios de crecimiento de demanda, para lograr esta selección se usa variables binarias que aseguran la minimización de los costos de inversión y los costos asociados a las pérdidas de potencia y de energía.

Como resultado de la aplicación del modelo de optimización se obtienen parámetros que sirven para la planificación y diseño de las redes de distribución, uno de los principales aspectos corresponde al porcentaje de cargabilidad de los transformadores, del modelo se obtiene una cargabilidad promedio de 77,62%,

dicho indicador resulta del análisis del costo de pérdidas y a su vez le permite a la empresa de distribución emprender en el proceso de planificación de la expansión de la red y el reemplazo de los transformadores de distribución.

Así mismo, al evaluar los costos totales en valor presente de las pérdidas y de la inversión durante la vida útil del elemento; y, considerando el crecimiento de demanda, se determina el periodo de tiempo estimado que dispone la empresa de distribución para efectuar el reemplazo del transformador de distribución, del análisis efectuado se establece un tiempo promedio de 5 años desde que se supera la cargabilidad del 77.62%.

Del análisis de costos efectuado, se llega a la conclusión que un parámetro importante para la decisión de efectuar el reemplazo de los transformadores de distribución es el crecimiento de la demanda, en tal sentido, en el caso de que la demanda no tenga un incremento significativo año a año, el plazo para el reemplazo del elemento tiende a incrementarse, mientras que en el caso contrario el tiempo se reduce considerablemente, por tal razón, el modelo de optimización propuesto resulta ser una herramienta sumamente útil para determinar aquellos plazos.

Para culminar y debido a los análisis obtenidos, el modelo de optimización permite a los operadores de la red de distribución, a los proveedores de transformadores de distribución y a los diseñadores, emprender en acciones para optimizar sus actividades, identificando, en función del crecimiento de la demanda, los escenarios de carga y la valoración económica de las pérdidas, la capacidad de transformadores de distribución para cumplir con el abastecimiento futuro de la demanda.

6.1 Trabajos futuros

Dado el ámbito de investigación del presente trabajo, se sugiere realizar investigaciones adicionales en las siguientes temáticas:

Prioridades de mantenimiento en transformadores de distribución en función de la importancia, costos y el riesgo.

Análisis probabilístico en el dimensionamiento de transformadores de distribución usando métodos ARIMA.

Dimensionamiento de la capacidad de los transformadores de distribución usando Big Data.

Diseño de transformadores de distribución para regulación automática de la capacidad de carga.

Análisis del impacto de la corriente armónica de alto orden en las pérdidas del núcleo y en los arrollamientos del transformador de distribución trifásico.

Estudio sobre núcleos de metal amorfo usados en transformadores de distribución y su evaluación económica con relación a las pérdidas y capacidad de inversión.

7 Referencias

- [1] W. Saiyi, "Study on the Selection Method of Economical Capacity for MV Transformers," *IEEE Trans. Power Syst.*, no. Ciced, pp. 3–7, 2012.
- [2] S. Kannan and M. Teng, "Probabilistic Approach in Sizing Distribution Transformers," *IEEE Trans. Power Syst.*, pp. 599–603, 2010.
- [3] Z. Hai, W. Furun, F. U. Yongchang, and Y. Xiaoxia, "Intelligent Design and Application of on Load Capacity - regulating Distribution Transformer," *IEEE Trans. Power Syst.*, pp. 5–6, 2012.
- [4] L. Gan *et al.*, "Life Cycle Cost Analysis of Distribution Transformers Considering High Overload Capacity and Vegetable Insulating Oil," *2019 IEEE PES Innov. Smart Grid Technol. Asia*, pp. 38–42, 2019.
- [5] N. Rashid and A. Laphorn, "Evaluation and Optimization of Network Capacity Utilization for Electric Distribution," *IEEE Trans. Power Syst.*, 2016.
- [6] D. Jin, J. Gao, W. Wei, L. Tang, W. Tang, and C. Liu, "Study on the Economic Operation of the Main Transformers," *IEEE Conf.*, pp. 3883–3887.
- [7] W. J. Ros, T. M. Taylor, and H. Ng, "Amorphous metal Transformer cores save Energy And Capacity Investment," *IEEE Conf.*, pp. 3–6, 1970.
- [8] H. Jun, H. Junhui, G. Sanrong, T. Jian, and L. Hu, "Optimization and Modeling of Power Supply Capability in Distribution System Based on Analyzing Interconnections among Main Transformer," *China Int. Conf. Electr. Distrib. CICED*, no. Ciced, pp. 10–13, 2016.
- [9] M. Li *et al.*, "Distribution Network Optimize Planning Based on Operation Efficiency and Benefits," *China Int. Conf. Electr. Distrib. CICED*, no. Ciced, pp. 10–13, 2016.
- [10] Z. J. Wu, S. Gu, B. Wang, and Z. Gu, "Research on the Evaluation System of Distribution Network Development and Management," *IEEE Access*, no. 66.
- [11] A. A. Téllez, A. Robayo, I. Isaac, G. López, and J. González, "Optimal sizing of distribution transformers using exhaustive search algorithm," *IEEE Trans. Power Deliv.*, 2019.
- [12] N. District, "Structural Optimization of Urban Distribution Network for Improving Power Supply Capability," no. Ciced, pp.

- 5–6, 2012.
- [13] M. T. Fussell, “Distribution Transformer Loss Evaluation: Building on REA bulletin 61-16,” *Conf. Rec. - IEEE Instrum. Meas. Technol. Conf.*, pp. 0–9, 1989.
- [14] Z. Y. Zheng *et al.*, “A New Capacity Inspection Method for Distribution Transformer based on Big Data,” *2018 China Int. Conf. Electr. Distrib.*, no. 201802230000003, pp. 17–19, 2018.
- [15] S. Heidari, M. Fotuhi-firuzabad, S. Kazemi, and V. Maslehati, “Distribution Network Expansion Planning considering Distribution Automation System,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, no. 0187, pp. 10–13, 2013.
- [16] M. Sedghi, M. Aliakbar-Golkar, and M. Haghifam, “Optimal Reliable Distribution Network Expansion Planning Using Improved Pso Algorithm,” *Cired*, vol. 5, pp. 9–12.
- [17] X. U. Jing, L. I. Juan, X. I. E. Qin, and L. I. U. Hong, “Research on the Economic Impact of Users’ Capacity on Connection Modes of Medium-Voltage Distribution Network,” *China Int. Conf. Electr. Distrib. CIED*, no. CIED, pp. 12–14, 2016.
- [18] IEEE, “IEEE Recommended Practice for Installation, Application, Operation, and Maintenance of Dry-Type Distribution and Power Transformers,” *IEEE Std C57.94-2015 (Revision of IEEE Std C57.94-1982)*. pp. 1–29, 2016, doi: 10.1109/IEEESTD.2016.7419215.
- [19] M. Kaczmarek, D. Brodecki, and R. Nowicz, “Analysis of operation of voltage transformers during interruptions and dips of primary voltage,” in *2009 10th International Conference on Electrical Power Quality and Utilisation*, 2009, pp. 1–5.
- [20] Y. Fan, D. Mengnuo, G. Pei, Z. Zhang, L. Yingying, and W. Xiao, “The Influence on Distribution Network Planning and Investment Strategy of Power Grid Corp Under Electric Power System Reform,” in *2018 China International Conference on Electricity Distribution (CICED)*, 2018, pp. 2426–2430.
- [21] E.-. Yeh and H. Tram, “Information integration in computerized distribution system planning,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 12, no. 2, pp. 1008–1013, 1997, doi: 10.1109/59.589811.
- [22] J. D. Cervantes, *Sistemas de distribución de energía eléctrica*. Universidad Autónoma Metropolitana, 1995.
- [23] ARCONEL, “Pliego tarifario para las empresas eléctricas de distribución,” vol. 19, 2020.
- [24] I. Colloquium, “Alternatives to More Overhead Lines - Transmission and Distribution Planning in Today’s Environment,” 1993, p. 0_1.
- [25] X. Jin, Y. Song, W. Yang, Y. Lv, and Z. Li, “Research on planning strategy to achieve high reliability for urban distribution systems,” in *2019 IEEE 3rd International Electrical and Energy Conference (CIEEC)*, 2019, pp. 1143–1147.
- [26] M. Kabirifar, M. Fotuhi-Firuzabad, M. Moeini-Aghtaie, and N. Pourghaderia, “Joint Distributed Generation and Active Distribution Network Expansion Planning Considering Active Management of Network,” in *2019 27th Iranian Conference on Electrical Engineering (ICEE)*, 2019, pp. 702–708.

- [27] M. Otorongo, “Planificación y Diseño Automático Óptimo de Grandes Redes Eléctricas de Distribución: Aplicación al Centro Histórico de Quito,” *Appl. Energy*, pp. 157–166, 2016.
- [28] E. Luis, “Planificación de Sistemas de Distribución,” *Tesis*, 1986.
- [29] C. Erazo, “Análisis técnico al plan de expansión de distribución de energía eléctrica a nivel de 69 kv,” *J. Electr. Syst. Inf. Technol. IAEA*, pp. 59–65, 2006.
- [30] M. E. Baran and F. F. Wu, “Network reconfiguration in distribution systems for loss reduction and load balancing,” *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 4, no. 2, pp. 1401–1407, 1989, doi: 10.1109/61.25627.
- [31] J. Wu *et al.*, “Risk Measurement Model of Investment Strategy for Incremental Distribution Planning Considering Multiple Scenarios,” in *2020 IEEE 4th Conference on Energy Internet and Energy System Integration (EI2)*, 2020, pp. 3522–3528, doi: 10.1109/EI250167.2020.9347145.
- [32] S. De Distribución, “Planificación del Sistema de Distribución: optimización multi-etapa,” *Tesis*, 2013.
- [33] P. C. Ramaswamy, C. Delhaute, and S. Cole, “Long-term planning of electricity distribution systems integrating flexibility options,” in *2015 International Symposium on Smart Electric Distribution Systems and Technologies (EDST)*, 2015, pp. 109–113, doi: 10.1109/SEDST.2015.7315192.
- [34] I. Sandoval, “Diseño de transformadores de distribución asistido por computador,” *Tesis*, 2000.
- [35] IEEE STANDARDS, “IEEE Standard for Performance Characteristics and Dimensions for Power Transformer and Reactor Bushings,” *IEEE Std C57.19.01-2017 (Revision of IEEE Std C57.19.01-2000)*, pp. 1–30, 2018.
- [36] Alexander Publications, “Distribution Transformer Handbook for Lineworkers,” *Book*, no. October 2006, pp. 1–35, 2010, [Online]. Available: http://www.amazon.com/Distribution-Transformer-Handbook-Lineworkers-ALEXANDER/dp/B007UIIWDC/ref=sr_1_1?s=books&ie=UTF8&qid=1411771936&sr=1-1&keywords=distribution+transformer.
- [37] A. A. Tellez, D. F. C. Galarza, and L. O. Matos, “Analysis of power losses in the asymmetric construction of electric distribution systems,” *IEEE Lat. Am. Trans.*, vol. 13, no. 7, pp. 2190–2194, 2015, doi: 10.1109/TLA.2015.7273776.
- [38] S. Cañar, “Cálculo Detallado De Perdidas En Sistemas Eléctricos De Distribución Aplicado Al Alimentador ‘Universidad’ Perteneciente A La Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A.,” *Tesis*, 2007.
- [39] B. N. Ha, S. W. Lee, N. H. Cho, W. Namkoong, J. W. Yoon, and I. H. Lim, “Loss minimization and load balancing in a distribution network,” in *2015 International Symposium on Smart Electric Distribution Systems and Technologies (EDST)*, 2015, pp. 114–120, doi: 10.1109/SEDST.2015.7315193.
- [40] M. Kundu, S. Jadhav, and K. Bagdia, “Technical loss reduction through active repair of distribution transformers: Results from the

- field,” in *2017 7th International Conference on Power Systems (ICPS)*, 2017, pp. 265–268, doi: 10.1109/ICPES.2017.8387304.
- [41] A. Primadianto and C. Lu, “A Review on Distribution System State Estimation,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 32, no. 5, pp. 3875–3883, 2017.
- [42] IEEE, “IEEE Guide for Transformer Loss Measurement,” *IEEE Std C57.123-2019 - Redline*. pp. 1–86, 2020.
- [43] D. M. Said, K. M. Nor, and M. S. Majid, “Analysis of distribution transformer losses and life expectancy using measured harmonic data,” in *Proceedings of 14th International Conference on Harmonics and Quality of Power - ICHQP 2010*, 2010, pp. 1–6, doi: 10.1109/ICHQP.2010.5625404.
- [44] Z. Shen, Y. Shen, and H. Wang, “Thermal Modelling of Planar Transformers Considering Internal Power Loss Distribution,” in *2019 IEEE 4th International Future Energy Electronics Conference (IFEEEC)*, 2019, pp. 1–5, doi: 10.1109/IFEEEC47410.2019.9015030.
- [45] E. Jansson, T. Thiringer, and E. Grunditz, “Convergence of Core Losses in a Permanent Magnet Machine, as Function of Mesh Density Distribution, a Case-Study Using Finite-Element Analysis,” *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 35, no. 3, pp. 1667–1675, 2020, doi: 10.1109/TEC.2020.2982265.
- [46] K. Dawood, G. Komurgoz, and F. Isik, “Modeling of Distribution Transformer for Analysis of Core Losses of Different Core Materials Using FEM,” in *2019 8th International Conference on Modeling Simulation and Applied Optimization (ICMSAO)*, 2019, pp. 1–5, doi: 10.1109/ICMSAO.2019.8880392.
- [47] G. A. Diaz, A. A. R. Quete, E. E. Mombello, and N. L. Furlan, “Forecasting of the Transformer Core Destruction Factor by means of Multivariate Methods for Data Analysis,” *IEEE Lat. Am. Trans.*, vol. 11, no. 1, pp. 492–498, 2013, doi: 10.1109/TLA.2013.6502851.
- [48] T. Ngnegueu, G. Meunier, J. C. Sabonnadiere, M. Mailhot, and J. P. Arthaud, “Calculation of extra losses in shell form power transformer windings,” *IEEE Trans. Magn.*, vol. 24, no. 6, pp. 2673–2675, 1988, doi: 10.1109/20.92209.
- [49] S. Krishnamoorthy and D. Jayabal, “Evaluation of transformer loading and energy loss for increasing energy efficiency in distribution system,” in *2015 12th International Conference on Electrical Engineering/Electronics, Computer, Telecommunications and Information Technology (ECTI-CON)*, 2015, pp. 1–4, doi: 10.1109/ECTICon.2015.7206957.
- [50] C. Toader, M. Scutariu, and C. Dumitriu, “The analysis of optimal energy losses in two-windings transformers,” in *2000 10th Mediterranean Electrotechnical Conference. Information Technology and Electrotechnology for the Mediterranean Countries. Proceedings. MeleCon 2000 (Cat. No.00CH37099)*, 2000, vol. 3, pp. 1072–1075 vol.3, doi: 10.1109/MELCON.2000.879720.
- [51] Electric Utility Engineers of the Westinghouse Electric, *Electric Utility Engineering Reference Book: Distribution Systems*, Electric U. 1965.
- [52] MERNNR, “Plan Maestro de

Electricidad 2019-2027,” *Minist. Energía y Recur. No Renov.*, p. 390, 2019, [Online]. Available: <https://www.recursoyenergia.gob.ec/plan-maestro-de-electricidad/>.

ÓPTIMA DETERMINACIÓN DE LA CAPACIDAD EN TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN CONSIDERANDO COSTOS ASOCIADOS A LA INVERSIÓN Y PÉRDIDAS, USANDO PROGRAMACIÓN NO LINEAL ENTERA MIXTA Y BAJO ESCENARIOS DE DEMANDA

ITEM	DATOS		TEMÁTICA				FORMULACION DEL PROBLEMA				RESTRICCIONES DEL PROBLEMA			ALGORITMO DE RESOLUCIÓN			SOLUCIÓN PROPUESTA							
	AÑO	TÍTULO DEL ARTÍCULO	CITAS	Redes de distribución eléctrica	Transformadores de distribución de energía eléctrica	Costos de Inversión y de las pérdidas en transformadores de distribución	Crecimiento de la Demanda	Optimización de tipos de transformadores	Implementación de modelos de optimización para dimensionamiento de la capacidad de los transformadores	Reducción de costos de inversión y pérdidas de potencia y energía	Optimización de la capacidad de los transformadores de distribución	Evaluación de las variables técnicas y económicas	Características técnicas de las pérdidas	Balance entre la demanda y el suministro	Restricciones binarias para la selección del tipo de transformadores	Crecimiento de la demanda y escenarios de carga	Datos técnicos y económicos de los diferentes tipos de transformadores trifásicos de distribución	Determinación de los escenarios de carga y el crecimiento de demanda	Minimización de costos de inversión y pérdidas de potencia y energía	Optimización de la capacidad de los transformadores de distribución para abastecimiento de demanda	Modelo de optimización para la determinación de la capacidad de los transformadores	Evaluación de los costos de las pérdidas y su relación con la cargabilidad admisible	Determinación de la capacidad óptima de los transformadores de distribución	Evaluación técnica y económica para determinación de parámetros asociados al diseño y planificación de redes de distribución
10	2016	Research on the Evaluation System of Distribution Network Development and Management	1				☒		☒			☒	☒		☒								☒	
11	2019	Optimal sizing of distribution transformers using exhaustive search algorithm	10		☒		☒		☒				☒		☒								☒	
12	2012	Structural Optimization of Urban Distrbution Network for Improving Power Supply Capability	6	☒		☒		☒		☒						☒		☒	☒			☒		
13	1989	Distribution Trnsformer Loss Evaluation: Building on REA bulletin 61-16	1					☒		☒	☒						☒							☒
14	2018	A New Capacity Inspection Method for Distribution Transformer based on Big Data	1		☒				☒		☒			☒	☒									
15	2013	Distrubution Network Expanssion Planning considering Distribution Atomation System	4		☒		☒				☒				☒								☒	
16	2012	Optimal Reliable Distribution Network Expansion Planning Using Improved Pso Algorithm	5						☒					☒										
17	2016	Research on the Economic Impact of Users ' Capacity on Connection Modes of Medium-Voltage Distribution Network	0		☒				☒	☒				☒		☒								
18	2009	Analysis of operation of voltage transformers during interruptions and dips of primary voltage	12					☒			☒										☒			
19	2018	The Influence on Distribution Network Planning and Investment Strategy of Power Grid Corp Under Electric Power System Reform	6		☒		☒		☒			☒		☒	☒								☒	

ÓPTIMA DETERMINACIÓN DE LA CAPACIDAD EN TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN CONSIDERANDO COSTOS ASOCIADOS A LA INVERSIÓN Y PÉRDIDAS, USANDO PROGRAMACIÓN NO LINEAL ENTERA MIXTA Y BAJO ESCENARIOS DE DEMANDA

ITEM	DATOS		TEMÁTICA				FORMULACION DEL PROBLEMA				RESTRICCIONES DEL PROBLEMA			ALGORITMO DE RESOLUCIÓN			SOLUCIÓN PROPUESTA							
	AÑO	TÍTULO DEL ARTÍCULO	CITAS	Redes de distribución eléctrica	Transformadores de distribución de energía eléctrica	Costos de Inversión y de las pérdidas en transformadores de distribución	Crecimiento de la Demanda	Optimización de tipos de transformadores	Implementación de modelos de optimización para dimensionamiento de la capacidad de los transformadores	Reducción de costos de inversión y pérdidas de potencia y energía	Optimización de la capacidad de los transformadores de distribución	Evaluación de las variables técnicas y económicas	Características técnicas de las pérdidas	Balance entre la demanda y el suministro	Restricciones binarias para la selección del tipo de transformadores	Crecimiento de la demanda y escenarios de carga	Datos técnicos y económicos de los diferentes tipos de transformadores trifásicos de distribución	Determinación de los escenarios de carga y el crecimiento de demanda	Minimización de costos de inversión y pérdidas de potencia y energía	Optimización de la capacidad de los transformadores de distribución para abastecimiento de demanda	Modelo de optimización para la determinación de la capacidad de los transformadores	Evaluación de los costos de las pérdidas y su relación con la cargabilidad admisible	Determinación de la capacidad óptima de los transformadores de distribución	Evaluación técnica y económica para determinación de parámetros asociados al diseño y planificación de redes de distribución
20	1997	Information integration in computerized distribution system planning	44	☒		☒	☒	☒		☒	☒		☒		☒	☒			☒	☒				
21	1995	Sistemas de distribución de energía eléctrica	34	☒				☒					☒				☒		☒	☒				☒
22	2019	Research on planning strategy to achieve high reliability for urban distribution systems	2	☒		☒		☒			☒		☒		☒		☒		☒	☒				
23	2019	Joint Distributed Generation and Active Distribution Network Expansion Planning Considering Active Management of Network	4	☒				☒	☒				☒		☒								☒	☒
24	2016	Planificación y Diseño Automático Óptimo de Grandes Redes Eléctricas de Distribución: Aplicación al Centro Histórico de Quito	2			☒				☒			☒							☒				
25	2008	ANÁLISIS TÉCNICO AL PLAN DE EXPANSIÓN DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA A NIVEL DE 69 kV	0					☒	☒		☒		☒		☒		☒		☒	☒	☒			
26	1989	Network reconfiguration in distribution systems for loss reduction and load balancing	4633	☒				☒	☒	☒							☒		☒				☒	
27	2020	Risk Measurement Model of Investment Strategy for Incremental Distribution Planning Considering Multiple Scenarios	1	☒		☒		☒			☒			☒			☒		☒					☒
28	2015	Long-term planning of electricity distribution systems integrating flexibility options	5		☒		☒		☒				☒									☒	☒	
29	2015	Analysis of power losses in the asymmetric construction of electric distribution systems	62					☒		☒							☒					☒		

ÓPTIMA DETERMINACIÓN DE LA CAPACIDAD EN TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN CONSIDERANDO COSTOS ASOCIADOS A LA INVERSIÓN Y PÉRDIDAS, USANDO PROGRAMACIÓN NO LINEAL ENTERA MIXTA Y BAJO ESCENARIOS DE DEMANDA

ITEM	AÑO	TÍTULO DEL ARTÍCULO	CITAS	TEMÁTICA				FORMULACION DEL PROBLEMA				RESTRICCIONES DEL PROBLEMA				ALGORITMO DE RESOLUCIÓN				SOLUCIÓN PROPUESTA				
				Redes de distribución eléctrica	Transformadores de distribución de energía eléctrica	Costos de Inversión y de las pérdidas en transformadores de distribución	Crecimiento de la Demanda	Optimización de tipos de transformadores	Implementación de modelos de optimización para dimensionamiento de la capacidad de los transformadores	Reducción de costos de inversión y pérdidas de potencia y energía	Optimización de la capacidad de los transformadores de distribución	Evaluación de las variables técnicas y económicas	Características técnicas de las pérdidas	Balance entre la demanda y el suministro	Restricciones binarias para la selección del tipo de transformadores	Crecimiento de la demanda y escenarios de carga	Datos técnicos y económicos de los diferentes tipos de transformadores trifásicos de distribución	Determinación de los escenarios de carga y el crecimiento de demanda	Minimización de costos de inversión y pérdidas de potencia y energía	Optimización de la capacidad de los transformadores de distribución para abastecimiento de demanda	Modelo de optimización para la determinación de la capacidad de los transformadores	Evaluación de los costos de las pérdidas y su relación con la cargabilidad admisible	Determinación de la capacidad óptima de los transformadores de distribución	Evaluación técnica y económica para determinación de parámetros asociados al diseño y planificación de redes de distribución
30	2015	Loss minimization and load balancing in a distribution network	1	☒	☒			☒		☒		☒			☒	☒	☒	☒						
31	2017	Technical loss reduction through active repair of distribution transformers: Results from the field	9	☒					☒		☒			☒		☒	☒				☒			
32	2016	A Review on Distribution System State Estimation	308	☒			☒		☒	☒		☒		☒	☒			☒				☒		
33	2010	Analysis of distribution transformer losses and life expectancy using measured harmonic data	54		☒					☒										☒		☒		
34	2019	Thermal Modelling of Planar Transformers Considering Internal Power Loss Distribution	1	☒	☒		☒		☒	☒		☒		☒	☒	☒	☒							
35	2020	Convergence of Core Losses in a Permanent Magnet Machine, as Function of Mesh Density Distribution, a Case-Study Using Finite-Element Analysis	4	☒					☒			☒			☒			☒	☒	☒		☒		
36	2019	Modeling of Distribution Transformer for Analysis of Core Losses of Different Core Materials Using FEM	5	☒	☒				☒	☒		☒		☒	☒			☒	☒			☒		
37	2013	Forecasting of the Transformer Core Destruction Factor by means of Multivariate Methods for Data Analysis	1	☒			☒	☒			☒		☒		☒	☒	☒					☒		
38	1988	Calculation of extra losses in shell form power transformer windings	2			☒			☒			☒				☒		☒				☒		
39	2015	Evaluation of transformer loading and energy loss for increasing energy efficiency in distribution system	5	☒		☒		☒				☒			☒	☒	☒			☒		☒		
40	2000	The analysis of optimal energy losses in two-windings transformers	4	☒		☒		☒				☒			☒			☒				☒		
CANTIDAD:				15	8	7	7	9	12	12	9	11	8	7	11	4	10	10	7	10	12	7	7	10

7.2 Resumen de Indicadores

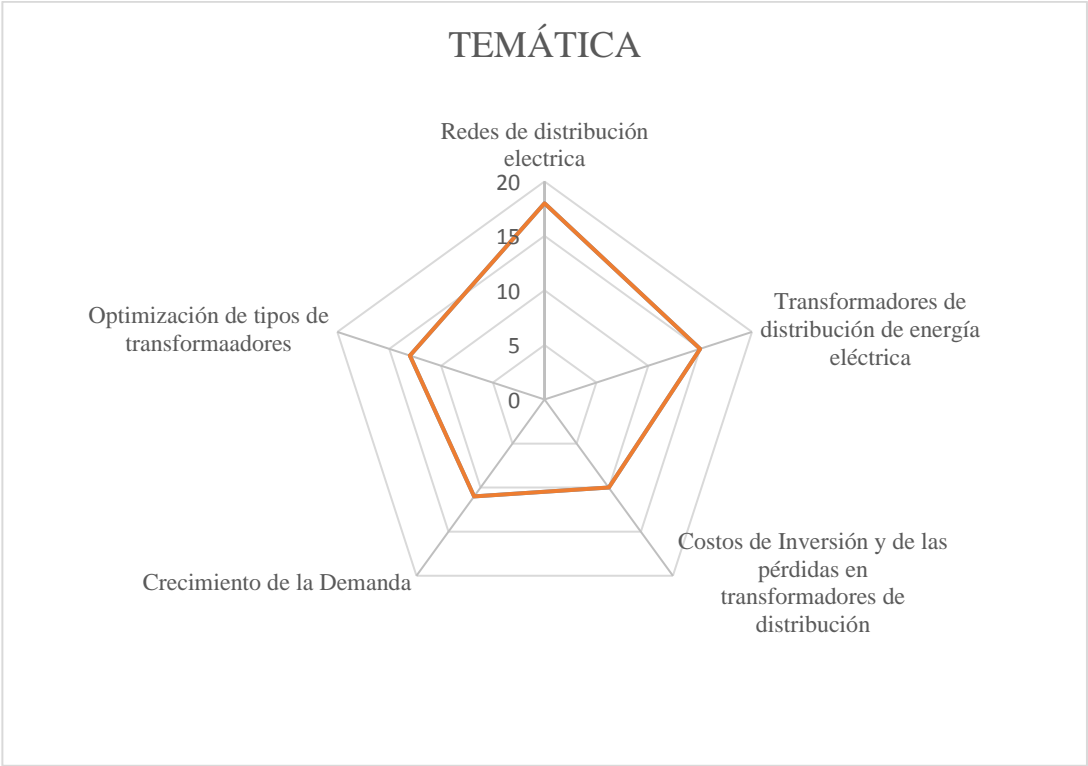


Figura 14. Resumen e indicador de la temática - Estado del arte.

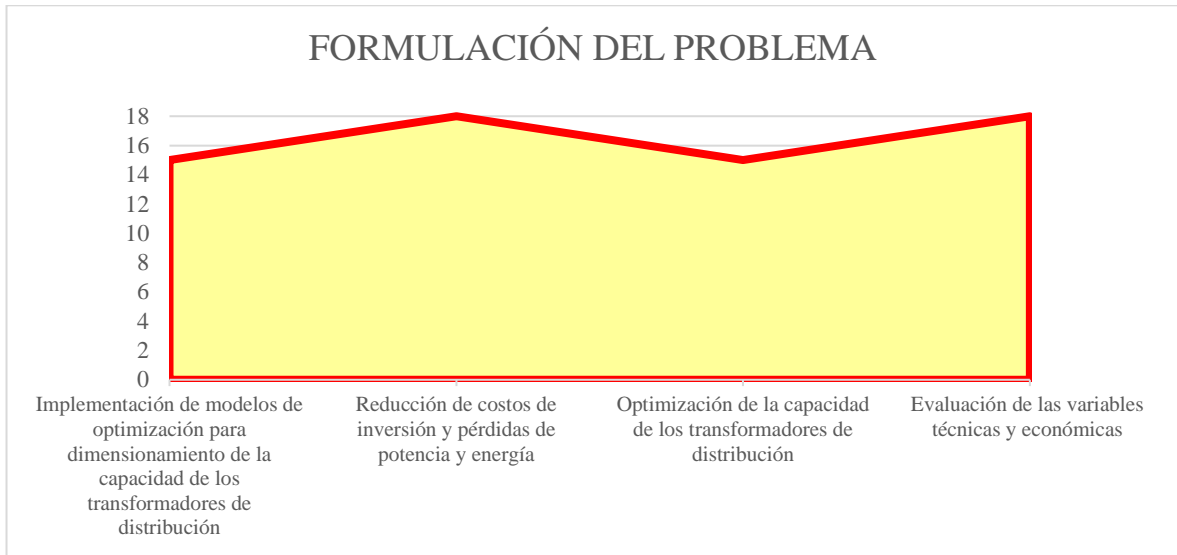


Figura 15. Indicador de formulación del problema - Estado del arte.

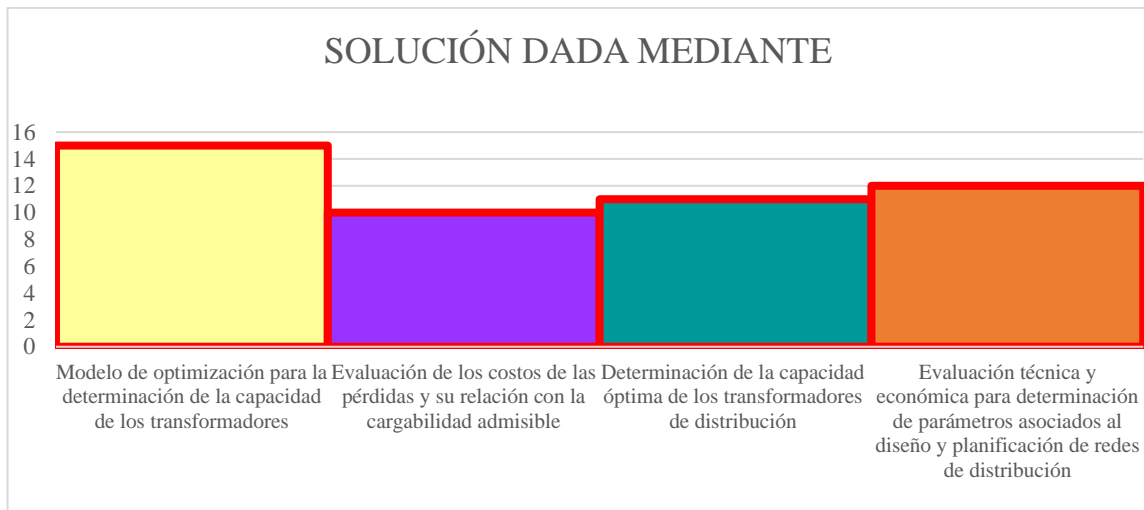


Figura 16. Indicador de solución - Estado del arte.