



UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA

Modelo conceptual para la planeación y/o priorización de las inversiones en distribución de energía eléctrica en los niveles de tensión I y II

Guillermo Antonio Reyes Cuartas

Universidad Nacional de Colombia
Facultad de Ingeniería y Arquitectura, Departamento de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y
Computación
Manizales, Colombia
2014

Modelo conceptual para la planeación y/o priorización de las inversiones en distribución de energía eléctrica en los niveles de tensión I y II

Guillermo Antonio Reyes Cuartas

Trabajo de grado presentado como requisito parcial para optar al título de:
Magister en Ingeniería Eléctrica-profundización

Director (a):

Ph.D. Carlos E. Murillo

Línea de Investigación:

Planeamiento y Regulación Distribución de energía

Grupo de Investigación:

GIPEM- Grupo de Investigación en Potencia, Energía y Mercados

Universidad Nacional de Colombia

Facultad de Ingeniería y Arquitectura, Departamento de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y

Computación

Manizales, Colombia

2014

Conceptual model for planning or prioritizing of investments in electrical distribution in the voltage levels I and II

Guillermo Antonio Reyes Cuartas

Master's degree final project Presented for the Degree of:
Master in Engineering Electrical Engineering

Supervisor (a):
Ph.D. Carlos E. Murillo

Research Areas:
Planning and Regulation of power Distribution Systems

Research group:
Power systems, Energy and Electrical Markets GIPEM

Universidad Nacional de Colombia
Faculty of Engineering and Architecture, Department of Electrical, Electronic and
Computer Engineering
Manizales, Colombia

2014

*A Dios quien guía mis momentos.
A mis Hijas, Sofía y Valeria quienes han hecho
que mi corazón descubra el inmenso amor de padre.*

*A mi esposa Margarita y a mi madre Lúgia las
dos mujeres que han marcado mi vida, dos amores
apasionados y diferentes.*

*A mi padre ejemplo de superación y
honestidad.*

*A mis Hermanas y Hermanos, que siempre
están allí, un soporte y una guía constante.*

A mis sobrinos con inmenso amor.

Agradecimientos

El presente trabajo de grado es producto del esfuerzo personal y empresarial, así como de aportes directos e indirectos de amigos y colegas que han colaborado con sus apreciaciones. Responde a una inquietud laboral y académica en pro del relacionamiento universidad-empresa.

Agradezco al profesor Doctor Carlos Edmundo Murillo, por motivarnos a emplear las técnicas de optimización en nuestra actividad laboral; por incentivarnos a conocer más de estas técnicas a través de su cátedra y por la dirección de este trabajo. Al profesor Doctor Eduardo Antonio Cano Plata, por el impulso y mantenimiento de la relación universidad-empresa a través de la maestría de Ingeniería Eléctrica en la modalidad de profundización.

Igualmente, extendiendo estos agradecimientos a la empresa Central Hidroeléctrica de Caldas por su apoyo en este ciclo académico.

Resumen

La actividad de distribución concentra un alto porcentaje del total de las inversiones que se realizan en el sistema eléctrico. A causa de esto, deben ejecutarse gran cantidad de proyectos bajo el entorno de variables cuantitativas, cualitativas, regulatorias y restricciones económicas impuestas por el presupuesto disponible en la empresa distribuidora, la cual debe procurar obtener los mayores beneficios financieros, dando cumplimiento a los requerimientos técnicos del cliente.

Por lo anterior, en este trabajo se propone un modelo conceptual que contribuye al proceso de la planeación y/o priorización de inversiones en el escenario de la planificación operativa (reposición y expansión de pequeñas redes) en los niveles de tensión I y II. El modelo inicia con el banco de proyectos operativos de la distribuidora, los cuales se someten a las etapas de evaluación técnica, financiera y un ordenamiento multicriterial, para, posteriormente, ser priorizados a través de una técnica de optimización que busca maximizar el beneficio de la empresa, dependiendo de la relevancia de los criterios bajo los cuales se toma la decisión de inversión.

El modelo conceptual propuesto se centra en la expectativa de combinar los proyectos, en pro de maximizar los beneficios para el inversionista. No obstante, se señalan las consideraciones regulatorias que deben tenerse en cuenta en todas las etapas del modelo, para obtener la valoración financiera de cada proyecto. Estas se adhieren a las potencialidades de la optimización en la etapa de diseño de los proyectos, con el objeto de la búsqueda de eficiencia desde las etapas iniciales, antes de ser priorizados.

El modelo se describe y prueba en su módulo de priorización, a través de un banco de proyectos de la empresa distribuidora CHEC¹.

Palabras clave: Distribución de energía, eficiencia, inversiones, priorización, regulación, cliente, optimización.

¹ CHEC. Central Hidroeléctrica de Caldas, empresa distribuidora de energía en Caldas y Risaralda, Colombia.

Abstract

Conceptual model for planning or prioritizing of investments in electrical distribution in the voltage levels I and II.

The activity of distribution focuses a high percentage of the total of investments carried out in the electrical system. Due to this a large number of projects must be run under the environment of quantitative, qualitative, regulatory variables and economic restrictions imposed by the available budget in the distribution company, which should obtain the greatest financial benefits, complying with the technical requirements of the customer.

Therefore, this paper proposes a conceptual model that contributes to the process of planning or prioritizing investments on the stage of the operative planning (replenishment and expansion of small networks) in the voltage levels I and II. The model starts with the bank's operational projects of the Distributor, which undergo to the phases of technical and financial evaluation and a multicriteria ordering to be then prioritized through an optimization technique that seeks to maximize the benefit of the company, depending on the relevance of the criteria under which the investment decision is made.

The conceptual model proposed focuses in expectation of combining projects, in favour of maximizing the benefits for the investor. However, regulatory variables that are considered must be taken into account at all modules of the model, to obtain the financial assessment of each project. These variables are added to the potentialities of the optimization in the technical design stage of the projects, with the search of efficiency from the initial stages, before being prioritized.

The model is described and tests on its prioritization module, through a bank of projects of CHEC Utility.

Key words: distribution, efficiency, investment, prioritization, regulatory, customer, optimization.

Contenido

	Pág.
Resumen	IX
Lista de figuras	XIII
Lista de tablas	XIV
Lista de abreviaturas	XV
1. Prefacio	1
1.1 Introducción	1
1.2 Planteamiento del problema	3
1.3 Objetivos.....	3
1.3.1 Objetivo general	3
1.3.2 Objetivos específicos	3
1.4 Metodología.....	4
1.5 Organización del documento	4
2. Antecedentes del problema y entorno técnico-regulatorio en distribución	7
2.1 Primer momento, antes de la reforma del sector.....	7
2.2 Segundo momento, posterior a la reforma del sector.....	9
2.2.1 Metodología actual en Colombia para remuneración de la distribución en los niveles de tensión I y II	12
2.2.2 Prospectiva regulatoria en Colombia para remuneración de la distribución en los niveles de tensión I y II.....	15
2.3 Conclusiones del capítulo	22
3. Revisión Bibliográfica	27
3.1 Planeación y diseño de redes de distribución	27
3.1.1 Evolución de los métodos de diseño y planificación de redes de distribución	29
3.1.2 Referencias de planificación de sistemas de distribución y/o proyectos de redes usando métodos matemáticos y metaheurísticas	32
3.2 Planeación y/o priorización de inversiones en redes de distribución	40
3.2.1 Referencias en la planeación y/o priorización de inversiones.....	40
3.3 Conclusiones del capítulo	54
4. Modelo conceptual	59

4.1	Alcance.....	59
4.1.1	Consideraciones para la toma de decisiones de inversión.....	59
4.2	Módulos para el modelo conceptual.....	60
4.2.1	Módulo 1. Banco de proyectos inicial.....	60
4.2.2	Módulo 2. Módulo Técnico.....	61
4.2.3	Módulo 3. Cálculo de indicadores financieros.....	82
4.2.4	Módulo 4. Multicriterial. Otras consideraciones para la priorización de inversiones.....	86
4.2.5	Módulo 5. Priorización de inversiones o proyectos.....	87
4.3	Conclusiones del capítulo.....	104
5.	Simulación y resultados para el módulo priorización.....	107
5.1	Aplicación al sistema de prueba.....	108
5.1.1	Análisis del escenario A.....	109
5.1.2	Análisis del escenario B.....	111
5.1.3	Análisis del escenario C.....	113
5.1.4	Análisis del escenario D.....	115
5.1.5	Comparativo de resultados.....	117
5.2	Conclusiones del capítulo.....	119
6.	Conclusiones y recomendaciones.....	121
6.1	Conclusiones.....	121
6.2	Recomendaciones.....	122
A.	Anexo: Bloques del Algoritmo del módulo de priorización.....	124
	Bibliografía.....	131

Lista de figuras

	Pág.
Figura 2-1: Evolución de la regulación [5].	22
Figura 3-1: Prioridad de recursos por cuadrante [28]	44
Figura 4-1: Plano concentración de cargas y topología [Elaboración propia].	61
Figura 4-2: Reducción en la tasa de fallas de un grupo de componentes [45].	76
Figura 4-3: Fallas acumuladas año para grupo de componentes [45].	76
Figura 4-4: Tiempo requerido simulación Branch&Bound [7].	89
Figura 4-5: Ejemplo de población [45].	92
Figura 4-6: Ejemplo de ruleta de probabilidad de obtención de descendientes [45].	93
Figura 4-7: Ejemplo de selección por torneo [45].	94
Figura 4-8: Ejemplo de crossover [45].	95
Figura 4-9: Ejemplo de mutación bit a bit [45].	96
Figura 4-10: Ejemplo de mutación por población [45].	97
Figura 4-11: Diagrama general de la metodología propuesta [Elaboración propia].	100
Figura 5-1: Comportamiento de la función de adaptación [Elaboración propia].	110
Figura 5-2: Comportamiento de la función de adaptación [Elaboración propia].	112
Figura 5-3: Comportamiento de la función de adaptación [Elaboración propia].	114
Figura 5-4: Comportamiento de la función de adaptación [Elaboración propia].	116
Figura 5-5: Frecuencia de los proyectos priorizados [Elaboración propia].	117
Figura 5-6: Diagrama de barras de las soluciones óptimas. [Elaboración propia] ...	118

Lista de tablas

	Pág.
Tabla 2-1: Comparación de modelos regulatorios. [9], [5], [12].	24
Tabla 2-2: Poder de incentivos modelos de precio e ingreso máximo [9], [52].	25
Tabla 3-1: Atributos, pesos y valores filtro II [28]	43
Tabla 4-1: Clasificación de salidas transformadores zona centro [45].	75
Tabla 4-2: Clasificación salidas redes secundar-zonas centro, Noroccid. y Norte [45].	75
Tabla 4-3: Propuesta de inversiones distribuidora ejemplo [48]	84
Tabla 4-4: Ejemplo de evaluación técnica [Elaboración propia]	86
Tabla 4-5: Ejemplo de esfuerzo computacional [17].	90
Tabla 4-6: Ejemplo de probabilidad de obtención de descendientes [45].	93
Tabla 4-7: Ejemplo asignación proporcional de descendientes [45].	93
Tabla 4-8: Parejas formadas para la obtención de descendientes [45].	93
Tabla 4-9: Ejemplo asignación descendientes para asignación por torneo [45].	94
Tabla 4-10: Parejas formadas para obtención de descendientes por torneo [45].	95
Tabla 4-11: Ejemplo Información proyecto para la priorización [Elaboración propia].	102
Tabla 4-12: Codificación para priorización inversiones [Elaboración propia].	102
Tabla 5-1: Información básica sistema de prueba [Elaboración propia].	108
Tabla 5-2: Comportamiento factores de la función objetivo [Elaboración propia].	109
Tabla 5-3: Mejores soluciones encontradas por el AGCB [Elaboración propia].	109
Tabla 5-4: Valores de la función objetivo en cada plan [Elaboración propia].	110
Tabla 5-5: Comportamiento factores de la función objetivo [Elaboración propia].	111
Tabla 5-6: Mejores soluciones encontradas por el AGCB [Elaboración propia].	111
Tabla 5-7: Valores de la función objetivo en cada plan [Elaboración propia].	112
Tabla 5-8: Comportamiento factores de la función objetivo [Elaboración propia].	113
Tabla 5-9: Mejores soluciones encontradas por el AGCB [Elaboración propia].	113
Tabla 5-10: Valores de la función objetivo en cada plan [Elaboración propia].	114
Tabla 5-11: Comportamiento factores de la función objetivo [Elaboración propia].	115
Tabla 5-12: Mejores soluciones encontradas por el AGCB [Elaboración propia].	115
Tabla 5-13: Valores de la función objetivo en cada plan [Elaboración propia].	116

Lista de abreviaturas

Abreviatura	Término
<i>AG</i>	Algoritmo genético
<i>AGCB</i>	Algoritmo genético de Chu & Beasley
<i>AOM</i>	Administración, operación y mantenimiento
<i>ASIC</i>	Administrador del sistema de intercambios comerciales
<i>AT</i>	Alta tensión
<i>ATD</i>	Área típica de distribución
<i>BT</i>	Baja tensión
<i>CHEC</i>	Central Hidroeléctrica de Caldas
<i>CND</i>	Centro nacional de despacho
<i>CORELCA</i>	Corporación Eléctrica de la Costa Atlántica
<i>CREG</i>	Comisión de Regulación de Energía y Gas
<i>CRO</i>	Costo Incremental Operativo de Racionamiento de Energía
<i>CT</i>	Centro de transformación
<i>CU</i>	Costo unitario de prestación del servicio
<i>CVC</i>	Corporación autónoma regional del valle del cauca
<i>DEC</i>	Duración equivalente de interrupción por transformador
<i>EEB</i>	Empresa de energía de Bogotá
<i>EMCALI</i>	Empresas municipales de Cali
<i>ENS</i>	Energía no suministrada
<i>EPM</i>	Empresas públicas de Medellín
<i>FEC</i>	Frecuencia equivalente de interrupción por transformador
<i>GIS</i>	Geographic information system
<i>IAAD</i>	Índice anual agrupado de la discontinuidad
<i>ICEL</i>	Instituto Colombiano de Electrificación
<i>IRAD</i>	Índice de referencia agrupado de la discontinuidad
<i>ISA</i>	Interconexión eléctrica S.A

Abreviatura	Término
<i>ITAD</i>	Índice trimestral agrupado de la discontinuidad
<i>MAIFI</i>	Momentary Average Interruption Frequency Index
<i>MT</i>	Media tensión
<i>OR</i>	Operador de red
<i>RETIE</i>	Reglamento técnico de instalaciones eléctricas
<i>SAIDI</i>	System average interruption duration index
<i>SAIFI</i>	System average interruption frequency index
<i>SDL</i>	Sistema de distribución local
<i>SIN</i>	Sistema interconectado nacional
<i>SSPD</i>	Superintendencia de servicios públicos domiciliarios
<i>STN</i>	Sistema de transmisión Nacional
<i>STR</i>	Sistema de transmisión regional
<i>SUI</i>	Sistema único de información de Servicios públicos
<i>UPME</i>	Unidad de planeación minero energética

1. Prefacio

1.1 Introducción

Como en muchos otros países del mundo, Colombia ha sufrido una transformación en el sector eléctrico. Esta trajo consigo la inclusión de la competencia en las actividades de generación y comercialización de energía, manteniendo reguladas las actividades de transporte de red, transmisión y distribución de energía a causa de su característica de monopolio. Los cambios sectoriales en Colombia son producto de la Constitución Política de 1991, en la que se establece un capítulo sobre servicios públicos domiciliarios y de las leyes 142 y 143 de 1994, que desarrollan los preceptos o mandatos constitucionales. En estas últimas se establecen condiciones para mejorar la eficiencia de las empresas de servicios públicos domiciliarios, por ejemplo, la ley 143 de 1994 en su artículo sexto, señaló los principios dentro de los cuales se prestará la actividad de distribución de energía eléctrica: eficiencia, calidad, continuidad, adaptabilidad, neutralidad, solidaridad y equidad [1]. Para atender los requerimientos del nuevo entorno en el que se debe prestar la actividad de distribución, el ente regulador debe hacer uso de criterios regulatorios, económicos y normativos, como; por ejemplo, los instrumentos económicos, entre los cuales se señalan la organización industrial, las tarifas, la aplicación de los incentivos, la calidad, seguridad del servicio, el cumplimiento de las normas técnicas ambientales y la promoción de la competencia [2]. En este orden de ideas, el regulador en Colombia establece un modelo basado en el desempeño, para remunerar el servicio de distribución de energía, el cual busca que el distribuidor aumente su eficiencia (reduzca sus costos) y obtenga un beneficio de ello (diferencias entre lo reconocido y costo real) dado un valor tarifario reconocido.

En el marco de los incentivos y los principios para el servicio de distribución de energía, el operador debe desarrollar una planeación en los diferentes estadios, esto es, expansión de nueva red o sistema, uno existente, o planificación de la operación, resultando cada uno de ellos en un plan de obras. El o los planes de obras generados debe(n) cumplir los requerimientos de satisfacer la reglamentación, los inversionistas y los usuarios, además de enmarcarse dentro del presupuesto disponible, por lo que resulta relevante priorizarlo (s) de tal manera que se puedan obtener los mayores beneficios para la empresa distribuidora.

De acuerdo con las referencias consultadas y con la realidad de las empresas distribuidoras en Colombia y otros países, para realizar la priorización de las inversiones tradicionalmente se recurre a clasificaciones subjetivas basadas en la experiencia de los ingenieros de la empresa (ordena de acuerdo a su criterio experiencial de la red, es decir, que juzga que es más urgente y/o que no es tan urgente), o al uso de variables cualitativas (impacto en la imagen de la compañía, afectación de medio ambiente, influencias

políticas, impacto en usuarios, etc. generalmente sin cuantificación) o al uso de alguna(s) variable(s) técnica(s), como, por ejemplo, los indicadores de calidad, las pérdidas, etc. u otras como indicadores financieros, a través de los cuales se realiza un ordenamiento o priorización de inversiones de manera ordinal, usando un puntaje.

La priorización de inversiones en pro de maximizar los beneficios de la compañía es una tarea vital que busca capturar los incentivos regulatorios y garantizar la sostenibilidad de la empresa, cumpliendo lo regulatorio pero también la satisfacción del cliente, tarea en la que se involucran variables cuantitativas y cualitativas, que pueden ser tan importantes como las cuantitativas, que al final deben tenerse en cuenta en la toma de decisiones o del ordenamiento.

El modelo conceptual de priorización de inversiones propuesto, se enfoca en la planeación de la operación para reposición y expansión de pequeñas redes en el nivel de tensión I (nivel de tensión < 1 kV) y II ($1\text{kV} \leq$ Nivel de tensión < 30 kV), y hace uso de aspectos regulatorios, financieros, multicriteriales y técnicas de optimización, convirtiéndose en una propuesta de innovación para el proceso de expansión y reposición de redes.

1.2 Planteamiento del problema

La industria de la distribución de energía ha mostrado ser intensiva en capital y, como consecuencia de ello, se da una gran cantidad de proyectos a ejecutar, por lo que la determinación de cuáles realizar debe procurar la priorización, beneficios y eficiencia en las inversiones, considerando que se tiene un presupuesto limitado. Determinar la forma priorizada y eficiente para la ejecución de los proyectos es un asunto de importancia, por estandarizar en la empresa distribuidora, de tal manera que se eliminen las consideraciones personales del ejecutor o calificador de los proyectos.

Así, el asunto que pretende resolver este trabajo de grado, es el proponer un modelo conceptual para la planeación y/o priorización de inversiones en el planeamiento de la operación, para los niveles de tensión I y II del sistema de distribución tomando en cuenta las señales regulatorias, del cliente y la maximización de los beneficios del inversionista, que en una etapa siguiente, pueda ser usado para desarrollar los módulos respectivos y convertirse en una herramienta informática que facilite la toma de decisiones.

1.3 Objetivos

1.3.1 Objetivo general

Proponer un modelo conceptual para establecer un plan priorizado de inversiones en el escenario de la planificación operativa de los niveles de tensión I y II del sistema de distribución, tomando en cuenta las señales regulatorias, del cliente y la maximización de los beneficios del inversionista, a partir de un plan de obras definido.

1.3.2 Objetivos específicos

- Establecer el estado de conocimiento o estado del arte y las variables consideradas en la priorización de inversiones en distribución de energía eléctrica.
- Identificar a través de una revisión de la metodología de remuneración de la distribución de energía, las variables (señales) de interés del regulador, cliente e inversionista para considerarlas candidatas en el modelo conceptual de planeación/priorización de inversiones.
- Identificar las técnicas o métodos que pueden aplicarse, para establecer el modelo conceptual de priorización de inversiones.
- Presentar resultados del módulo de priorización de inversiones, en un caso de prueba.

1.4 Metodología

El método de investigación aplicado en el desarrollo del trabajo es inductivo. Éste se usa con el propósito de establecer para la actividad de distribución de energía por redes, los requerimientos o componentes que integrarán el modelo conceptual para la priorización de inversiones en distribución en los niveles de tensión I y II, en el escenario de la planificación operativa para reposición y expansión de pequeñas redes.

La estrategia de indagación aplicada en este trabajo, es esencialmente de estudio básico o genérico documental (análisis documental). Ella se efectuó esencialmente sobre información secundaria de artículos, tesis, libros, regulación de la comisión de energía y gas de Colombia –CREG-, documentos elaborados por las empresas de energía y, en general, de literatura relacionada con el estudio de los aspectos regulatorios y técnicos, permitiendo determinar el modelo conceptual a través de las siguientes etapas:

- Estudio de los modelos regulatorios aplicables a la distribución de energía eléctrica, para mostrar los incentivos a la eficiencia indicados en ellos.
- Establecimiento de la importancia de las técnicas de optimización en el planeamiento y diseño de redes.
- Referenciamiento sectorial en lo que respecta a la forma cómo las empresas de distribución realizan la priorización de inversiones.
- Establecimiento de los módulos del modelo conceptual.
- Determinación, descripción y uso de las variables de interés en la priorización de las inversiones y su participación en los diferentes módulos.
- Determinación de la técnica de solución aplicable al problema de priorización de inversiones, estimándose como adecuada la aplicación de algoritmos genéticos.
- Implementación de un algoritmo genético en Matlab, para la priorización de inversiones y su aplicación a un banco de proyectos.
- Análisis de resultados del algoritmo genético.
- Propuestas para futuros trabajos

1.5 Organización del documento

Para facilitar la comprensión de la propuesta de planeación y/o priorización de inversiones, exponer la importancia y las dificultades en la toma de decisiones de inversión en un ambiente regulatorio basado en incentivos, se presentan 6 capítulos, así:

El **capítulo 1**, presenta la introducción, el planteamiento del problema, los objetivos que se esperan alcanzar, la metodología usada para el desarrollo de este trabajo y, por último, se indica la forma en que se ha dividido el mismo.

El **capítulo 2**, hace referencia a los antecedentes del problema, el entorno regulatorio y técnico de la distribución de energía. Se presenta el momento regulatorio inicial del sector, el actual, incluso la prospectiva regulatoria, señalando la importancia de ésta en las inversiones.

El **capítulo 3**, establece una revisión bibliográfica relacionada con la planeación de sistemas y redes de distribución desde los métodos de valoración y flujo de carga hasta los actuales basados en técnicas de optimización metaheurísticas. Igualmente, se revisa la literatura asociada a la priorización de inversiones en distribución de energía eléctrica.

El **capítulo 4**, denominado modelo conceptual, presenta consideraciones para el establecimiento del modelo, por etapas: banco de proyectos, evaluación técnica, financiera, multicriterio y la priorización misma. Se propone cada módulo y sus componentes y se desarrolla el módulo de priorización.

El **capítulo 5**, presenta un ejemplo del algoritmo desarrollado para el módulo de priorización de inversiones a partir de un banco de proyectos suministrado por la CHEC.

El **capítulo 6**, relaciona las conclusiones y recomendaciones para trabajos futuros.

2. Antecedentes del problema y entorno técnico-regulatorio en distribución

Por su cercanía con el usuario final, la red de distribución de baja y media tensión (nivel de tensión I y II respectivamente) constituye la mayor extensión de redes que gestiona una empresa distribuidora, siendo responsable por una gran inversión económica, la cobertura y la calidad del servicio de energía eléctrica (calidad de la potencia eléctrica, de la prestación del servicio o continuidad y de la atención comercial que tienen empresas verticalmente integradas con el negocio de comercialización a bordo, situación permitida por la ley eléctrica colombiana (ley 142) de 1994).

Para resaltar la magnitud de las inversiones en los sistemas de distribución, debe tenerse en cuenta que éstas representan entre 30% y 40 % del total de las inversiones del sector eléctrico [3]. Las señales de las grandes inversiones en distribución pueden corroborarse a través de valores referentes para Colombia como lo son: i) la participación de la actividad de distribución en el costo final que se cobra al usuario, por el servicio de energía eléctrica representa en promedio 36%², ii) los activos valorados para reconocimiento en la actividad en el último periodo regulatorio ascienden a \$26,6 billones de pesos de junio de 2012 [10]. Por lo anterior, puede indicarse que la actividad se hace fundamental dentro del sistema eléctrico, además de ser el último eslabón en la cadena de prestación del servicio con el usuario final. La gestión de las inversiones en distribución ha enfrentado dos momentos como se describe en 2.1 “*Primer momento, antes de la reforma del sector*” y 2.2. “*Segundo momento, posterior a la reforma del sector*”.

2.1 Primer momento, antes de la reforma del sector

El primer momento vivido con anterioridad a la modernización del sector eléctrico surge con la reforma de la Constitución del año 1936, en la que el Estado adquiere un papel relevante e influyente en el desarrollo del sector eléctrico y los servicios públicos (los cuales en general, estaban en manos privadas); lo anterior se produjo a causa de la emisión de la ley 109 y el decreto 1606 de los años 1936 y 1937 respectivamente, los cuales sientan las bases de la intervención estatal en diversas actividades de la economía³.

² Costo unitario de prestación del servicio de energía eléctrica. Resolución CREG 043 de 2013.

³ Para mayor información sobre la historia del sector eléctrico en Colombia se recomienda consultar el blog de Luis Guillermo Vélez Álvarez en: <http://luisquillermovelezalvarez.blogspot.com/2011/09/breve-historia-del-sector-electrico.html>.

Así el Estado, como dueño mayoritario, inicia un proceso de adquisición de las empresas de energía en la década de los cincuenta dando vida a empresas electrificadoras en diferentes departamentos, permitiendo, de este modo, un lugar a la industria de la distribución basada en la división político administrativa del país. Las empresas más importantes se ubicaron en las principales ciudades.

La estructura de la industria que se presentaba al final de la década de los sesenta se caracteriza, principalmente, por la siguiente descripción [4]:

- Se crean empresas de tamaño mayor que atienden las ciudades principales y poblaciones vecinas, entre ellas la EEB, EPM, la CVC y la empresa EMCALI.
- Se da vida al Instituto Colombiano de Electrificación (ICEL) en sustitución de electroaguas. Siendo el ICEL el encargado de atender las regiones que no se cubren en servicio por las empresas más grandes antes mencionadas, el Instituto se conformó inicialmente por quince (15) empresas departamentales.
- Para la región atlántica el servicio se presta a través de Corelca con los equipamientos de redes y subestaciones transferidos por el ICEL.
- Interconexión eléctrica ISA S.A, propiedad de las empresas departamentales anteriores, adquiere la responsabilidad del planeamiento de la transmisión y generación, además de la interconexión de los sistemas establecidos en las diferentes zonas geográficas.

La estructura antes indicada se consolida para los siguientes años, dando lugar a empresas verticalmente integradas, como, por ejemplo, EPM, EEB, Corelca e ISA.

La industria regionalizada, se ve afectada no sólo por influencias políticas centrales y regionales, sino, también por el gobierno central que usó las tarifas del sector de la distribución como un elemento de política de redistribución y control de inflación, con lo que se generó un deficiente desempeño gerencial y financiero de las empresas del sector. Cada una de las empresas regionales podía desarrollar proyectos de inversión, en los cuales se anteponían las influencias políticas ante los criterios económicos, y dando preferencia a los proyectos de generación hidroeléctrica sobre los de mantenimiento y construcción de redes de distribución de energía [4].

Además, las inversiones en distribución se realizaban esencialmente basadas en aspectos técnicos, esto es, se buscaba atender la demanda y garantizar la prestación del servicio, atendiendo unas normas de ingeniería y buscando los menores costos en las obras, sin observancia detallada de la búsqueda de beneficios para el inversionista, pues los costos para atender la demanda eran reconocidos por la tarifa⁴, es decir, se aplicaba un modelo de costos reconocidos para remunerar la actividad de distribución. Este modelo de remuneración de la actividad, se caracteriza por que la actividad muestra un lento desarrollo tecnológico y altas barreras a la entrada. El mecanismo ha sido criticado por conducir a altos costos del servicio y bajos niveles de calidad [5].

2.2 Segundo momento, posterior a la reforma del sector

El segundo momento aún en desarrollo, crea un nuevo escenario para las inversiones en distribución, iniciando de este modo, la modernización del sector eléctrico.

La década de los noventa trajo consigo la modernización del sector eléctrico en todo el mundo, introduciéndose la competencia en generación y comercialización de energía, manteniendo reguladas las actividades de transporte de red, transmisión y distribución de energía, debido a su característica de monopolio, pues resulta ineficiente duplicar redes en una misma área para prestar el servicio de transmitir y distribuir energía [6].

Para el caso colombiano, la adopción de los cambios sectoriales se da a partir de la Constitución Política de 1991, en la que se establece un capítulo sobre servicios públicos domiciliarios y de las leyes 142 y 143 de 1994 que desarrollan los preceptos o mandatos constitucionales. En las mencionadas leyes se establecen las condiciones para mejorar la eficiencia de las empresas de servicios públicos domiciliarios, por ejemplo, la ley 143 de 1994 en su artículo sexto señaló los principios dentro de los cuales se prestará la actividad de distribución de energía eléctrica: “eficiencia, calidad, continuidad, adaptabilidad, neutralidad, solidaridad y equidad” [1] Para atender los requerimientos del nuevo entorno en el que se debe prestar la actividad de distribución, el ente regulador debe hacer uso de instrumentos regulatorios, económicos y normativos. Por ser del interés de este trabajo solo se listan y describen brevemente los instrumentos económicos: la organización

4 Costos Reconocidos (costos del servicio): El esquema de remuneración de costos reconocidos COS/ROR, o costo de prestación del servicio, se basa en reconocer todos los costos en que se incurre, transfiriendo generalmente las ineficiencias al usuario final, aún cuando puede tener la posibilidad de perseguir tarifas que reflejen el costo marginal, pero con un muy pequeño estímulo a la eficiencia, pues siempre serán reconocidos los costos en que se incurra. Antes de la constitución de 1991 las tarifas se expedían por la junta nacional de tarifas (JNT), la JNT expide la Resolución 86.

En el documento “REGULACIÓN Y BIENESTAR ECONÓMICO: Evaluación de la regulación de Servicios Públicos Domiciliarios de acueducto y electricidad en Colombia en la década de los noventa. Caso Empresas Públicas de Medellín” tomado del sitio web https://repository.eafit.edu.co/handle/10784/583#.VIfUpZ3m_IU, se indica:

Las tarifas eléctricas de todo el país al Costo Incremental Promedio de Largo Plazo (CIPLP) asociado al plan de expansión en generación y transmisión vigente. El CIPLP es el cociente entre el valor presente de los incrementos del costo total requerido para satisfacer la demanda - la suma de los costos de inversión más los gastos de administración, operación y mantenimiento de los sistemas de generación, transmisión y distribución - y el valor presente de los correspondientes incrementos de la demanda”. Los valores eran descontados a una tasa de 12% anual.

industrial, las tarifas, la aplicación de los incentivos, la calidad, seguridad del servicio, cumplimiento de las normas técnicas ambientales y la promoción de la competencia [2].

- Organización industrial: La organización de la industria de los servicios públicos domiciliarios, está influenciada por una gran reforma del mercado y por las comisiones de regulación especializadas. La organización industrial dio vida a las actividades de generación, transmisión, distribución, comercialización, además de crear el ente regulatorio y de control, Comisión de regulación de energía y gas (CREG) y la superintendencia de servicios públicos domiciliarios (SSPD), respectivamente, etc. Hoy la eficiencia del sector de servicios públicos domiciliarios, se caracteriza por la acción propia del mercado y la regulación [2].
- Tarifas, subsidios y estratificación: La Ley 142 de 1994 establece las reglas y criterios de la estructura tarifaria en los servicios públicos domiciliarios. Dicho régimen se fundamenta en la Ley 81 de 1988 sobre política de precios, en el cual se admiten diferentes direcciones: el régimen de libertad total, el régimen de libertad vigilada y el régimen de libertad regulada. A nivel mundial no existe un método generalmente aceptado para determinar las tarifas o la regulación de precios. Los principales métodos utilizados en los distintos países son, por ejemplo, tarifas o precios que permiten cierta rentabilidad sobre el capital invertido (tarifas basadas en la tasa de retorno) y las tarifas que se apoyan en precios límites (*price cap* o precios máximos).

El sistema tarifario colombiano, con base en la Ley 142 de 1994, “se rige por los criterios de eficiencia económica, neutralidad, solidaridad, redistribución, suficiencia financiera, simplicidad, transparencia y competencia” [2].

Para el caso del servicio de distribución de energía, se aplica el régimen de libertad regulada, en el cual las empresas tienen la libertad de determinar y modificar los precios, pero todo dentro de unos criterios y metodologías reguladas por la autoridad competente, que sirven de base para la determinación o la modificación de los precios. Un ejemplo de estos criterios y metodologías aplicados a la distribución, se plasma en la resolución CREG 097 de 2008 “por la cual se aprueban los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los sistemas de transmisión regional y distribución local”, en esta resolución se fija la metodología *price cap* como la metodología para la remuneración de la actividad de distribución.

- Aplicación de incentivos en la regulación: Lo ideal en los diferentes regímenes especiales de los servicios públicos domiciliarios como la energía eléctrica, gas, telecomunicaciones, acueducto, alcantarillado y aseo es tener una regulación que se base en incentivos para promover la competencia, la eficiencia y la innovación [2].

Un ejemplo de aplicación de incentivos en la regulación actual indicado en la resolución CREG 097 de 2008: “Por la cual se aprueban los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los sistemas de transmisión regional y distribución Local”, es el régimen mismo de remuneración *price cap* y la regulación de la calidad del servicio, la cual crea el incentivo de poder aumentar el valor del cargo por distribución a facturar, si la calidad mejora respecto a unos índices de referencia y viceversa.

- Calidad, seguridad del servicio y cumplimiento de normas técnicas y ambientales: con base en la Ley 142, un aspecto de orden prioritario en materia de servicios públicos domiciliarios es el establecimiento de los niveles de calidad y seguridad técnica del servicio. Asimismo, está el cumplimiento de las normas ambientales, todo en beneficio de los usuarios [2].

Una referencia de la aplicación de este incentivo en la regulación actual es indicado en la resolución CREG 097 de 2008: “Por la cual se aprueban los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local ”, en la que se hace referencia a la regulación de la calidad del servicio en lo relacionado a la continuidad, al fijar una calidad media por nivel de tensión I y II-III agregado como se indica en el capítulo 11 titulado CALIDAD DEL SERVICIO de la citada resolución, otro ejemplo a citar, es cuando se fijan indicadores para las desviaciones de la magnitud de la tensión en la prestación del servicio, como se señala en el numeral 6.2.1.1. desviaciones de la frecuencia y magnitud de la tensión estacionaria de la resolución CREG 024 de 2005: “Por la cual se modifican las normas de calidad de la potencia eléctrica aplicables a los servicios de Distribución de Energía Eléctrica” y las que la modifican y complementen.

- Promoción de la competencia: La ley de servicios públicos domiciliarios (LSPD) contempla las dos posibilidades, por una parte, establece algunas prácticas restrictivas y desleales (antitrust rule) en las que no pueden incurrir las empresas y, de otra parte, como principio general, incluye la facultad para promoción de la competencia (competition policies) dentro del mercado, así como para el acceso del mismo. De todos modos, a nivel internacional, se tienen algunas experiencias de políticas de promoción de la competencia en los servicios públicos domiciliarios. En principio, tenemos promoción de la competencia en el mercado: la separación vertical de actividades económicas, límites de participación en el mercado, libertad de entrada, libre acceso a las redes, liberación de precios, libertad de inversión, libertad de contratación y, en segundo lugar, la promoción de la competencia para o por el mercado cuando esta misma no sea posible: licitación y subasta de los contratos de concesión, contratos de áreas de servicio exclusivo y la competencia comparativa (benchmarking) [2].

Las características de la actividad de industria de la distribución, uso intensivo de inversión, tecnología y recurso humano, además de los instrumentos normativos del ente regulador que procura la eficiencia en la actividad hacen que el regulador procure de conformidad con las leyes 142 y 143 : “establecer una metodología de remuneración que aproxime las tarifas a lo que serían los precios de un mercado en competencia, garantizándose una asignación eficiente de recursos en la economía”, para lo cual aplica instrumentos regulatorios de incentivos, dentro de los cuales se pueden citar para el caso colombiano la metodología de remuneración de limitación de precio (*price cap*) y limitación de ingresos (*revenue cap*), “los cuales son basados en costos, por lo que los operadores de red (OR) tienen un incentivo a reducir sus costos para aumentar sus beneficios” [6]. Igualmente, el regulador introduce otros instrumentos económicos con incentivos a la eficiencia y

compensaciones o sanciones en temas como la calidad, administración, operación y mantenimiento (AOM) y las pérdidas en condiciones de eficiencia⁵.

Debido a que “la metodología de remuneración *price cap*⁶ para determinar la tarifa de la distribución favorece la sub-inversión” [7], el regulador se ve obligado al uso de otros instrumentos económicos regulatorios como, por ejemplo, la regulación de la calidad para garantizar la misma, de acuerdo con la integralidad de la tarifa consagrada en la ley 142 de 1994 y la regulación de las pérdidas.

Como puede observarse, en general la regulación de la distribución, procura en sus principios fundamentales, la búsqueda de la eficiencia, señal que se traslada a las empresas distribuidoras de energía en las fórmulas tarifarias, creando un nuevo ambiente o enfoque que debe ver y entender el distribuidor o el operador de red (OR) para la realización de las inversiones. Dicho mandato se debe atender con criterios técnicos, normas de ingeniería, regulación económica, requerimientos del cliente y las expectativas del inversionista, en procura de obtener los mayores beneficios financieros posibles.

Este nuevo entorno conduce a evaluar una mejora del proceso de planeación y/o priorización de las inversiones en la empresa distribuidora, para lo cual se propone un modelo conceptual que busca considerar las variables de interés técnico-regulatorias y financieras, además de otras cualitativas que toma en cuenta los intereses del regulador, el cliente y el inversionista.

2.2.1 Metodología actual en Colombia para remuneración de la distribución en los niveles de tensión I y II

Como se ha indicado, la actividad de distribución es monopolista y, por lo tanto, el cobro por la actividad debe ser establecida por el regulador para evitar que se obtengan rentas monopólicas que producen pérdida social (disminución del beneficio social), pero sin desconocer que debe garantizarse el equilibrio financiero establecido en la ley 142 de 1994. En este sentido, el objetivo regulador es maximizar la función que se indica en la ecuación, (ver Ecuación (2.1)).

$$\mathcal{W}(p) = E(p) + \alpha\pi(p) \quad (2.1)$$

⁵ Eficiencia, de acuerdo con el Artículo 6 de la ley 143 de 1994, “ el principio de eficiencia obliga a la correcta asignación y utilización de los recursos de tal forma que se garantice la prestación del servicio al menor costo económico”.

⁶ Los precios son limitados, y lo que se fija mediante la fórmula es el precio máximo que la compañía puede cobrar por el servicio prestado [9]. La metodología de remuneración de precio máximo, *price cap* se trata en el apartado siguiente.

Donde:

$\mathcal{W}(p)$: Función de bienestar social (función objetivo del regulador), relacionada con los precios que se cobran por el servicio.

$E(p)$: Excedente de los consumidores.

$\pi(p)$: Beneficio de las empresas reguladas.

α : Factor de ponderación que representa el peso relativo que el regulador otorga a los intereses de la empresa en relación con los intereses de los consumidores.

p : Precios.

Esta función está definida como la suma del excedente de los consumidores más el beneficio de las empresas reguladas, ponderando este último por un factor α , que buscará reflejar los beneficios que se trasladan a la distribuidora. Cuando el beneficio de la empresa regulada (la distribuidora) y el beneficio de los consumidores, son ponderados por igual en la función objetivo de la regulación, esto es $\alpha = 1$, el nivel de precios óptimo es el que se iguala al costo marginal, para un valor de α comprendido entre 0 y 1, el nivel óptimo de precios se situará por debajo del costo marginal (ocasionando pérdidas al monopolio), si α está entre 1 e infinito, el precio se aproxima al de monopolio, debido a esto se otorgarían rentas monopólicas a la empresa regulada, lo cual deberá evitar el regulador, controlando los costos [8]. Por lo tanto, el regulador requiere de una solución del tipo segundo-mejor, consistente en que los ingresos totales coincidan con los costos totales por la operación y prestación eficiente del servicio, pero el regulador tiene el inconveniente de determinar cuál es el nivel eficiente para los costos de prestar el servicio, debido a que desconoce los costos reales del distribuidor [5].

En el contexto de este segundo momento de procura de eficiencia, el regulador opta por modelos regulatorios basados en incentivos dentro de los que se pueden señalar como de mayor uso los de limitación de precio (*price cap*) y limitación de ingresos (*revenue cap*), los cuales son basados en costos⁷, por lo que los operadores de red (OR) tienen un incentivo a reducir sus costos para aumentar sus beneficios, pero a la par el regulador busca que éste se los debele [6].

Para Colombia, el regulador estableció mediante resolución CREG 097 de 2008 dos (2) metodologías de remuneración para la actividad de distribución, precio máximo (*price cap*) para los niveles de tensión I, II y III e ingreso máximo (*revenue cap*) para el nivel de tensión IV.

Por ser del interés de este trabajo se describe el modelo regulatorio de precio máximo, el cual fue aplicado inicialmente para la regulación del servicio de telecomunicaciones en el Reino Unido (1984) y, posteriormente, generalizado a la regulación de prácticamente todos los servicios públicos.

⁷ Los reguladores introducen mayores estímulos a las empresas para reducir los costos de estas, a partir de separar la determinación de las tarifas reguladas de los reales costos incurridos por las empresas.

Precio máximo (*Price cap*), en este modelo los precios son limitados, y lo que se fija mediante la fórmula, es el precio máximo que la compañía puede cobrar por el servicio prestado [9].

Los ingresos de la compañía no tienen restricciones como en el modelo de ingreso máximo (*revenue cap*).

Los precios son ajustados periódicamente con el incremento de la inflación (o de acuerdo con la periodicidad e índice que determine el regulador) I y un factor corrector asociado a un incremento de productividad esperado X , asimismo, el factor Z corresponde a ajustes en el precio por cambios en el entorno, errores regulatorios o simplemente corrige factores que escapan del control administrativo de la firma, la expresión general para este esquema regulatorio es:

$$P_t = P_{t-1} * (1 + I - X) \pm Z \quad (2.2)$$

Donde:

P_t = Máximo precio que la empresa puede cobrar en el periodo t .

I = Índice de ajuste por inflación u otro, en Colombia se usa I_{pp} (Índice de precios al productor).

X = Factor de eficiencia, productividad.

Z = Ajustes por imprevistos más allá del manejo gerencial, tales como desastres naturales, regulación ambiental, aumento de impuestos, etc.

Toda mejora en la eficiencia durante el período tarifario implicará costos menores a los reconocidos en el año base, pudiendo la empresa regulada apropiarse de los mismos. Ello porque el nivel tarifario depende de una regla de evolución de los ingresos medios, que es independiente de los costos, si la empresa logra que su eficiencia o productividad crezca por encima del factor X obtendrá (durante el período tarifario) beneficios superiores a los esperados. Las empresas ineficientes, por otro lado, son penalizadas.

El desarrollo del modelo precio máximo se da de la siguiente manera [5]:

- El regulador autoriza un precio máximo representativo del año base o primer año del período tarifario. La empresa regulada puede fijar un precio igual o menor al precio máximo regulado y se le permite retener cualquier beneficio que pueda obtener mediante la aplicación de dicho precio.
- El regulador especifica un factor de ajuste preanunciado, el cual permite adecuar el precio máximo representativo del año base a los efectos de mantener el equilibrio financiero de las empresas. Este factor de ajuste es $I-X$, resulta de un índice de precios ajustado con el factor de eficiencia X .
- El precio máximo regulado del año base se ajusta, en los años subsiguientes del período tarifario, mediante la aplicación del factor de ajuste $I-X$.

- En períodos más largos de tiempo, el precio máximo es revisado por el organismo regulador y puede ser modificado en función de la dinámica observada de los costos, la demanda, y otras condiciones que hacen a los beneficios de la empresa regulada.

Cabe notar que los incentivos propios del mecanismo de regulación por precio máximo tienen un costo en términos de riesgo para las compañías: dado que no existen mecanismos inmediatos para el ajuste de los costos y su estructura, o del mercado atendido, la empresa regulada queda expuesta durante el período tarifario, a cualquier desajuste en los mismos, incluso aquellos que no están bajo su control. Este mayor riesgo asociado al mecanismo de precios o ingresos máximos, se refleja en el costo de capital, en la medida en que los inversionistas requerirán una mayor tasa de retorno que los compense de este riesgo adicional. Debido a este riesgo, en la práctica se definen revisiones tarifarias periódicas, cada 4 o 5 años, con el objetivo de corregir los desbalances y, en lo posible, transferir los beneficios de las ganancias de eficiencia a los usuarios del servicio.

Para maximizar su beneficio bajo un *price cap* “la empresa debe maximizar sus ventas, típicamente hasta que el ingreso marginal es igual al costo marginal, el distribuidor por tanto buscara vender más incentivando el consumo y expandir sus redes lo más próximo al final del periodo tarifario actual para que en el siguiente periodo tarifario le sean tenidas en cuenta” [9].

Por lo anterior, puede concluirse que considerando el bienestar social (tarifas sociales, no a los excedentes del productor en detrimento del bienestar del consumidor), el *price cap* tiende a ser efectivo.

Aunque el modelo de remuneración de precio máximo busque que las tarifas estén controladas en un ámbito de eficiencia, en la referencia [7] que en concordancia con estudios teóricos y empíricos, éste estimula las subinversiones, por lo que pueden afectarse indicadores de desempeño de la red como la calidad de la tensión, la continuidad del servicio, las pérdidas de energía (eficiencia energética), la ejecución de proyectos, etc. por lo tanto, el regulador debe recurrir a instrumentos de regulación como se ha indicado antes en este apartado 2.2 *segundo momento, posterior a la reforma del sector*, para que los operadores de red (OR) no dejen de realizar las inversiones que garanticen un buen desempeño de la red en condiciones eficientes y óptimas.

2.2.2 Prospectiva regulatoria en Colombia para remuneración de la distribución en los niveles de tensión I y II

Como se ha indicado, el proceso de regulación de la actividad de distribución de energía en Colombia, como en la mayoría de países, ha pasado por modelos de remuneración de costos reconocidos y una tasa de retorno sobre capital invertido a mecanismos de incentivos en los que el regulador apunta a mejorar la eficiencia económica de la actividad, introduciendo alicientes o recompensas para reducir sus costos, a partir de separar la determinación de las tarifas reguladas de los costos reales en que incurre la distribuidora.

El regulador colombiano, teniendo en cuenta que la regulación es un mecanismo de intervención económica estatal sobre los mercados, que es dinámica y que debe adaptarse a nuevos escenarios, entornos del mercado, avances tecnológicos y objetivos de cada

país, adelanta estudios de consultoría que pretenden evaluar la pertinencia de incluir en la regulación consideraciones de sector y de discusión mundial en las que se cuestiona si la regulación debe adaptarse a esos nuevos escenarios y tecnologías.

Así que, el regulador debe determinar cómo tratar factores o asuntos que influyen en el sector como: la volatilidad de los precios, disponibilidad de combustibles, la necesidad de lograr un desarrollo sustentable, el desarrollo de fuentes de energía renovables, el incremento de restricciones medioambientales, cambios en el comportamiento de la demanda eléctrica, todo lo anterior en el contexto de los avances tecnológicos significativos que están permitiendo la implementación de redes inteligentes.

Muchas de las consideraciones anteriores representan externalidades a los modelos regulatorios e implican considerar un componente de planificación estratégica, en la medida en que para lograr determinado objetivo se debe primero invertir en infraestructura [5].

Ante los nuevos desafíos se viene revisando por parte de los estudiosos de la regulación en el mundo, la necesidad de intervención en la inversión y se discute la pertinencia de usar mecanismos de regulación como los **input-based regulation**, el cual se caracteriza por un fuerte sesgo en la búsqueda de la reducción de costos (insumos) y el **output-based regulation**, cuyo foco está en la relación precio-servicio ofrecido, considerando, especialmente el nivel de confiabilidad, seguridad, calidad del servicio, la satisfacción de los clientes, el impacto ambiental, la conexión de generación distribuida, etc. aspectos sobre los cuales las empresas planifican, invierten y son compensadas o penalizadas siempre que no cumplan con los objetivos impuestos.

En el enfoque **output-based regulation** las empresas establecen un plan de negocios para la actividad de distribución sobre la base de los productos establecidos para el servicio, y a partir de éste, el regulador; establece la remuneración de la actividad, la cual se complementa con un mecanismo de incentivos (compensaciones y penalidades), por lo tanto las inversiones están condicionadas al cumplimiento en los productos. Este enfoque ha sido adoptado recientemente por el ente regulador de Inglaterra –**Ofgem**-. Es apresurado evaluar sus resultados debido a que los periodos tarifarios en Inglaterra son de 6 a 8 años. Con todo, el modelo será exitoso si las empresas incrementaron sus flujos de inversiones de capital y continuaron mejorando su eficiencia en la gestión del negocio, sin que esto haya impactado negativamente en las tarifas a los usuarios finales [5].

Así, el regulador colombiano CREG deberá establecer la metodología regulatoria para el siguiente periodo regulatorio tomando en cuenta las condiciones propias de la actividad del sector, de industria, de la distribución y el entorno país, considerando o no la pertinencia y la oportunidad para aplicar mecanismos como los **input-based regulation** o el **output-based regulation**.

Recientemente, la CREG, mediante resolución No 079 de 2014, ha establecido los “propósitos y lineamientos para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica para el periodo tarifario 2015 – 2019”, dentro de los cuales se destacan los siguientes por considerarlos de interés para éste trabajo⁸:

⁸ Tomado de la resolución CREG 079 de 2014.

Propósitos: Los señalados en la resolución están en concordancia con las leyes 142 y 143 de 1994 y son los siguientes:

- Costos eficientes: remunerar de forma adecuada la infraestructura utilizada para la prestación del servicio, incluyendo la ampliación de la cobertura y dar señales para alcanzar niveles de gastos eficientes y una reposición adecuada de la infraestructura.
- Confiabilidad en la prestación del servicio: “fortalecer las señales regulatorias para la expansión, ampliación de cobertura y reposición de activos”.
- Calidad del servicio: “consolidar el esquema de calidad del servicio de tal forma que el suministro de energía eléctrica sea realizado con altos estándares de calidad y acorde con la metodología de remuneración”.
- Empresas sostenibles: “contar con empresas sostenibles, consolidadas y con suficiencia financiera”.
- Tarifas competitivas: “lograr tarifas competitivas a nivel internacional, que reflejen los costos que enfrentan las empresas para la prestación eficiente del servicio”.
- Manejo de externalidades: “considerar en la remuneración de la actividad aspectos macroeconómicos, tecnológicos, ambientales, entre otros”.

Lineamientos: Para el alcance de los propósitos que se ha fijado el regulador, se establecen los lineamientos en pro de aumentar las mejoras alcanzadas hasta ahora en materia de eficiencia en costos, inversiones, calidad, pérdidas, reposición y expansión de la infraestructura. Los lineamientos para ello son:

- Propuesta de remuneración: La CREG está considerando la aplicación de una metodología de ingreso máximo para el STR y SDL, acompañado de un plan de inversiones presentado por el operador de red.
- Respecto a las inversiones requeridas durante el periodo tarifario, se plantea el uso de mecanismos para incentivar a las empresas a presentar y desarrollar planes de inversión eficientes y ajustados con las condiciones propias de su mercado, manteniendo como referencia el comportamiento histórico de cada empresa. Lo anterior acompañado de mecanismos de seguimiento de la ejecución de los planes de inversión y esquemas de revisión de los ingresos de las empresas asociados al cumplimiento de dichos planes.
- Presentación, por parte de los operadores de red (OR), de planes de inversión asociados con diferentes tipos de proyectos: reducción de pérdidas, nuevas tecnologías, calidad del servicio, expansión y reposición de activos, reducción de restricciones del sistema⁹, entre otros.
- Uso de un modelo de incentivos para los planes de inversión, usando un esquema de menú de contratos.
- En lo referente a la calidad del servicio, se propone continuar con un modelo de incentivos y compensaciones, pero realizando ajustes al mismo, como: uso de indicadores comparables a nivel internacional que reflejen la duración y frecuencia;

⁹ Se propone considerar la responsabilidad por el pago de las restricciones ante el incumplimiento del plan de inversiones aprobado.

identificación de los estándares de calidad alcanzables, teóricos y óptimos; identificación de estándares mínimos garantizados para los usuarios; adopción de nuevos grupos de calidad que reflejen las condiciones exógenas a las que están expuestas las redes y consideren además el nivel de ruralidad; establecimiento de sendas a cada OR para alcanzar los estándares de calidad base y los estándares mínimos garantizados, de acuerdo con el plan de inversiones que se apruebe a cada empresa; aplicación de la regulación de calidad a todos los OR cumpliendo con los requisitos mínimos de medición, registro y reporte.

- Pérdidas: se propone que los OR presenten un plan de reducción de pérdidas en el cual se incluyan las inversiones, los gastos y las metas de reducción de pérdidas durante el periodo tarifario, sujeto a aprobación por parte de la Comisión y con reconocimiento sujeto al cumplimiento de las metas aprobadas.
- Se plantea que los OR presenten planes para la incorporación de nuevas tecnologías en los activos utilizados en las redes de uso, sujetos a aprobación por parte de la Comisión y con mecanismos de seguimiento a la ejecución.
- Se propone incorporar precios horarios, como una señal de eficiencia para la demanda y optimización del uso del sistema.

Dado que el regulador propone un modelo de remuneración de la actividad de distribución en el sistema de distribución local (SDL) de ingreso máximo (ingreso regulado, esto es, revenue cap) y un modelo de remuneración basado en incentivos para los planes de inversión, mediante la aplicación de un esquema de menú de contratos, se procede a continuación a realizar una breve descripción de éstos.

Ingreso Máximo: en [9] se indica que:

En el modelo, el regulador establece el ingreso máximo que puede obtener la compañía durante un período de tiempo (período tarifario), teniendo en cuenta el aumento de la inflación y un factor corrector asociado a un incremento de productividad esperado. El ingreso puede ser ajustado anualmente con el incremento en el número de usuarios y también se suele considerar un ajuste si existen eventos extraordinarios fuera del control de la compañía. La fórmula más común de la limitación de ingreso (ingreso regulado) es la indicada en la ecuación (2.3).

$$\mathcal{R}_t = (\mathcal{R}_{t-1} + CGA * \Delta Cli) * (1 + I - X) \pm Z \quad (2.3)$$

Donde:

\mathcal{R}_t = Remuneración o ingreso autorizado en el año t.

CGA=Factor de ajuste que considera el crecimiento en el número de usuarios (\$/usuario)

ΔCli = Variación anual del número de usuarios.

I = Índice de Ajuste por inflación u otro, en Colombia se usa el Ipp (Índice de precios al productor).

X = Factor de eficiencia, productividad.

Z = Ajustes por imprevistos más allá del manejo gerencial, tales como desastres naturales, regulación ambiental, aumento de impuestos, etc.

Al igual que en el modelo de precio máximo, toda mejora en la eficiencia durante el período tarifario implicará costos menores a los reconocidos en el año base, pudiendo la empresa regulada apropiarse de los mismos.

Puesto que el nivel tarifario depende de una regla de evolución de los ingresos medios que es independiente de los costos¹⁰, si la empresa logra que su eficiencia o productividad crezca por encima del factor X, obtendrá durante el período tarifario beneficios superiores a los esperados. Las empresas ineficientes, por otro lado, son penalizadas.

Bajo este método regulatorio, la empresa tiende a aumentar sus ingresos, en la medida que los periodos de regulación sean lo suficientemente largos, a causa del incentivo de la reducción de los costos. En algunas ocasiones, el factor Z puede ser usado para compensar las disminuciones de los ingresos de la compañía, en los periodos siguientes.

El desarrollo del modelo de precio máximo indicado en 2.2.1 *metodología actual en Colombia para remuneración de la distribución en los niveles de tensión I y II*, puede trasladarse al esquema de ingreso máximo o ingreso regulado [5].

Los riesgos para el modelo de ingreso máximo son semejantes a los de precio máximo, como quiera que en el periodo tarifario fijado no existen mecanismos inmediatos para el ajuste de los costos y su estructura, o del mercado atendido, lo cual podrá corregirse por el regulador en la revisión tarifaria siguiente. Esta consideración de riesgo del modelo teórico de ingreso máximo se ve un poco disminuida en el mercado colombiano debido a que los OR pueden ajustar sus cargos en el sistema de transmisión regional (STR, nivel de tensión 4) cuando se ponen en operación nuevas obras aprobadas por la unidad de planeación minero energética (UPME).

Siendo el modelo de ingreso un modelo de incentivos a la eficiencia, esta se hace efectiva si el productor obtiene la reducción de sus costos de producción, para lo cual el distribuidor está incentivado a tener menos ventas y desarrollar programas de eficiencia o ahorro energético, pues ya tiene sus ingresos asegurados y los mismos están atados a la demanda. (Ver ecuación (2.3)).

El modelo de ingreso máximo, en general, toma en cuenta la red existente y las expansiones que el distribuidor efectuará, para que las mismas sean consideradas en el ingreso máximo a reconocer en el periodo tarifario (esto se refleja en el ajuste de los usuarios, ver ecuación (2.3)), tal consideración es consecuente con lo que señala la CREG en la resolución 079 de 2014, la cual procurará mejorar aspectos como: búsqueda de

¹⁰ Debe recordarse que la regulación por incentivos busca dos objetivos, en primer lugar desligar las tarifas de los costos de prestación del servicio y en segundo lugar introducir parámetros de eficiencia en las tarifas. Así al fijar el nivel tarifario, el cual se traduce en un costo medio al principio del periodo regulatorio, se desacoplan los costos reales de éste y el distribuidor tiene estímulo a aumentar la eficiencia (reducir costos) para aumentar sus beneficios. Para el siguiente periodo regulatorio el ente regulador mediante el control a la contabilidad del distribuidor intenta medir la eficiencia del distribuidor para transferir la misma a los usuarios en la tarifa.

mayores inversiones de expansión, reposición y adecuación de infraestructura eléctrica, en procura de mejorar la confiabilidad y calidad del servicio, la incorporación de nuevas tecnologías y las políticas definidas en la Ley para la promoción de energías no convencionales, lo cual impone retos importantes en la planeación, operación y regulación de la actividad de distribución, etc.

No obstante, aunque el modelo de remuneración de ingreso máximo busque que las tarifas estén controladas en un ámbito de eficiencia, el regulador debe introducir incentivos en temas como la calidad, la reposición, etc. por lo que debe recurrir a otros instrumentos de regulación como se ha indicado antes en este apartado para que los operadores de red realicen las inversiones que garanticen la cobertura, la calidad del servicio, las pérdidas (eficiencia energética) en condiciones eficientes y óptimas de tal manera que se atiendan los requerimientos con el menor impacto tarifario posible, debido a ello, la resolución CREG 079 de 2014 ha determinado políticas y lineamientos.

Para el caso colombiano, este mecanismo de remuneración es aplicado al nivel de tensión 4. Se encuentra establecido de la siguiente manera:

Se determina un ingreso anual para cada operador en un año determinado, como la suma del costo anual equivalente de los activos eléctricos y no eléctricos y los gastos anuales de Administración, Operación y Mantenimiento (AOM). Los costos y gastos están referidos al momento de aprobación de la respectiva resolución, actualizados al mes de diciembre del año anterior al del cálculo y se indexan con el índice de precios del productor (IPP). El cargo es calculado como la relación entre el ingreso total mensual del STR, requerido para remunerar el uso de los activos de nivel de tensión 4, las conexiones al sistema de transmisión nacional (STN), y la sumatoria de la demanda total de los comercializadores que atienden usuarios conectados a los sistemas de los OR pertenecientes a dicho STR en cada mes [10].

Menú de contratos: Esta alternativa de regulación basada en incentivos sobre el desempeño, es una variante del price cap. El regulador entiende que las firmas poseen diferentes tendencias de eficiencia, y le da la alternativa a cada una de elegir un contrato en el que el pago tiene un componente fijo (pago de precio máximo) y un pago variable.

El componente fijo está asociado con la eficiencia inicial declarada por la empresa y el componente variable considera el esfuerzo realizado por el agente en la reducción de costos, constituyéndose así un mecanismo de pagos y premios en función de la eficiencia alcanzada.

El pago fijo en el menú de contratos, se conforma por el regulador a partir de los costos de referencia para la componente o aspecto que se quiere regular, por ejemplo, gastos AOM, pérdidas, inversiones, etc. y unos costos mayores o menores a éste e, igualmente, el menú de contratos se fija de acuerdo con diferentes niveles de eficiencia.

El agente escogerá el nivel de pago fijo que desee, el cual puede estar por encima o por debajo del de referencia. De acuerdo con el que escoja, obtendrá o no incentivos por la eficiencia alcanzada.

Un ejemplo de aplicación reciente se ha dado en Colombia para regular la componente de los gastos operativos (GOP) dentro de los ingresos del prestador de los servicios (IMR) del centro nacional de despacho (CND), Administrador del sistema de intercambios comerciales (ASIC) y el liquidador y administrador de cuentas, Ver ecuación (2.4).

$$\text{IMR} = \text{GOP} + \text{INV} + \text{Mrg} \quad (2.4)$$

Donde:

IMR: Ingresos del prestador de servicios.

GOP: Gastos operativos, los cuales están relacionados con los pagos de salarios, arriendos, servicios, seguros, entre otros, es decir, todos aquellos que se requieren para la operación.

INV: Inversiones, están asociadas a los costos de equipos, programas, herramientas tecnológicas, entre otros, es decir, al dinero invertido en adquirir bienes o servicios para el desarrollo de la operación.

Mrg: Rentabilidad por el patrimonio, representa el margen de utilidad que obtiene el prestador de los servicios por el capital aportado para operar. Se calcula con base en la rentabilidad de empresas que desarrollan actividades similares.

Para remunerar los gastos operativos, el regulador usa un menú de contratos que busca incentivar la reducción de los mismos y estimular la revelación de información, mediante la expresión dada en la ecuación (2.5)

$$\text{GOP} = \text{GOP}_t \pm \text{Ajuste}_t + \text{Incentivo}_{t,m} \quad (2.5)$$

Donde:

GOP: Gastos operativos.

GOP_t : Nivel de gasto seleccionado por el operador de un menú ofrecido por el regulador (al inicio del periodo).

Ajuste_t : Diferencia entre el valor ejecutado y el pago aprobado (en el periodo anterior).

$\text{Incentivo}_{t,m}$ Incentivo de eficiencia según menú m seleccionado por el operador (al inicio del periodo) y el valor ejecutado (durante el periodo).

Si se declara más eficiente obtiene mayor incentivo, si se declara menos eficiente obtiene menor incentivo.

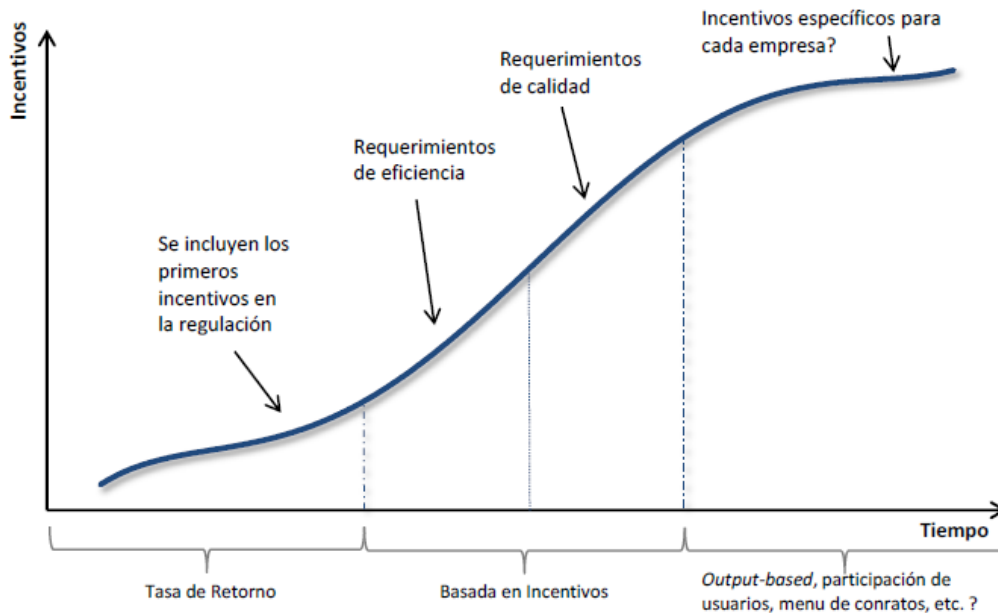
Los principales inconvenientes para esta clase de regulación, tienen que ver con la gran cantidad de información que el órgano regulador debe tener, para determinar la mejor combinación de pago fijo y variable, que permita incentivar a las empresas mostrar su verdadero nivel de eficiencia, y al regulador a reducir las rentas derivadas de las asimetrías de información [9], [11], [12].

2.3 Conclusiones del capítulo

Este capítulo ha presentado el entorno regulatorio en el que los distribuidores deben tomar decisiones de inversión para la actividad, destacándose las siguientes conclusiones:

- La regulación ha evolucionado en el tiempo con el objetivo de maximizar el bienestar de la sociedad y procurar siempre la eficiencia. En la **Figura 2-1** se ilustra el proceso de evolución de la regulación para la actividad de distribución:

Figura 2-1: Evolución de la regulación [5].



- El regulador ha determinado las tarifas de la actividad de distribución en procura de maximizar el bienestar social, pero el nivel de las mismas debe permitirle cubrir sus costos totales¹¹, tratando de evitar que éste se apropie de rentas o beneficios extras, para lograrlo, el regulador debe estimular a las empresas a una gestión eficiente.

¹¹ El regulador busca lograr que el precio medio cobrado por el distribuidor de energía eléctrica coincida con el costo medio de largo plazo, en otras palabras, que los ingresos totales que perciben a través de la venta de electricidad a una tarifa dada coincidan con sus costos totales por la operación y prestación del servicio.

-
- Para regular la actividad y procurar la eficiencia, el regulador aplicó en los últimos años en Colombia, mecanismos de regulación cuya finalidad es la reducción de costos, dentro de los cuales se aplicaron el precio máximo, el ingreso máximo y el menú de contratos.
 - El mecanismo de regulación por ingreso máximo, al igual que el de precio máximo que de manera general aplicaron los reguladores, y que aplicarán en Colombia en el siguiente periodo tarifario a la remuneración de la actividad, asocian un riesgo para las compañías, dado que no existen mecanismos inmediatos para el ajuste de los costos o su estructura o del mercado atendido. La empresa regulada queda expuesta durante el período tarifario a cualquier desajuste en los mismos, incluso aquellos que no están bajo su control.
 - Los esquemas de incentivos obligarán cada día más a las empresas distribuidoras a pensar y actuar, de manera eficiente.
 - Los esquemas de remuneración basados en incentivos, buscarán evitar el traslado de ineficiencias y riesgos al usuario.
 - Los incentivos para reducir costos en procura de maximizar los beneficios de la empresa, pudieron transmitir señales inadecuadas en materia de calidad, pérdidas, inversiones, etc. porque no estimularon de manera adecuada las inversiones, por lo cual, los reguladores, han recurrido a otros instrumentos normativos sobre la empresa distribuidora, al aplicar instrumentos regulativos específicos sobre calidad del servicio, calidad de la potencia, pérdidas e inversiones.
 - La **Tabla 2-1** muestra las características de los modelos regulatorios que se presentaron para la actividad de distribución en este capítulo:

Tabla 2-1: Comparación de modelos regulatorios. [9], [5], [12].

	COS/ROR		PBR (Incentivos)		
	Puro	Normal	Ingreso Máximo	Precio Máximo	Menú de contratos
Frecuencia regulatoria	Alta	Media	Baja	Baja	Baja
Reparto de beneficios incrementales	N.A	No	Opcional	Opcional	Opcional
Poder de Incentivo (Incentivos a la eficiencia)	Ninguno	Medio	Medio a Alto Las ganancias de eficiencia son retenidas hasta la próxima revisión tarifaria.	Medio a Alto Las ganancias de eficiencia son retenidas hasta la próxima revisión tarifaria.	Medio Una participación en los beneficios de la eficiencia es trasladada rápidamente a los consumidores
Información requerida por el Regulador	Alta	Medio a Alta	Media: Costos Contables, datos externos sobre eficiencia, demanda, activos, etc.		Media a Alta
Dificultad de control	Alta requiere auditar los gastos por completo, para determinar qué se reembolsa		Baja: una vez establecido, no hay que auditar el desempeño, porque la empresa es el reclamante residual de los beneficios.		Media: debe auditarse el reporte con el que se activa el mecanismo de regulación.
Incentivos al juego regulatorio	Bajo: se puede revisar tan frecuentemente como sea necesario, para ajustar la remuneración.		Alto: la empresa regulada buscará inflar sus costos iniciales, y el regulador tendrá que esperar mucho tiempo antes de corregir la información.		Medio: es posible que también se escondan ganancias, pero el sistema hará correcciones sobre la marcha.

- El poder de incentivos de los modelos de ingreso y precio máximo que se presentaron, para los componentes q (consumo de energía por cliente), K (consumo de potencia por cliente), a (costo fijo), b (costo unitario por cliente) c (costo unitario de energía consumida), d (costo unitario de demanda máxima) se presenta en la **Tabla 2-2**.

Tabla 2-2: Poder de incentivos modelos de precio e ingreso máximo [9], [52]¹².

X	PRICE CAP		REVENUE CAP	
	$d\Pi/dx$	Poder de incentivo	$d\Pi/dx$	Poder de incentivo
N	$(\Pi+a)/N$	+12%	$(\Pi+a-R)/N$	-100%
Q	$(P_E - C)/N$	+100%	-CN	-100%
K	$(P_L - d) N$	-100	-dN	-100%
'a, b, c d		-100%		-100%

En [9], [52] se definió el poder de incentivo como:

La fracción de cada peso que la firma conserva como consecuencia de una disminución de costos, así, por ejemplo, si una distribuidora transporta "X" KWh adicionales incrementando sus costos en un peso, pero contribuyendo con cincuenta (50) centavos a sus beneficios, entonces el poder de incentivos de la distribuidora para vender "X" KWh adicionales es de 50 %, por lo que se puede concluir que:

- Ambos modelos tienen 100% de incentivos a reducir los costos y la demanda punta, lo cual era de esperarse con base en la filosofía económica de un modelo de incentivos de maximización de beneficios. Pero además porque al reducir la demanda punta, debe hacer menos expansión con lo cual los costos marginales de corto plazo se hacen menores.
- El precio máximo tiene como incentivo el aumentar el número de clientes y el uso de la energía por cliente, lo cual era de esperarse para un distribuidor bajo este esquema, pues, el incentivo es el transporte y venta de energía, como ya se indicó antes, y así, cuanto más energía circule por la red del distribuidor, mayores serán sus ingresos, con base en el nivel tarifario o precio máximo dado.
- En el modelo ingreso máximo, se busca reducir el uso o consumo de energía por cliente (menos ventas de energía), por lo cual es apto para implementar programas de ahorro y uso racional de la energía.
- El modelo de ingreso máximo tiene fuertes incentivos para reducir clientes.
- Los estímulos a la eficiencia en los modelos de remuneración por incentivos buscan la disminución de costos por parte del operador de red y, por lo tanto, toda mejora en la eficiencia durante el período tarifario, implicará costos menores a los reconocidos en el año base, pudiendo la empresa regulada apropiarse de los mismos. Para la apropiación de los beneficios derivados de los menores costos, los distribuidores deben capturar las señales y obligaciones regulatorias en pro de optimizar los aspectos técnicos y decisiones de inversión que permitan maximizar los beneficios para los inversionistas.

¹² Una mayor explicación de los incentivos se puede consultar en [9], [52].

3.Revisión Bibliográfica

Entendida la red de distribución como el conjunto de redes y subestaciones de distribución con los módulos y equipos asociados (protección, maniobra, etc.), que debe ser planificada para permitir llevar la energía eléctrica hasta el usuario final, se establecen en este capítulo definiciones generales sobre planeación y diseño de redes de distribución señalando la importancia de las técnicas de optimización en la búsqueda de la eficiencia. Asimismo, se trata el tema de la planeación y/o priorización de inversiones en distribución de energía, incluyendo las metodologías con las que se ha trabajado el tema.

3.1 Planeación y diseño de redes de distribución

La planeación de la red se realiza con el objetivo de satisfacer una demanda en un instante de tiempo dado, con un mínimo costo (función objetivo) bajo el cumplimiento de los estándares técnicos definidos en las restricciones técnicas, criterios de planeamiento y estándares regulatorios (restricciones). Por lo tanto, la planeación de los sistemas de distribución puede expresarse de la siguiente manera [13].

Minimizar el costo total:

- Costo de una nueva instalación o redimensionamiento o reposición de una instalación existente.
- Costo de pérdidas.
- Costo de la calidad, confiabilidad (continuidad del servicio).
- Costo de la calidad del producto técnico (Calidad de la potencia).
- Costo del AOM (Administración, Operación y Mantenimiento.)
- Minimizar las penalizaciones por calidad del servicio.

Sujeto a las siguientes restricciones:

- Red radial en operación.
- No superar capacidad de elementos eléctricos.
- No superar caídas de tensión máximas.
- Ecuaciones de red. (Leyes de Kirchhoff).
- Restricciones de tipo financiero (presupuesto).

Los tipos de planeamiento pueden clasificarse en función de la red existente o en función de la temporalidad de la siguiente manera:

- Planeación en función de la red: se tienen tres tipos de enfoque o modelos para la planeación en función de la red a desarrollar o a intervenir:
 - *Enfoque greenfield*. Corresponde a la planeación de una nueva red o sistema. En éste se parte de que no existe la red de distribución y, por lo tanto, el diseñador planifica la red de una región, buscando escoger el mejor diseño de acuerdo con la función objetivo y restricciones antes indicadas (red técnica y económicamente adaptada a los requerimientos).
 - *Enfoque brownfield*. Hace referencia a la intervención para expansión de redes existentes, en donde la carga ha ido creciendo o aparecen nuevos clientes por ser conectados. Este tipo de enfoque es más complicado que el anterior debido a que se presentan limitaciones por razones prácticas, operacionales, ambientales y sociales y en el que se pueden presentar múltiples alternativas. Las opciones de actualización son muy variadas.
 - *Enfoque operativo*. La planificación operativa busca determinar la mejor configuración o reconstrucción de un sistema existente, con la finalidad de que la red de distribución atienda los requerimientos técnicos para atender la demanda, cumpliendo así las restricciones, de caída de tensión, pérdidas, cargabilidad, calidad, etc.

- Planeación en función de la temporalidad. Respecto del horizonte temporal, se tienen dos tipos de enfoque:
 - Modelos Monoetapa: se considera un periodo simple o de corto plazo, el cual es estático, el diseño óptimo considera los datos de las demandas de potencias al final del periodo de tiempo estimado (la demanda no cambia) y las inversiones son realizadas en el mismo instante de tiempo. La configuración de la red obtenida (ubicación y capacidad de subestaciones, capacidad y sección de los conductores y ruta de la red) es válida en el periodo de análisis en el que se conocen los aspectos que condicionan o influyen las variables de la optimización [13], [14].
 - Modelo Multietapa: en [13],[15] se hace referencia a que en el modelo indicando se consideran varios periodos de tiempo o etapas, en los cuales se tiene una estimación de la demanda y de las otras variables bajo análisis, se busca, por lo tanto, obtener el diseño óptimo en cada etapa en las que se divide el periodo de estudio.

El modelo puede plantearse mediante una descomposición en sucesivas etapas monoetapa y aplicar “metodología pseudodinámica en la cual se resolverá una primera optimización para el año del horizonte final” [13].

Por ejemplo, si el horizonte es de cinco años, esta primera optimización se resuelve para el año cinco. Posteriormente, se realizarán sucesivas optimizaciones mono-etapa para los años intermedios ($t=1$, $t=2\dots$), donde los posibles tamaños y localización de las subestaciones y líneas futuras, son obtenidos de la optimización realizada en el horizonte. Así, sucesivamente, se irán obteniendo diseños óptimos para cada una de las etapas y se habrá alcanzado el horizonte fijado, utilizando varios procesos mono-etapa [13].

Otra posibilidad es la de aplicar una metodología de programación dinámica, alcanzando mediante una única optimización, las configuraciones de la red correspondientes a todas las etapas en estudio, de forma simultánea [13].

El modelo multietapa, debido a la interdependencia entre etapas, es mucho más complicado de formular, si bien la solución que se obtiene ofrece mejores resultados. A pesar de esto, la mayoría de las investigaciones han dirigido el problema con un enfoque monoetapa, debido a la dificultad del multietapa [13].

Por consiguiente, el modelo conceptual para la planeación y/o priorización de proyectos en los niveles I y II de tensión, objeto de este trabajo, se encuadra en el tipo de planeación de la operación, debido a que no se realiza ninguna expansión, y en la temporalidad es monoetapa, a causa de su correspondencia con la reposición de redes de distribución, aunque el modelo también puede aplicarse a expansión de pequeñas redes de distribución.

3.1.1 Evolución de los métodos de diseño y planificación de redes de distribución

Los métodos de diseño y planificación de redes de distribución, han evolucionado a lo largo de su historia de acuerdo con la regulación sectorial. Antes de la modernización del sector, los diseños de red priorizaban los aspectos técnicos y relegaban en mayor grado, las consideraciones económicas y de eficiencia, debido a que la primacía era la cobertura, y el modelo regulatorio incentivaba poco la eficiencia.

Con la evolución regulatoria y la modernización del sector, se introducen múltiples exigencias en eficiencia y calidad, lo que obliga a establecer nuevas metodologías para la planificación y diseños de la red. En este apartado se describirá la evolución de las técnicas o métodos de diseño o planificación de las redes.

De acuerdo con [15], [16], la evolución en las técnicas de diseño y planeación de redes “surge y se desarrolla de forma continua durante todo el siglo XX”, asociada al crecimiento de los sistemas eléctricos y el desarrollo de las ciencias computacionales.

En los primeros años lo relevante para los diseños, era cumplir con las condiciones técnicas especificadas. En la década de los sesenta se incluyeron los requerimientos técnico-económicos, gracias al avance computacional. En décadas posteriores se desarrollaron y pusieron en auge, metodologías de optimización matemática con criterios heurísticos.

Los métodos de diseño y planificación de redes de distribución se describen a continuación de acuerdo con la cronología antes indicada:

- Métodos de valoración. Estos plantean como punto de partida, la preparación de variantes de redes que cumplen requisitos técnicos de calidad y fiabilidad del servicio.

Estas variantes son sometidas a la evaluación de costos, para seleccionar la más económica. En dichos métodos la experiencia y el ingenio del planificador son muy importantes y dándose una interacción directa hombre-máquina. Bajo este método puede presentarse el que no se contemplen casos, en los que se estudien las mejores variantes.

- Métodos basados en resultados de flujo de potencia: La toma de decisiones se basa en los resultados de flujo de carga en la red. La tendencia es someter una red inicial a un proceso de eliminación de los elementos que no son imprescindibles para brindar el servicio, buscando la red más económica. Así, si se busca una red radial e inicialmente se plantea una red aumentada con muchas líneas, encerrando diversas mallas, el proceso de búsqueda de la mejor consiste en repetir varias veces el cálculo de flujo y cada vez se eliminan las líneas que menos flujo aportan a cada nodo, siempre que la red se mantenga conexa. El proceso concluye cuando al eliminar algún elemento de la red, esta no cumple las restricciones técnicas. Estos métodos son mixtos pues combinan los cálculos matemáticos con decisiones tomadas por el planificador.

- Métodos matemáticos: Respecto a estos se puede indicar de acuerdo con [13] que:

Los modelos matemáticos de optimización usan un procedimiento de cálculo para resolver una formulación matemática exacta del problema de planeamiento o diseño de redes. Estas metodologías deben abordar dificultades como la fuerte no-linealidad, la incertidumbre que la carga demanda y el uso de variables discretas.

Dentro de los principales algoritmos de solución pertenecientes a los métodos matemáticos se pueden indicar los siguientes:

- Programación lineal (PL): Una o más funciones lineales son optimizadas, sujetas a un conjunto de restricciones lineales de igualdad o desigualdad [17], [18].
 - Programación lineal entera mixta: Resuelve problemas de optimización donde se presentan variables enteras y continuas [17], [18].
 - Programación No lineal (PNL): Problemas donde la función objetivo o alguna de las restricciones son expresadas a través de funciones algebraicas no lineales, Ibídem.
 - Programación entera: Es aplicada a problemas donde las variables del modelo sólo pueden tomar valores enteros, Ibíd.
 - Programación entera mixta (PEM). Problemas donde las variables asumen valores continuos y enteros [17].
 - Programación Binaria (0-1): Problemas donde las variables sólo pueden asumir dos valores, cero o uno, Ibíd.
 - Programación cuadrática: Especial para trabajar en problemas en los que la función objetivo es cuadrática y las restricciones son lineales enteras [17], [18].
 - Programación dinámica: Es un método de optimización que trabaja en problemas que pueden dividirse en etapas, Ibíd.
- Métodos metaheurísticos (inteligencia artificial): La referencia [13] señala que:

Estos métodos generan, evalúan, y seleccionan las opciones de expansión, haciendo búsquedas que siguen reglas empíricas y/o sensibilidades usadas para

generar y para clasificar las opciones durante la búsqueda. El proceso se detiene cuando el algoritmo ya no es capaz de encontrar un plan mejor. Estos pueden considerar los costos de inversión, sobrecargas, y energía no suministrada.

Las características principales de las metaheurísticas son: [17]¹³

- Es una heurística¹⁴ avanzada que tiene la capacidad de escapar de óptimos locales con el propósito de encontrar la solución óptima global. Usa elaborados mecanismos basados en inteligencia artificial para pasar de una solución a otra.
- Analizan o visitan un conjunto reducido del espacio de búsqueda, considerando que el espacio es absurdamente grande.
 - Son adecuados para resolver problemas en los que las técnicas exactas no son ni efectivas, ni eficientes.
 - Útiles en problemas que no cumplen los requisitos básicos de tratabilidad por herramientas matemáticas convencionales.
 - En problemas de gran tamaño y complejidad, encuentran soluciones de alta calidad sin explorar todo el espacio de soluciones.
 - Se adecúan bien a procesos de optimización con un alto número de soluciones factibles de problemas no lineales enteros-mixtos.
 - Son adecuados para la solución de problemas combinatoriales.
 - Usan una estrategia que especifica la forma como debe realizarse la búsqueda en forma inteligente, esto es, la forma como deben realizarse las transiciones partiendo de un punto inicial o de un conjunto de puntos iniciales.
 - En muchas ocasiones encuentran la solución óptima en tiempos relativamente bajos. El proceso debe realizarse de forma eficiente para que, en la medida de lo posible, se encuentre la solución óptima global o una solución cuasi óptima global.
 - Manejan operadores y mecanismos probabilísticos, sin embargo, conducen a respuestas de alta calidad ya que son implícitamente determinísticos.
 - “Proporcionan un marco general para crear algoritmos, combinando conceptos de la inteligencia artificial, la naturaleza y mecanismos probabilísticos”.

¹³ En [17] se define una metaheurística como una heurística avanzada que tiene la capacidad de escapar de óptimos locales con el propósito de encontrar la solución óptima global. Usa elaborados mecanismos basados en inteligencia artificial para pasar de una solución a otra.

¹⁴ En la referencia [17] se define una heurística como un método iterativo para encontrar soluciones de buena calidad de un problema de optimización complejo. El proceso termina cuando se encuentra un óptimo local. Utiliza procedimientos simples para pasar de una solución a otra.

- No son algoritmos “listo para su uso”, son algoritmos específicos.
- Utilizan el concepto de exploración del espacio solución y explotación de las mejores soluciones.

Algunas de las técnicas heurísticas existentes son los algoritmos genéticos, recocido simulado (simulated annealing), algoritmos meméticos, búsqueda tabú, búsqueda usando vecindario variable, reencadenamiento de caminos (path relinking), búsqueda dispersa (scatter search), algoritmo GRASP, optimización por colonia de hormigas, inteligencia colectiva (swarm intelligence), entre otros.

En el apartado 3.1.2 *Referencias de planificación de sistemas de distribución y/o proyectos de redes usando métodos matemáticos y metaheurísticas*, se señalan algunos referentes en los que se aplican técnicas de optimización especialmente a la planeación de la expansión y operación de redes de distribución para destacar el estado del arte y la importancia de estas técnicas, de tal manera que estas se incorporen en el proceso de diseño de redes de distribución al realizar los análisis técnicos.

3.1.2 Referencias de planificación de sistemas de distribución y/o proyectos de redes usando métodos matemáticos y metaheurísticas

Como ya se ha indicado en 3.1.1 *Evolución de los métodos de diseño y planificación de redes de distribución*, el problema de la planificación de las redes de distribución ha evolucionado desde los métodos de valoración y los basados en flujo de potencia hasta los métodos de optimización metaheurísticas, siendo el primer artículo sobre optimización en redes de distribución, el atribuido a Knight en los años 60 [19].

F. Casari [19] presenta un trabajo de reconfiguración, con el fin de encontrar las configuraciones más adecuadas y que minimizan las pérdidas de energía en los circuitos, las cuales serán usadas en las estrategias de operación ante contingencias, sobrecargas, etc. El procedimiento heurístico usa como criterios el límite máximo de caída de tensión permitido y el balance de carga entre los alimentadores, buscando, por lo tanto, garantizar la calidad del servicio en lo referente a la continuidad y calidad de la potencia (adecuados perfiles de tensión).

En esta propuesta el problema de reconfiguración es modelado o formulado como un problema de programación no lineal con variables enteras y reales y es resuelto con una técnica de solución heurística del tipo branch Exchange¹⁵, el cual utiliza intercambio de ramas para encontrar nuevas configuraciones a partir de una configuración radial inicial en un proceso de expansión en árbol, esta técnica se asemeja a la **branch & bound**.

Los pasos desarrollados para encontrar las configuraciones son: algoritmo para encontrar las configuraciones radiales, técnica de corte de configuraciones (busca reducir el número

¹⁵ Branch-exchange (intercambio de ramas), éstos parten de una red inicial y siguen un proceso consistente en instalar una rama y eliminar otra (o viceversa) de la red con el objetivo de producir mejores soluciones.

de configuraciones a ser examinadas), reducir espacio de búsqueda basado en la máxima caída de tensión permitida y criterio de confiabilidad de la configuración radial obtenida.

El algoritmo se prueba en sistemas hipotéticos de 14, 32, 69 barras y además en un sistema real de la compañía CESP, con buenos resultados para encontrar las reconfiguraciones de las redes radiales.

J. Pascual [20], propone un modelo de planificación de redes de energía eléctrica de cobertura óptima (PECO), apto para redes de gran tamaño, con el que se busca tener una red óptima de referencia para la remuneración de la actividad de distribución (**greenfield**) que minimice los costos de inversión, pérdidas y los derivados de la falta de continuidad de los clientes (niveles óptimos de calidad del servicio para cada área geográfica). Lo anterior debido a que el autor sostiene que no es adecuado fijar la remuneración por la actividad independientemente de la calidad del servicio. La metodología incluye un módulo GIS¹⁶ “con el objetivo de que el cálculo de la longitud óptima de redes, ubicación de subestaciones y centros de transformación, además de sus costos sean calculados por el modulo GIS y sean transparentes para los algoritmos de planificación sin distinguir entre zonas rural y urbanas”. La inclusión del GIS tiene como objetivo tener en cuenta los aspectos geográficos, diferenciando por donde debe pasar la red (ríos, montañas, zonas sin acceso, vías, etc.) puesto que éstos condicionan la topología y por tanto el costo final.

El modelo de desarrollo de la red de distribución de gran dimensión realiza la optimización conjunta de las redes de baja, media, alta tensión, y de las subestaciones y centros de transformación, simultáneamente para la red urbana y rural.

El autor trata en este trabajo la planificación integrada de las redes de nivel III y IV (redes de reparto) y las redes de distribución, propone igualmente una “metodología de planificación de las redes de distribución de gran dimensión en media y baja tensión”.

Para lograr lo anterior, el autor realiza un proceso en el que se siguen los siguientes pasos (destacando que los pasos 2,3 y 4 son los pasos relevantes de la optimización integrada):

- 1) Localización inicial de los centros de transformación, para dar una idea inicial de los costos de la red de media tensión durante la primera iteración de la localización de las subestaciones alta tensión/media tensión.
- 2) Localización de los subestaciones alta/media tensión, en este paso se obtienen el número y localización de las subestaciones, considerando los costos de la red de alta, media tensión y los costos asociados a las subestaciones alta/media tensión.
- 3) Localización de los centros de transformación, se obtiene el número y localización de éstos minimizando el costo de la red de media, baja tensión y los centros de transformación.

¹⁶ GIS: abreviatura del ingles para referirse a un sistema de información geográfico, el cual está compuesto por software, hardware y datos georreferenciados que permiten realizar una gestión sobre todos los datos georreferenciados y con los cuales podemos realizar análisis y construcción de mapas temáticos.

- 4) Se repiten los pasos 2 y 3 hasta alcanzar la convergencia, y se hayan localizado definitivamente las subestaciones alta/media tensión, y posterior a ello se realiza la planificación de las redes de baja, media y alta tensión en mayor detalle.
- 5) Planificación de la red de alta tensión, minimizando el costo de la inversión, pérdidas y energía no suministrada.
- 6) Planificación de la red de media tensión, minimizando el costo de la inversión, pérdidas y energía no suministrada, lo cual se realiza en dos (2) etapas: primero, se minimiza la inversión y las pérdidas y, posteriormente, se optimiza la calidad de la red obtenida anteriormente.
- 7) Planificación de la red de baja tensión, minimizando el costo de la inversión y pérdidas.

En lo referente a la metodología propuesta para la red radial de media y baja tensión **greenfield** (desde cero), se destaca que el autor realiza una planificación de áreas significativas, considerando simultáneamente las zonas rurales y urbanas, usando diferentes conductores y las consideraciones de la geografía del área de intervención. Se usa una técnica de solución heurística que utiliza un método de búsqueda que pertenece al grupo “branch-exchange” (intercambio de ramas). Las etapas desarrolladas en el método son:

- 1) Generar una solución inicial factible. Aquí se ha generado la red que une los centros de transformación con las subestaciones de alta/media tensión, la red producida debe estar cerca del costo óptimo con el objetivo de reducir tiempos de búsqueda de solución. Así se crea la primera red sin uso del GIS.
- 2) Se mejora la red inicial factible. Esto se hace seleccionando los conductores óptimos que van en cada tramo y verificando que se cumplan las restricciones de capacidad de transporte de corriente y de tensiones máximas y mínimas, en cada punto de la red. En el documento de la referencia se describen soluciones para cuando se viola alguna restricción. En esta etapa se usa el GIS para obtener las distancias reales.
- 3) Se realizan reformas en la topología a partir de variaciones en los puntos de alimentación y a través de modificaciones simultáneas de dos (2) tramos de la red. Estos provocan cambios en los flujos de carga y, por su puesto, en la elección de los conductores óptimos, con lo anterior se procede a evaluar la reducción de los costos de inversión y pérdidas.

Se repite el proceso indicado en el paso anterior hasta que no se mejore la función objetivo.

El autor señala que el modelo ha sido usado en trabajos reales para empresas de distribución en Chile (Chilectra y Seste) con el propósito de calcular el VAD (Valor agregado de distribución) y mejorar la calidad del servicio determinado las inversiones a partir de la red existente, y en España para Iberdrola valorando la incidencia de la energía solar fotovoltaica en los costos de inversión y pérdidas de energía en las redes de distribución.

Por otro lado, Y. Eduardo [21] trata el tema de planeamiento de las redes secundarias de distribución. El desarrollo del trabajo tiene las siguientes características:

- La propuesta hace referencia al planeamiento de sistemas **greenfield** (desde cero) para el que se utilizan técnicas de optimización basadas en heurísticas constructivas y

de mejora¹⁷ buscando reducir costos bajo la premisa de atención al cliente, para un año dado del horizonte (planeamiento estático).

- En el procedimiento se definen tres etapas: en la primera se realiza la ubicación de los transformadores determinando su potencia (usa el método de las p-medianas), luego se conectan los usuarios finales al transformador determinando la ruta y tamaño de los conductores (a través del algoritmo de obtención de caminos mínimos) y, finalmente, se conectan los transformadores a la red de media tensión (esto se realiza usando el problema de Steiner). Esta división es la fase constructiva del método **GRASP** (Greedy Randomized Adaptative Search Procedures)¹⁸. En la fase de mejora se aplica una búsqueda en la vecindad (Variable Neighborhood Search VNS)¹⁹.
- El autor señala que la técnica de solución es un método holístico formado por la unión de los dos (2) métodos anteriores.
- El modelo se presenta como un problema no lineal, con variables enteras y reales (PNLE) para el cual no es posible obtener soluciones óptimas en problemas de gran tamaño de acuerdo con el autor, lo cual se busca eludir a través de la aplicación del método holístico propuesto.
- La función objetivo es minimizar los costos anualizados, fijos y variables.
- Las restricciones son: conservación/balance del flujo de potencia en los nodos, capacidad de transporte de los elementos; se evita que en un nodo se ubique más de un transformador.

En J. Franco [18], se presenta una solución al problema de planeamiento de la distribución, usando un modelo no lineal (modelado real de las pérdidas, costos variables de las pérdidas en términos del flujo de la potencia al cuadrado), aplicando una técnica de

¹⁷ Una heurística constructiva consiste en añadir componentes paso a paso para encontrar una solución factible. Entre estos métodos se encuentra el Goloso (**Greedy**) donde la estrategia que se usa es tomar en cada paso la variable que produzca el mayor beneficio, terminando cuando no se encuentre una configuración vecina mejor.

¹⁸ El método GRASP definido de forma simple, es un proceso iterativo donde cada iteración consta de dos fases; construcción y mejoría. La fase de construcción proporciona soluciones iniciales factibles, que posteriormente son sometidas a un procedimiento de búsqueda local (fase de mejora). La mejor solución durante el proceso corresponde al resultado final. Para éste método es necesario caracterizar el método de forma objetiva, especificando el procedimiento constructivo, describiendo los tipos y cantidades de información que él utiliza. Debe también definirse la vecindad para la búsqueda local y la estrategia de exploración de la vecindad. En cada iteración de la fase constructiva una función golosa evalúa el conjunto de elementos candidatos a ser incorporados en la solución parcial. El método GRASP necesita de dos parámetros para apoyar la búsqueda, estos son el número máximo de iteraciones y un parámetro que controla el nivel de aleatoriedad de las soluciones generadas.

¹⁹ VNS. Variable Neighborhood Search, se basa en el cambio sistemático de vecindario durante la fase de mejora. El método VNS puede ser aplicado con otros métodos heurísticos, entre estas formas híbridas están VNS y Búsqueda Tabú, VNS y GRASP.

solución combinatorial búsqueda tabú²⁰, minimizando los costos totales del sistema (inversión y pérdidas) y satisfaciendo las restricciones consideradas.

En el ejercicio desarrollado en esta referencia, se considera que la proyección de la demanda es conocida para el horizonte de planeamiento y, por lo tanto, lo que se requiere es realizar un planeamiento óptimo, considerando posibilidades como la repotenciación de subestaciones existentes, ubicación y dimensionamiento de nuevas subestaciones, repotenciación de alimentadores existentes, localización y selección del tipo para alimentadores nuevos y modificación de la topología del sistema (reconfiguración), entre otras.

La función objetivo tiene entonces dos componentes: costos de inversión (los costos fijos) y los costos de pérdidas, que se conocen como los costos variables.

Se consideran los costos de inversión (fijos) siguientes:

- Costo de aumentar la capacidad de las subestaciones existentes.
- Costo de inversión en subestaciones nuevas.
- Costo de repotenciación (aumento de calibre del conductor) en alimentadores existentes.
- Costo de construcción de nuevos alimentadores.

Los costos variables corresponden a las pérdidas de energía en subestaciones (costo de operación de subestaciones) y alimentadores (costo de operación de líneas) a lo largo del periodo de planeamiento considerado.

Las restricciones consideradas son:

- Restricciones que modelan las leyes de Kirchhoff (balance de corriente y voltajes en una trayectoria cerrada), las cuales se encuentran embebidas en el flujo de carga.
- Límites técnicos y de operación del sistema (capacidad de potencia de los alimentadores y subestaciones, máximas caídas de tensión y conservación de la estructura radial).

La metodología se aplica en sistemas de distribución de prueba con buenos resultados mostrando ser una herramienta efectiva para tratar problemas del tipo combinatorial.

²⁰ Fue propuesto por Glover en los 80. Es una metaheurística que proviene de la inteligencia artificial que incorpora los conceptos de memoria adaptativa y exploración sensible, para guiar inteligentemente el proceso de búsqueda y salir de óptimos locales. De igual forma que en la búsqueda local, el algoritmo de búsqueda tabú selecciona el mejor movimiento en cada paso, diferenciándose en que puede permitir movimientos que empeoren la configuración actual. Para evitar que se regrese a óptimos locales, los movimientos recientes son marcados con el estado tabú, con lo que se impide volver a configuraciones anteriores. El proceso maneja dos tipos de memoria: de corto plazo y de largo plazo. Esta última tiene información basada en frecuencia sobre el tiempo que ciertas características permanecen o no en las configuraciones visitadas. La información de la memoria de largo plazo es usada para aplicar estrategias de diversificación, las cuales permiten alcanzar regiones no visitadas [18].

En [22] se presenta un modelo para usar en el diseño de nuevos sistemas de distribución orientados a la expansión de redes existentes (**brownfield**) y para el rediseño/repotenciación de nuevas redes. Las características principales del este trabajo son:

- Se propone un problema multiobjetivo, donde las dos funciones objetivos son minimizar los costos y la función de costos por calidad (continuidad). El planteamiento es no lineal entero mixto, que considera costos fijos (inversión), variables (pérdidas), costos de mantenimiento y los costos asociados a la falta de continuidad.
- Las restricciones se asocian a capacidad de las líneas, tensión en los nodos, conexión entre los nodos, radialidad y un índice de calidad y confiabilidad.
- La técnica de solución es la de algoritmos genéticos, usando un algoritmo genético NSGA-II.
- Los resultados obtenidos presentan un set de posibilidades de inversión para que asista al tomador de decisiones, además de incluir varios criterios en la toma de decisiones (multiobjetivos), como para éste caso en el que se presenta un set de inversiones asociados a un nivel de calidad que se desee y sobre el cual se puede decidir de acuerdo a la inversión disponible o que se desee realizar.
- El algoritmo se prueba sobre redes de 21 y 100 nodos.

A.Cossi [23], propone un planeamiento integrado usando la técnica de solución búsqueda tabú, igualmente, se trata el problema de planeamiento de redes de media y baja tensión.

Respecto al planeamiento de la red de baja tensión o los proyectos de circuitos (diseño de circuitos de baja tensión) se puede indicar lo siguiente:

- Función Objetivo, Minimizar: Costo de inversión: (conductores, estructuras de redes primarias y secundarias, transformadores, cortacircuitos, puestas a tierra, Pararrayos, postes, entre otros) más los costos operacionales (pérdidas).
- Restricciones, Leyes de Kirchhoff; límites en la tensión máxima y mínima, corriente por los conductores, capacidad de transformadores, y presupuesto disponible.
- El modelo planteado es del tipo no lineal entero mixto (PNLIM), incorporando los costos de inversión y los costos de operación.
- Dadas las características de los circuitos secundarios, donde están los menores niveles de tensión del sistema eléctrico y se tienen las mayores pérdidas, el análisis simultáneo de las consideraciones técnicas para la optimización (dimensionamiento adecuado de conductores, repotenciación de conductores, ubicación, cantidad y capacidad de transformadores, balanceo de cargas entre fases de circuitos, etc), además de los costos de operación relacionados con las pérdidas eléctricas, permite obtener una construcción o reforma de circuitos con menor costo de inversión y operación.

Para el planeamiento de red o proyectos de media tensión, el autor realiza el siguiente tratamiento:

- Se formula un problema no lineal entero mixto (PNLIM) multi objetivo a través de dos funciones: Costo de Inversión, operación (instalación de nuevas subestaciones, secciones de maniobra, ramales de interconexión entre alimentadores, y la operación

reflejada a través de las pérdidas) y costo de confiabilidad de la red (basada en índices de interrupciones de la carga en pro de disminuir la energía no servida).

- Las restricciones consideradas son las ecuaciones no lineales de flujo de potencia (ley nodal de corriente y ley de voltajes de Kirchhoff), planeamiento del periodo $t+1$ depende del periodo t , límites de tensión en las barras, corriente máxima en los alimentadores, límites operativos en equipos de subestación y recursos financieros disponibles.
- Realiza un planeamiento multi etapa, esto es, un planeamiento de largo plazo realizado por etapas, pero sin considerar todas las etapas simultáneamente, lo que deriva en un planeamiento pseudo dinámico²¹.
- Para la solución de planeamiento de la expansión y la operación en las diferentes etapas se usa la técnica de solución búsqueda Tabú y se tratan los múltiples objetivos a través del concepto de frontera óptima de Pareto²², para ubicar los equipos de seccionamiento de la red que minimizan la energía no servida se usa un algoritmo genético. Los resultados de prueba señalan un buen desempeño de la solución propuesta.

En [24] se presenta una propuesta para la expansión de redes de distribución, con las siguientes características²³:

- Se considera la reubicación y repotenciación de los elementos existentes en la red y la localización y dimensionamiento de los nuevos elementos que atienden la expansión.
- La propuesta incluye como costos variables u operativos los asociados a las pérdidas de energía.
- El modelo desarrollado considera los aspectos que para el autor son relevantes en la expansión del sistema secundario: “equilibrio de fases, ubicación y dimensionamiento de nuevos tramos de red, ubicación y dimensionamiento de nuevos transformadores, reubicación de transformadores de distribución existentes, y cambio de calibres de conductores existentes”.
- Se usa un modelo trifásico, para poder considerar el equilibrio de fases.
- El problema se formula como un problema de programación no lineal entero mixto.
- La técnica de solución es la de algoritmos genéticos (**Chu & Beasley**).

²¹ En el planeamiento pseudo dinámico cada etapa es resuelta como si fuese única y la etapa siguiente se inicia con el estado de red determinado en la anterior [23].

²² Frontera óptima de Pareto: Este principio indica que una solución es óptima si ninguna otra solución puede mejorar el (los) objetivo (s) sin afectar o empeorar otros objetivos.

²³ En [42] se presenta un trabajo orientado al diseño óptimo de redes de distribución usando algoritmos genéticos, en el que se realiza ubicación y dimensionamiento óptimo de transformadores, al igual que el ruteo y dimensionamiento de la red en la misma etapa. La función objetivo busca minimizar el costo de inversión y el costos de las pérdidas a través de un modelo no lineal entero mixto, con restricciones semejantes a los casos descritos en éste apartado.

- La función objetivo considera: “costos de instalación de nuevos elementos (tramos de red y transformadores), repotenciación de tramos de red existentes y equilibrio de fases y costos operativos relacionados con las pérdidas técnicas en los circuitos”.
- Las restricciones son: “las ecuaciones de equilibrio nodal, capacidades máximas permitidas para los elementos del sistema, máxima caída de tensión permitida, radialidad de la red y recursos económicos disponibles para invertir en el proyecto”.
- Los resultados obtenidos son de buena calidad debido a que en las pruebas sobre un sistema de 54 nodos y 57 líneas (**greenfield**) en condiciones de equilibrio y desequilibrio los niveles de pérdidas alcanzados son bajos, lo cual se debe a la adecuada localización de los transformadores, selección de los conductores y un buen equilibrio de fases. No se menciona que se haya optimizado el ruteamiento de las redes.
- Se señala la importancia de usar un modelo trifásico debido a la incidencia del desbalance de fases en el costo total, pues el costo de la función objetivo con balance de fases es menor un 24% respecto a cuando no se considera el balance de fases.

S. Miloca [25] desarrolla una propuesta para el planeamiento de las redes de distribución de media tensión, considerando los siguientes aspectos en la solución:

- Realiza un proceso de planeación multi etapa en el que se consideran tres etapas: en la primera se valora la confiabilidad del servicio, calculando los índices de confiabilidad (DEC Y FEC) a partir de la red actual que se toma de un sistema GIS, en la segunda, se resuelve el planeamiento de la expansión y, en la tercera, se evalúa nuevamente la confiabilidad de la red resultante, para verificar que esta haya mejorado.
- El modelo realizado es no lineal entero mixto (PNLIM), pero sobre él se realizan los siguientes ajustes para convertirlo en lineal entero mixto (PLIM):
 - Para poder solucionar la formulación planteada por el método exacto de **Branch & Bound**, se linealiza la componente de costos variables asociada a las pérdidas.
 - Se ponderan las componentes de la función objetivo inversión (subestaciones, líneas) y pérdidas para que el planeador pueda asignar la importancia que considere a cada uno de los aspectos de la inversión, generando soluciones ponderadas denominadas pareto óptimas y el planeador pueda tomar decisiones.
- La técnica de solución empleada es la **Branch & Bound**.
- Las restricciones consideradas son subestaciones y redes operando dentro de su capacidad, flujo máximo de corriente en conductor, primera y segunda ley de Kirchhoff, límites de tensión en los nodos, radialidad de la red, entre otras.
- Se usa un GIS para ingresar la red actual, la cual se exporta a Matlab a través de una interface y de este se lleva al software LINGO, para solucionar el problema de planeamiento, los resultados son devueltos por éste a Matlab para ser visualizados, al igual que las gráficas respectivas de las zonas con menor o mayor confiabilidad.

La referencia J de Sousa [26] presenta un trabajo para el planeamiento pseudodinámico de las redes de distribución aéreas, con las siguientes características:

- El problema de planeación de la distribución de redes aéreas se formula a través de un modelo de programación no lineal entero mixto (PNLIM), el cual se linealiza en algunos términos de la función objetivo y algunas restricciones (usando formulación lineal disyuntiva y linealización por partes) para obtener un modelo lineal, el cual se plantea como de programación lineal binaria mixta (BLP).
- Se presentan dos modelos: uno que considera sólo el problema del planeamiento y otro que involucra la ubicación de equipos de conexión, para restauración de la red en caso de contingencia.
- La técnica de solución para los dos modelos, es técnica clásica de programación lineal.
- Los modelos propuestos se han implementado en la plataforma AMPL²⁴ y resueltos usando el software CPLEX²⁵.
- Los modelos propuestos fueron probados en sistemas de prueba de 54 y 118 barras disponibles en la literatura con resultados satisfactorios.

3.2 Planeación y/o priorización de inversiones en redes de distribución

La regulación para el sector de industria de la distribución de energía tratado en capítulo 2 “Antecedentes del problema y entorno técnico-regulatorio en distribución” y los conceptos de diseño y optimización en las actividades de planeamiento y diseño de redes de distribución tratadas en el apartado 3.1 *Planeación y diseño de redes de distribución*, han mostrado la relevancia del establecimiento de la planeación y/o priorización de inversiones para el regulador, el cliente y el inversionista.

En este apartado se describe la manera cómo se ha tratado el tema de planeación y/o priorización de las inversiones en el sector.

3.2.1 Referencias en la planeación y/o priorización de inversiones

Múltiples son los criterios con los que la empresa de distribución, trata la planeación de las inversiones y la priorización de las mismas; la descripción de algunas de ellas, además de

²⁴ AMPL es un programa dirigido a la construcción y resolución de modelos de optimización, fundamentalmente modelos de programación lineal, programación entera y programación no lineal. Existe una variedad muy grande de solvers que pueden ser invocados desde AMPL (algunos son de dominio público), lo que da una gran potencia y versatilidad al programa.

²⁵ CPLEX es un solver de IBM ILOG para la solución de problemas con modelos del tipo programación lineal (PL), lineal entero mixto (MIP) y cuadráticos.

una clasificación establecida de acuerdo con el enfoque y las variables, se presenta a continuación:

- La priorización de inversiones o el planeamiento eléctrico, incluye evaluaciones económicas a partir de exigencias regulatorias técnicas, como la regulación de la tensión, la calidad del servicio y las pérdidas de energía [27], [7], [28], [29], [30], [31], [32], [33], [34], [35], [36], [37] y [38].

La referencia [27] emitida por el Comité de Distribución en Brasil buscaba apoyar en el análisis técnico y económico de proyectos de desarrollo del sistema de distribución con enfoque en la variable de continuidad del servicio y la regulación de la tensión. Una vez evaluado el asunto técnico de la continuidad y/o regulación de la tensión, se deben valorar las inversiones y las fechas en que se ejecutarán, el costo de mantenimiento, el costo de las pérdidas y se calcula el indicador financiero Valor Presente Neto de cada obra o proyecto y, por último, se realiza un proceso de decisión en el que se sugiere que se tengan en cuenta otras consideraciones, que el mismo documento señala como generalmente no cuantificables, como: proyectos que aportan mejora de la calidad del servicio por encima del mínimo establecido en lo referente a la continuidad y regulación de la tensión, posibilidad de operación con mayor grado de contingencia, mayor uso de materiales de fabricación nacional, flujo de caja y seguridad. Teniendo en cuenta lo anterior, se decide por la alternativa más ventajosa de los proyectos u obras candidatas para la solución del problema que originó la obra o estudio.

El trabajo presentado en [7] trata la priorización de proyectos de mejoramiento de redes de baja tensión, los cuales pretenden mejorar la atención a los clientes, la optimización del presupuesto y la maximización de los beneficios de la compañía. Esta se desarrolla usando técnicas de optimización, para lo cual se utiliza un algoritmo **branch & bound** y un algoritmo genético, con el objetivo de observar el desempeño de ambas técnicas, mostrándose que la técnica de solución de algoritmos genéticos, es más adecuada cuando se trata de gran cantidad de proyectos, debido a que el algoritmo **branch & bound** toma un tiempo computacional extremadamente elevado, ante el problema combinatorial.

Para la determinación de los costos y beneficios de los proyectos de mejoramiento de las redes secundarias, se usa un valor de costo global del servicio, el cual toma en cuenta costos asociados a la distribuidora (inversión, costo de operación, mantenimiento, y costo de las pérdidas), además de los costos de las imperfecciones en el servicio o falta de calidad del servicio (costo de la energía no distribuida, costo de la desviación de la tensión y costo de la calidad de la potencia). Estos últimos son determinados a partir de la diferencia de los costos sin proyecto (sin mejoramiento de red) y costos con proyecto de mejoramiento de red, constituyéndose en los beneficios del proyecto.

Teniendo en cuenta la inversión, costos y beneficios anuales, se puede obtener el retorno de la inversión de cada uno de los proyectos, y a partir de cada una de estas se busca maximizar el retorno de la inversión de los proyectos por ejecutar, con la restricción del presupuesto disponible.

Para el cálculo de los beneficios, se ejecutan flujos de carga sin proyecto de mejoramiento y con proyecto de mejoramiento de red; en estos se ha incluido un tratamiento probabilista, en el que se tienen diversas curvas de carga de cada tipo de consumidor y las que se asignan por sorteo dependiendo del tipo de consumidor y de su probabilidad de tener un tipo de perfil de demanda presentado en la curva, respetando el mercado de la empresa

distribuidora. Posteriormente, se obtiene la curva de carga en por unidad y el consumo medio mensual de cada cliente, obteniéndose una curva de carga individual por cliente y se calcula un flujo de potencia de red, verificándose que la suma de las potencias de los consumidores más las pérdidas en la red, correspondan al valor medido en el transformador.

Los diseños de los mejoramientos (red con proyecto) son obtenidos a partir de la experticia o experiencia del diseñador al dividir la red original, relocalizando o cambiando el transformador, sustituyendo todos los conductores o parte de ellos en la red, etc.

Para las variaciones en el diseño de la red, no se observa que el autor haya incluido técnicas de optimización en el análisis eléctrico.

En el proceso de valoración de los beneficios y los costos, no se ha observado el uso de variables asociadas a la imagen de la compañía o la obligatoriedad de ejecución de proyectos, que se obliguen a ejecutar dentro de la combinación de los proyectos, es decir, sólo se incluyen los proyectos que han de competir por un presupuesto asignado para el mejoramiento de obras.

En [28] se presenta una metodología para priorizar los proyectos a través de tres (3) filtros, los seleccionados son los que responden al mayor riesgo para la empresa, el modelo, por lo tanto, conforma un portafolio que permite diferir inversiones menos riesgosas y enfoca las mismas en las que tendrán mejor impacto en la calidad del servicio prestado a los clientes.

- En el filtro uno, seguridad y responsabilidad legal, se seleccionan para ejecución los proyectos que tienen un alto riesgo, esto es, los que violan estándares de seguridad y pueden afectar a la población y/o a los empleados, además que pueden exponer la empresa a sanciones.
- Filtro dos, en este se priorizan los proyectos bajo los siguientes atributos:
 - a) Población beneficiada, se establece una calificación de 1 a 4 en función de la cantidad de clientes beneficiados.
 - b) Sensibilidad de la carga, se refiere al tipo de usuarios que beneficiará el proyecto en referencia, según su sensibilidad. Para ello, se establece una escala de 1 a 4 siendo 1 baja sensibilidad y 4 muy alta sensibilidad.
 - c) Valor presente neto, se asigna una puntuación de 1 a 4 en función del valor presente neto (VPN) alcanzado por el proyecto, donde 4 se asigna a los proyectos con mayor VPN de acuerdo a un intervalo de VPN establecido previamente.
 - d) Relación beneficio/costo, se establece igualmente una escala de 1 a 4, donde 4 es la puntuación asignada a los proyectos con una relación B/C mayor de acuerdo a un intervalo de valores B/C antes establecido.
 - e) Mejoras en la red actual, aquí se califica cualitativamente la contribución del proyecto al desempeño de la red existente. Se utiliza una escala del 1 al 4, donde 4 representa la mayor contribución al desempeño y 1 se utiliza para los proyectos que benefician en menor escala, el desempeño de la red.

A cada uno de los proyectos se les asigna un valor ponderado, según la puntuación que haya obtenido en un atributo y el peso de dicho atributo. Con este valor ponderado cada

uno de los proyectos compite para pasar este filtro. En la **Tabla 3-1** se representa este filtro:

Tabla 3-1: Atributos, pesos y valores filtro II [28]

		Población beneficiada	Sensibilidad de la carga	Valor presente neto	Relación beneficio costo	Mejoras en la red actual
Puntuación	Peso	20%	20%	15%	15%	30%
		8.000 habitantes y menos	Baja sensibilidad	Valores negativos	Valore entre 0-1	Carga mayor a capacidad emergencia
		Entre 8.001 y 15.000 habitantes	Media sensibilidad	Valores entre 0 y 200.000	Valore entre 1-1.49	Carga entre capacidad nominal y emergencia
		Entre 15.001 y 25.000 habitantes	Alta sensibilidad	Valores entre 200.001 y 400.000	Valore entre 1.5-5	Carga entre capacidad de diseño y nominal
		Más de 25.000 habitantes	Muy Alta sensibilidad, clientes alto riesgo	Valores mayores a 400.001	Valore mayores a 5.1	Carga menor a capacidad de diseño

- Filtro tres, confiabilidad y eficiencia, en esta etapa se mide el desempeño operativo y la criticidad de los activos.

El desempeño del sistema se referencia a través de un indicador que combina el SAIFI y el SAIDI, éste se ha escogido de acuerdo con las necesidades y metas que se ha trazado la empresa, como se indica en la ecuación (3.1)

$$\text{Desempeño} = 70\% \text{ SAIFI}^* + 70\% \text{ SAIDI}^* \quad (3.1)$$

Donde:

*SAIFI**= Es la relación del SAIFI del circuito i respecto al máximo del sistema.

*SAIDI**= Es la relación del SAIDI del circuito i respecto al máximo del sistema.

SAIFI (System average interruption frequency index). Índice promedio de frecuencia de las interrupciones del Sistema.

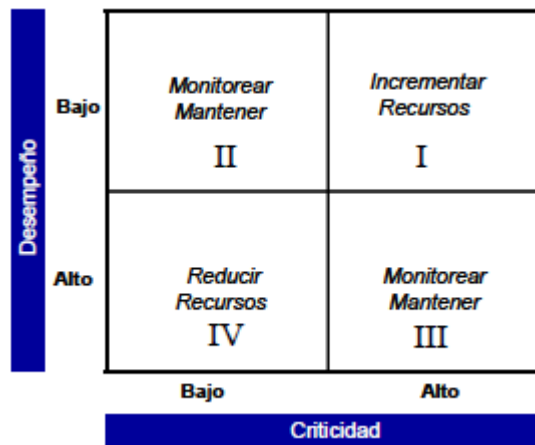
SAIDI (System average interruption duration index): Índice promedio de duración de las interrupciones del Sistema.

Para la determinación del cálculo del SAIFI y SAIDI puede consultarse IEEE Std 1366™.

La criticidad se asocia con el impacto del desempeño de los activos en la comunidad, para ello se asigna la sensibilidad a los clientes de acuerdo a su código CIU²⁶, las categorías de sensibilidad son las indicadas en la **Tabla 3-1** y los pesos asignados a cada categoría son: muy alta sensibilidad 55%, alta sensibilidad 30%, media sensibilidad 15%, baja sensibilidad 0%.

Posterior al establecimiento del desempeño y criticidad de los circuitos, estos se priorizan para la ejecución, en el orden de mayor desempeño-criticidad, al ubicarlos en el plano cartesiano, así, los proyectos que primero se ejecutarían, correspondientes a los ubicados en el cuadrante superior derecho de la **Figura 3-1**.

Figura 3-1: Prioridad de recursos por cuadrante [28]



Finalmente, el autor indica que el presupuesto se define por proyectos de los tres filtros, el peso que se le da a cada filtro dependerá de las necesidades de cada empresa y del momento en que ésta se encuentre.

El trabajo presentado en [29] busca determinar las inversiones más eficientes en expansión, con foco en la continuidad del servicio desde lo técnico-económico para un periodo de 3 años, pues el autor indica; que realizarlo a más años se hace difícil dada la complejidad del pronóstico acertado de la demanda.

Para determinar los proyectos a realizar se procede de la siguiente manera:

- a) Se realiza una proyección de demanda usando modelos econométricos.
- b) Se determina una matriz de incidencia de la demanda, esto es, capacidad de oferta de demanda (capacidad de respaldar, exigencia de capacidad) de cada uno de las instalaciones/equipos de subtransmisión y distribución, en condiciones normales y contingencia para determinar sus capacidades de respuesta, además de determinar tensiones fuera de rango.

²⁶ El código CIU hace referencia a una clasificación uniforme de las actividades económicas por procesos productivos. Es decir es una clasificación por actividades, por ejemplo las que pertenecen al sector metalmeccánico, de alimentos, etc.

- c) Se plantean soluciones a las restricciones encontradas, cuando las instalaciones o equipos no pueden satisfacer la demanda, capacidad de respaldo y los perfiles de tensión, de acuerdo a las consignas operativas de la empresa distribuidora y se realiza el análisis técnico económico.
- d) Se clasifican los proyectos a ejecutar mediante una evaluación multidimensional: proyectos obligatorios, porque son para satisfacer la demanda, proyectos de renovación y recuperación de instalaciones existentes, proyectos de mejora operativa (instalación de equipos de seccionamiento, compensaciones, etc.), reducción de pérdidas de energía, etc.
- e) Se seleccionan los proyectos mediante indicadores objetivos de rentabilidad.

En [30] se plantea un modelo de gestión de la empresa CELG, para la selección de proyectos y la definición del presupuesto de la empresa (relacionamiento del presupuesto con el planeamiento empresarial), el cual debe estar relacionado con las directrices de gerenciamiento de la empresa GPD o Balance Score Card (BSC), para el aprendizaje organizacional y estrategia²⁷. Este plan de gestión tiene por objetivo dictar políticas para ser aplicados en la empresa, dentro de estas se encuentran políticas como, mejorar la continuidad del servicio (reduciendo los indicadores de duración de interrupciones), cobertura y aumento de rentabilidad, entre otros. Para seleccionar los proyectos se solicita, que tengan una unidad de desempeño asociada a los objetivos de la empresa (por ejemplo, mejorar continuidad del servicio al reducir las duraciones de pérdida del servicio), la unidad de desempeño indica si el objetivo fue alcanzado o no. Cada proyecto además debe tener una unidad de medida, la cual tiene como objetivo acompañar la ejecución del proyecto (por ejemplo, número de alimentadores, o transformadores o kilómetros de red).

Es importante destacar de este trabajo, la búsqueda del alineamiento de la selección de las inversiones con la planeación empresarial (considerando aspectos regulatorios, clientes, inversionista), haciendo importante contar con un modelo de planeación y/o priorización de inversiones en las empresas distribuidoras, así sea realizado mediante un proceso cualitativo o cuantitativo o multicriterial.

El trabajo indicado en [31] muestra la importancia del monitoreo de la calidad del servicio y del producto técnico (tensión, armónicos, desbalance, etc.), como herramientas para optimizar las políticas de calidad y mantenimiento en una empresa distribuidora.

La metodología para direccionar las acciones de mejora en la red es la siguiente:

- a) Cada semestre se analizan los indicadores históricos de calidad del servicio (frecuencia media de interrupciones por KVA, tiempo total de interrupciones por KVA), incluidas las reclamaciones al call center y las sanciones asociadas con

²⁷ “El gerenciamiento por las directrices-GPD es un sistema administrativo practicado por todas las personas de la empresa, que busca garantizar la subsistencia de la empresa frente a la competición”, este GPD es implementado después de superar el proceso de gerenciamiento por la rutina, a través del cual se pueden producir incrementos o mejoras incrementales”[30].

incumplimiento de estos indicadores en cada circuito. En el análisis de los indicadores se revisa la causa y el componente.

- b) “Se estudian en detalle los circuitos que según las proyecciones tienen la peor calidad de servicio, y se implementan estrategias de mantenimiento preventivo para mejorar esa calidad de servicio”.

En la referencia no se usa un módulo eléctrico de análisis de desempeño, u otras técnicas como la optimización, el análisis es estadístico descriptivo para el direccionamiento de las acciones de mantenimiento y de las inversiones. La priorización sólo se da en función de los circuitos con menor desempeño técnico en los indicadores de calidad (continuidad del servicio).

La referencia [32] reporta el desarrollo de un sistema informático, que usa los programas corporativos de control de red de la empresa distribuidora y que considera además el rendimiento financiero de la inversión a realizar. El sistema se usa para realizar análisis, seguimiento y, especialmente, priorización de las inversiones necesarias para el mejoramiento y reforma de los circuitos de baja tensión. Éste se ha implantado para eliminar la toma de decisiones basadas en el aspecto “empírico” o de sensación individual o experiencia, y se implanta un proceso de toma de decisiones basados en hechos, datos y controles tomados sistemáticamente, lo anterior debido a que la empresa no podía responderse fácilmente interrogantes como: ¿cuánto se requiere realmente para la reforma del circuito?, ¿cuáles y cuántos circuitos son necesarios reformar o mejorar?, ¿cuál es el costo medio de la reforma de un circuito?, ¿los recursos dedicados a la reforma de circuitos están siendo distribuidos y aplicados correctamente?, ¿cuándo estamos perdiendo en nuestras redes por caída de tensión, interrupciones, etc.?, ¿cuáles son los criterios adoptados para priorización y ejecución de reformas en los circuitos de baja tensión? y ¿cuál es el atractivo o retorno de las inversiones efectuadas en B.T.?

La priorización de las reformas a los circuitos de baja tensión, propuestas en la referencia se realiza mediante un índice denominado PIS, el cual se detalla en la ecuación (3.2)

$$PIS = P1 * NCS + P2 * NCV + P3 * NIO + P4 * PST + P5 * PDT + P6 * PFV \quad (3.2)$$

Donde:

NCS: Número de clientes conectados al circuito de baja tensión.

NCV: Número de clientes con caída de tensión superior al 5%.

NIO: Número de interrupciones accidentales ocurridas en baja tensión.

PST: Porcentaje de sobrecarga del transformador.

PDT: Porcentaje de desequilibrio de transformador.

PFV: Pérdidas financieras (pérdidas no técnicas).

P1, P2, P3, P4, P5, P6 son los pesos utilizados en las ponderaciones de cada factor, la suma de éstos debe ser uno (1).

En [33] se presenta una metodología para la determinación de la red técnica y económicamente adaptada, de cara a la revisión tarifaria, que busca definir las opciones más convenientes de desarrollo en media y baja tensión (MT y BT), para abastecer el mercado eléctrico en un área de concesión, se trata de un modelo **greenfield**.

El estudio busca determinar la alternativa más conveniente, teniendo como variables la arquitectura de red, disponibilidad de reserva, equipamiento de maniobra y protección, módulos de transformación, sección de conductores y cantidad de salidas (circuitos), mediante la comparación de los costos totales capitalizados (“Se refiere al valor presente de un proyecto cuya vida útil se considera perpetua”), incluyendo los conceptos de inversión en instalación inicial y futura y los costos operativos, de pérdidas, y de penalizaciones por calidad de servicio, en el proceso se usan herramientas GIS con el objetivo de aproximarse de manera más exacta a la realidad.

Para realizar el estudio, se deben tener en cuenta las siguientes consideraciones:

- Definición de las características del mercado: densidad de consumo por km² de cada área típica de distribución (ATD), sistema eléctrico representativo, conjunto de instalaciones requeridas para abastecer cada ATD, que constituye la alternativa tecnológica que cumple con los menores costos totales, crecimiento de la demanda, y el tipo de clientes.
- Aspectos preliminares: tipo de red (aérea o subterránea y cumplimiento de normatividad), tecnología seleccionada (tipo de tecnologías para la red a usar, teniendo presente costos de la instalación, energía no suministrada, etc.), costos unitarios de instalación y explotación (son valores unitarios promedios de instalación, los de explotación; incluyen los de operación, reparación y revisión de instalaciones, conforme a las tasas de daños típicas de dichas tecnologías, y a las rutinas de mantenimiento normales, suponiendo que las instalaciones están en el promedio de vida útil y bien mantenidas), nivel de carga de las unidades (depende del rango de utilización económico, de su capacidad térmica y el criterio de reserva adoptado, por ejemplo, para circuitos subterráneos se asume una reserva de 50%), caída de tensión (parámetro de control la caída de tensión máxima en baja tensión, por lo cual ha de tenerse en cuenta la regulación de tensión aguas arriba).
- Datos básicos requeridos del modelo: tasa de interés anual, tiempo de estudio, vida útil de las instalaciones (se adoptó 30 años), costo de pérdidas, tiempo de utilización (se definió un valor representativo para MT, Centro de transformación (CT), y BT).

Una vez definidos los aspectos anteriores, el modelo se desarrolla ejecutando las siguientes etapas:

- a) Elección de muestras para las distintas ATD y sub ATD.
- b) Desarrollo de las variantes de red en sistema SIPRE (módulo de transformación, secciones de conductor y cantidad de salidas), cálculo de caídas de tensión y pérdidas técnicas.
- c) Determinación de inversión inicial y de costos capitalizados de instalaciones futuras, pérdidas técnicas, gastos de explotación y de energía no distribuida para red BT y centros de transformación MT/BT. Preselección de alternativas.
- d) Desarrollo de red de MT para diferentes escenarios de módulos de CT. Cálculo de caídas de tensión, pérdidas y energía no suministrada para variantes de sección de conductor MT y ubicación de aparatos de maniobra.

- e) Determinación de inversión inicial y de costos capitalizados para la red MT.
- f) Integración de costos de las variantes preseleccionadas de red MT y BT. Elección de la alternativa más conveniente.

El trabajo así determinado, tiene semejanza con los modelos de planificación de una red greenfield tratados en el apartado 3.1.2 *Referencias de planificación de sistemas de distribución y/o proyectos de redes usando métodos matemáticos y metaheurísticas*, procurando determinar la red optimizada, su inversión (minimización del costo), minimizar la energía no servida y minimizar las pérdidas, teniendo en cuenta los costos operativos. No se indica en el trabajo la técnica de optimización usada, para solucionar el problema de planeamiento de la red técnico económicamente adaptado.

El trabajo indicado en [34] presenta un modelo geométrico y estadístico, para realizar el planeamiento-inversiones de la red, sin recurrir a los aspectos topológicos de la esta (trazado en campo, cargas, diagramas unifilares, etc.), sustituyendo el análisis comportamental de variables de campo, por un conjunto de parámetros específicos que poseen valores estables cuando son analizados en un conjunto de redes que pertenecen a zonas de acción con formas geométricas semejantes. Con este procedimiento se evita el uso de recursos tradicionales como flujo de potencia y programas de distribución de carga, que además de extensas bases de datos, requieren el mantenimiento permanente de la información, la cartografía y los demás aspectos asociadas a modificaciones o alternativas.

En esta propuesta se busca obtener, por lo tanto, un planeamiento agregado de inversiones (se obtienen resultados a nivel macro) que minimice la inversión, las pérdidas y la energía no distribuida, considerando además el criterio de conservación o uso racional de la energía.

El procedimiento general es el siguiente:

- a) Formación de familias de redes. Las subestaciones y redes se clasifican en familias homogéneas, se analiza un miembro de la familia para ver el comportamiento y también es posible estudiar las características de varios elementos de la familia.
- b) Modelado geométrico de las subestaciones y redes. Una vez construida la clase de familia, esta se representa por una elipse en la que uno de sus focos es la subestación.
- c) Validación de las leyes estadísticas. Se establece un conjunto de leyes estadísticas que reflejan el comportamiento actual y futuro de la red. Cuando la zona en estudio no está poblada, se usa un algoritmo denominado árbol cronológico de longitud mínima, donde los puntos de carga se generan de forma aleatoria determinado la zona de acción, la figura así obtenida, representa la menor red posible.
- d) Determinación de las opciones técnicas. Se incluyen los criterios de diseño de planeación, materiales utilizados, etc.
- e) Determinación del parámetro relativo a la conservación de la energía. Se considera la variable % $C_{m\acute{a}x}$, que corresponde al porcentaje máximo de energía a ser conservada anualmente y que se tiene en cuenta en el proceso de planeación. Se usa una función de conservación, la cual varía linealmente con la energía a conservar.
- f) Función global de costos. Esta busca minimizar la inversión, las pérdidas, la energía no distribuida y el costo de implementación del programa de conservación de la energía, se encuentra sujeta a restricciones de caída de tensión y cargabilidad.

- g) Expansión optimizada de las redes. Se realiza siguiendo todas las hipótesis posibles para la creación de nuevos alimentadores, nuevas subestaciones, nuevos refuerzos de red, etc. Las leyes son introducidas en el sistema y estas después, son representadas como una elipse de acuerdo a lo indicado en los literales anteriores, asimismo, se realiza para cada año de estudio la revisión de la demanda, de las condiciones técnicas de red, requerimientos de atención de nuevos clientes, detección de restricciones y soluciones a las mismas, mejora de nivel de pérdidas, mejora de la calidad del servicio y de los índices de conservación de la energía, para luego escoger la secuencia de las obras.
- h) Plan general de obras. Es el plan determinado a partir de la expansión optimizada, las metas físicas de intervención, en subestaciones, circuitos y transformadores de distribución, además del presupuesto requerido por año. Si el recurso financiero se hace insuficiente, se puede relajar las restricciones técnicas y/o el costo de la energía no servida (ENS), lo cual implica un déficit en la calidad del servicio.

La referencia no señala explícitamente el uso de técnicas de optimización, para determinar el plan de inversiones.

En [35] se hace referencia a un módulo de software desarrollado en la UTE²⁸ para la definición de las inversiones, de acuerdo a su rentabilidad. El sistema se enfoca en la calidad del servicio, esto es, la calidad al cliente, cantidad y duración de las interrupciones y también mejora de los niveles de tensión. Este posee tres módulos, flujo de carga, calidad del servicio y económico, los resultados de módulos 1 y 2 son entradas para el 3 y en conjunto con otros parámetros económicos intervienen en una ecuación de costo beneficio.

En la referencia sólo se trata el módulo de calidad del servicio, el cual simula, a partir de la estadística de fallas de los elementos de la red, la variación de los indicadores de interrupciones respecto a la situación original que un determinado planteo de obra pueda generar.

El sistema evalúa la mejora en el nivel de energía no suministrada (ENS), que interviene directamente en la evaluación económica. Ha sido desarrollado en un entorno GIS y recibe información de los otros sistemas corporativos. De la fuente de sistema de gestión de incidencias (SGI), se extrae la estadística de interrupciones, se realizan cálculos de potencias pico, se construyen las curvas de carga de instalaciones, se calcula la energía no suministrada por cada interrupción, etc. y se evalúan las soluciones propuestas.

El módulo de Calidad del Servicio, suministra la información concerniente a la mejora en la energía no servida (ENS) que un determinado proyecto de red pueda reportar.

Esta energía se valoriza, utilizando los costos de falla para los distintos tipos de clientes involucrados. La evaluación de la inversión resulta de comparar que pasa con el

²⁸ UTE, "Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE), es una empresa propiedad del estado uruguayo que se dedica a las actividades de generación, trasmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica, prestación de servicios anexos y consultoría". <http://portal.ute.com.uy/institucional>.

proyecto y sin proyecto, la evaluación es el cociente entre VAN (Valor actual neto)/INVERSION.

La referencia [36] hace énfasis en que las decisiones de inversión, no deben tomarse en cuenta sólo las consideraciones de experiencia técnica de los ingenieros, si no que se deben involucrar criterios financieros, para verificar el valor que se agrega con cada proyecto y que se traduce en beneficios para los accionistas, indicando que debe eliminarse la subjetividad en las inversiones, contribuyendo al hecho de culturizar con visión financiera o empresarial a los ingenieros. Esta visión, es aplicada en la referencia a la solución de un problema de continuidad del servicio, donde se valoran las soluciones y se calculan los beneficios de las mismas para determinar el valor presente neto de las inversiones y permitir ayudar en la toma de decisiones.

En [37] se muestra la planeación de inversiones con foco en la calidad del servicio y análisis de riesgo para una gestión efectiva de activos en la empresa ENEL²⁹.

El concepto de riesgo, se asocia a la necesidad de realizar o no una gestión sobre los circuitos con menor calidad del servicio o con problemas históricos que inciden en la calidad del servicio en pro de hacerse acreedor a las rentas del modelo de incentivos y compensaciones, establecidos por el regulador italiano. Es decir, el distribuidor ENEL priorizará las inversiones en los circuitos con afectaciones de calidad y pospondrá inversiones en otros con un riesgo asociado de ser penalizado o no, por calidad del servicio.

Lo que se busca en el esquema implementado, es valorar como contribuye cada línea de media tensión en la ganancia de los incentivos en cada distrito (ENEL posee alrededor de 300 distritos).

Así, se calcula un indicador de riesgo que toma en cuenta la duración y frecuencia de las interrupciones y unas constantes que representan el incentivo económico a reducir un minuto en la discontinuidad, este indicador de riesgo en unidades monetarias (Euros), permite, de esta manera, valorar el riesgo de no mejorar la calidad del servicio en el distrito. El riesgo está establecido como una penalización, si no se mejora en la calidad del servicio y la priorización se centra en los circuitos con mayor riesgo o que contribuyen a generar mayores beneficios o rentas para el inversionista.

La referencia [38] presenta una metodología de toma de decisiones de inversión, para priorización de proyectos en redes de distribución de media tensión, basado en un algoritmo genético multiobjetivo.

El problema se asocia directamente con la planeación de sistemas de distribución, en lo que se relaciona con la obtención de un plan optimizado de inversiones en un horizonte de corto plazo. Este plan se obtiene a partir de una lista general de proyectos que toma en cuenta los costos del proyecto y algunas características técnicas del alimentador bajo estudio, tales como, el número de consumidores, caídas de tensión y los índices de confiabilidad, considerando la restricción de presupuesto con el que

²⁹ ENEL “es el acrónimo de Ente Nazionale per l’Energía eLettrica, la mayor empresa italiana del sector energético”. <https://www.enel.com>.

cuenta la empresa para realizar dicha inversión. El criterio utilizado para la selección es la relación beneficio / costo de cada mejora, el cual está de acuerdo a los objetivos definidos por el planeador de inversiones dentro de la herramienta computacional.

Por ejemplo, si el objetivo es costo y clientes, los planes de expansión que tengan una mayor cantidad de obras con buen impacto en clientes y bajo costos deben ser seleccionados y almacenados, para que el planeador pueda escoger cuáles de los planes, satisfacen de mejor manera las necesidades de la empresa.

La metodología de priorización es realizada en tres etapas a saber:

- a) Verificación de dominancia de la red actual. Los objetivos usados en la verificación de dominancia son, verificación de la caída de tensión del alimentador (%), costos de la obra, cargabilidad del alimentador a intervenir (%), número de clientes beneficiados por la obra, índice FEC del alimentador (se usa el índice FEC, frecuencia de interrupciones, en lugar del DEC, duración de las interrupciones debido a que las obras de red compacta y multiplexada tienen una influencia relevante en la reducción del FEC, por sus características propias). Las simulaciones realizadas en el trabajo de la referencia no consideran simultáneamente todos los objetivos, solo considera tres o cuatro a la vez, por cuestiones de simplicidad.
- b) Creación de nicho para individuos no dominados. Con la información de la etapa de dominancia se crea un nicho de individuos (planes de expansión creados por el algoritmo), que a priori, se calificaron como no dominados a partir de la primera etapa.
- c) Mutación de nicho para individuos no dominados. Esta etapa es la responsable de mantener los mejores individuos de nicho (no dominados), realizando una comparación de los individuos que estaban calificados como tal, con la población actual, para hacer realmente seguro que los individuos que están en el nicho, son los que cuentan con las obras de mejor relación beneficio/costo.

Los resultados arrojados por la simulación, indicarán los planes de obras (planes de expansión de corto plazo) en los alimentadores de media tensión, que toman en cuenta los objetivos de verificación de dominancia y que cumplen con la restricción presupuestal.

En [39] se presenta un modelo que busca valorar el riesgo de posponer los proyectos del plan de inversiones. El método 3F (3 Factor) es usado para una valoración general (riesgo específico de grupo y basado en experiencia) y específico (de un proyecto).

Se propone por los autores una aproximación a este tema, mediante el concepto de "riesgo de aplazamiento" (ROP), un intento de cuantificar la urgencia de un proyecto, la cual se valora mediante una matriz de posibles riesgos (observados por expertos "lo que puede pasar") a los que se enfrenta el proyecto, cada uno de esos riesgos se valora, considerando la severidad, la frecuencia y la probabilidad de los mismos.

El autor considera que esta metodología puede ser útil en la gestión de activos y una interesante interface entre el control técnico y financiero en las etapas de planificación de inversiones de corto y mediano plazo. Esta técnica es semejante a

los procesos de valoración de riesgos que se realiza en las empresas de manera cualitativa, para la ejecución de proyectos, en la que influye, de manera directa, los denominados criterios de experto.

El trabajo presentado en [40] propone un modelo multicriterial para la evaluación de alternativas de inversión, con el objetivo de traducir la multiplicidad de variables cuantitativas (VPL valor presente líquido, IL índice de lucratividad, TIR tasa interna de retorno, MTIR tasa interna de retorno modificada, payback simple y descontado) y cualitativas (variables que ejercen influencia en la decisión de invertir, como la sociedad, medio ambiente, fuerzas políticas, regulación, mercado, tecnologías, imagen corporativa, riesgos, etc.) que influyen en la toma de decisiones de inversión.

El modelo multicriterio presentado aplica el método MAUT (Multi Attribute Utility Theory)³⁰ y se desarrolla por el autor en hojas de cálculo, para soportar la selección de alternativas de inversión, a través, del modelaje de las preferencias de los tomadores de decisiones, en cuanto a la importancia relativa de un criterio sobre otro (se modela el estilo de decisiones que toman las directivas).

El modelo MAUT de la referencia, se construyó siguiendo las siguientes etapas:

- a) Construcción del proceso general de presupuesto y aprobación de proyectos de inversión, proceso CAPEX³¹. Análisis técnico, presupuesto con flujo de caja, evaluaciones financieras de acuerdo a lo indicado en literal d.
- b) Identificación de interesados en el proceso de toma de decisiones de inversión (modelamiento de las preferencias de los tomadores de decisiones).
- c) Identificación de oportunidades de inversión.
- d) Definición de métodos y técnicas cuantitativas y de las variables cualitativas inherente al proceso de toma de decisiones. Las variables cuantitativas usadas son: VPL valor presente líquido, IL índice de lucratividad, TIR tasa interna de

³⁰ El método MAUT es una de las metodologías multicriteriales que buscan apoyar las decisiones en situaciones en que la necesidad de priorizar alternativas involucra múltiples objetivos e intereses, esto es, criterios múltiples. La teoría del MAUT se basa en los conceptos de modelaje de preferencias de un criterio en relación con otro.

Se puede indicar que la metodología multicriterial propone la solución de problemas a través de modelado de las preferencias y la utilidad esperada en una "función de utilidad multi-atributo", que representa las preferencias declaradas de los tomadores de decisiones en relación con los objetivos y las consecuencias de las alternativas. Por lo tanto un problema de decisión multi atributo involucra las siguientes etapas de decisión: a) evaluación de las consecuencias del problema a través de un proceso de clarificación de preferencias, tratando de incorporar al problema la selección/decisión del decisor y su comportamiento en relación con el riesgo. b) Montar el resultado de la calificación en una escala de utilidad, que establece para cada consecuencia un valor de utilidad. c) maximizar el valor esperado de la utilidad, obtenida de la función de utilidad y de la distribución de probabilidad en relación a la consecuencia considerada [40].

³¹ CAPEX. Son las inversiones que se deben realizar cuando se hace un proyecto, o cuando se realiza una repotenciación o reposición para aumentar el valor del activo.

retorno, MTIR tasa interna de retorno modificada, payback simple y descontado y las variables cualitativas son: tipo de proyecto (obligatorios, de sostenibilidad, elegibles y en ejecución) y evaluación de riesgo (ambiental, información para toma de decisiones, estratégico, financiero, de imagen, legal, mercado, operacional, patrimonial, recursos humanos, seguridad, tecnológico).

Se asigna por cada tipo de proyecto, el peso que debe tener el análisis cuantitativo y el cualitativo para la calificación final de los proyectos y para los riesgos se asigna un valor entre 0 y 10, de acuerdo a la importancia.

- e) Diseño del modelo multicriterio, para evaluación de alternativas de inversión, con el apoyo de las hojas de cálculo.

Como resultado final del análisis multicriterial se obtiene a través de las plantillas en Excel, una nota o calificación para cada proyecto, que permite establecer una clasificación ordenada, para que el tomador de decisiones apruebe su ejecución.

3.3 Conclusiones del capítulo

La revisión bibliográfica presentó la evolución en los métodos de planificación y diseño de sistemas y redes de distribución, al igual que la distinción y aplicación de los métodos de diseño y planificación usando técnicas de optimización que destacan su potencialidad y amplio uso, constituyéndose en el estado del arte.

Igualmente, este capítulo ha establecido el modo de operación de algunas empresas o agentes relacionados con el sector de distribución de energía para realizar la selección y priorización de proyectos de inversión.

A continuación, se presentan algunas conclusiones relacionados con este capítulo.

- El diseño y planeamiento de las redes de distribución evolucionó de gran manera, pues inicialmente sólo se consideraban los aspectos de orden técnico, es decir, cumplir con normas y criterios técnicos, pero, posteriormente, con las señales de regulación sectorial, se ha incluido de manera amplia el criterio de eficiencia, lo cual trajo consigo la evolución en la forma de planificar y diseñar las redes de distribución, produciendo con ello el avance en los métodos de planificación, apoyados en el progreso de las ciencias de la computación y modelos matemáticos.
- Las metodologías de planificación y diseño de redes evolucionaron desde los métodos de valoración y flujos de potencia, pasando por los métodos matemáticos, hasta las metaheurísticas.
- Los métodos de programación matemática aplicados a la planificación y diseño de redes de distribución radiales, han proporcionado una solución óptima al conjunto de ecuaciones planteadas, pero dicha solución no tiene porque coincidir con el óptimo real por dos motivos: a) la carencia de todos los datos necesarios para el modelo y b) las aproximaciones realizadas en la formulación, por ejemplo, la linealización de funciones objetivo, simplificaciones en las restricciones. c) Cuando se requiere modelar con exactitud, la complejidad aumenta y los tiempos de ejecución crecen enormemente con el tamaño del problema y no se puede disponer de soluciones intermedias hasta que el proceso de optimización termine [20].
- Las referencias señalaron que el problema de planificación y diseño de redes es un problema complejo, debido a las características que imponen: la segunda ley de Kirchhoff, las restricciones de tensión mínima y radialidad, la no linealidad de la función de costos a minimizar, además que el número de variables y restricciones del modelo dependen del número de nodos, de las posibles conexiones entre ellos (el número de posibles conexiones entre nodos es $n^{(n-1/2)}$ siendo n el número de nodos), lo cual deriva en un problema de gran tamaño.
- El referenciamiento ha mostrado que las técnicas de solución metaheurísticas, tienen un gran auge para resolver el problema de planificación y diseño de redes, debido a su capacidad para solucionar problemas de gran tamaño en tiempos computacionales aceptables, con la particularidad de que se pueden alcanzar soluciones de buena calidad. Las diferencias en el uso de éstas técnicas de solución se dan en el modelo propuesto y en el algoritmo genético que desarrolla cada uno de los autores.

- Las técnicas heurísticas más empleadas en la referenciación bibliográfica realizada son: intercambio de ramas, algoritmos genéticos, búsqueda tabú y recocido simulado.
- Las empresas han abordado el problema de la planificación y/o priorización de las inversiones con múltiples criterios, de manera general, se enfocan en la experiencia de los ingenieros y en la condición que esté viviendo la empresa, es decir, se producen estrategias de decisión considerando la condición del momento, por ejemplo, si el interés es la calidad del servicio, la estrategia de inversión se modela entorno a esa variable, o se consideran en los criterios de decisión otras consideraciones, como la efectividad de la inversión en el impacto sobre la red, las pérdidas, los clientes beneficiados, el riesgo de no ejecutar el proyecto, etc.
- Las referencias revisadas no han señalado la importancia o relevancia de realizar el diseño de los circuitos de distribución utilizando técnicas de optimización, que pueden ser adaptadas desde los modelos y técnicas de solución usadas para el planeamiento de la distribución, lo cual puede ser de interés para la empresa distribuidora en procura de mayores beneficios.
- La mayoría de las referencias consultadas han usado alguna técnica cuantitativa de la ingeniería financiera para evaluar los proyectos (VPL/VPN valor presente líquido/ valor presente neto, IL índice de lucratividad, TIR tasa interna de retorno, MTIR tasa interna de retorno modificada, payback simple y descontado, entre otros).
- Muchas de las referencias revisadas han realizado la priorización de inversiones con modelos subjetivos, tratando de establecer una priorización para establecer un orden de ejecución, sin aplicar un modelo de optimización de la inversión, que considere la maximización de beneficios ante restricciones del recurso económico.
- Algunas referencias han presentado el uso de modelos multicriteriales en el proceso de toma de decisiones de inversiones, para obtener un ordenamiento de las ejecuciones a través de una puntuación que considera variables cuantitativas y cualitativas.
- En general, las referencias pudieron clasificarse de acuerdo al enfoque que se le da al tema de la planeación y/o priorización de las inversiones, de la siguiente manera:
 - La priorización de inversiones o el planeamiento eléctrico incluye evaluaciones económicas a partir de exigencias regulatorias técnicas, como la regulación de la tensión, la calidad del servicio y las pérdidas de energía [27], [7], [28], [29], [30], [31], [32], [33], [34], [35], [36], [37] y [38].
 - La referencias [27] y [33] consideran las variables nivel de tensión, continuidad del servicio, pérdidas de energía, adicionalmente, en [33] se hace referencia a los costos de explotación. En [7] se consideran las pérdidas, desviación de tensión, costo de las interrupciones, energía no suministrada. En [29] se usan las variables regulación de tensión y sobrecarga. Las referencias [28], [30], [31], [35], [36] y [37] usan indicadores de continuidad del servicio. En [32] se consideran la caída de tensión, interrupciones del servicio, las sobrecargas, desequilibrio de tensión y pérdidas. La referencia [34] incluye los aspectos pérdidas, energía no distribuida y costo resultante de la implementación de los programas de conservación de la energía. La referencia [38] considera la calidad del servicio, caídas de voltaje y porcentaje de carga.

- Pocos referentes bibliográficos de los revisados, consideran el costo del AOM o se aproxima a él mediante la inclusión de algún aspecto relacionado con este en la evaluación de las inversiones.
- Los modelos usados para la evaluación financiera no han usado todas las variables que podrían ser objeto de estudio, es decir, tienen en cuenta sólo algunas variables, por ejemplo, en [27] sólo se tiene en cuenta la inversión y el costo de las pérdidas, aunque el documento menciona otras variables que podrían tenerse en cuenta, pero que se descartan por su difícil valoración. En [32] se consideran algunas variables como: caída de tensión, sobrecarga y pérdidas financieras, que pueden traducirse como pérdidas y penalizaciones por calidad del servicio en el aspecto de continuidad, puesto que en Brasil no se penaliza la imperfección por calidad de la potencia para el año de la referencia. La referencia [33] al tratar de aproximarse como ejercicio de revisión tarifaria, si considera muchas variables de interés, por ser un modelo **greenfield** para valoración de la tarifa. La referencia [34], introduce la variable de conservación de la energía (como parte de la estrategia de uso eficiente de la energía y minimización de las pérdidas). En [38] las variables que se consideran son: costo del proyecto, número de consumidores beneficiados por el proyecto, porcentaje de carga del alimentador, índice de confiabilidad SAIFI, variación con el proyecto funcionando (SAIFI antes y después del proyecto, faults/year) y porcentaje de caída de voltaje en el alimentador, sin embargo, no se consideran de manera simultánea.
- En algunos documentos o artículos consultados se indicó que después de la evaluación técnico y económica de las alternativas, se debe llegar al proceso de decisión, en el que influyen variables difíciles de cuantificar, por ejemplo, en la referencia [27], el Comité de Distribución del Brasil indica que en el proceso final de decisión influyen variables difíciles de valorar como: i) mejora de la calidad del servicio, por sobre el mínimo establecido en la reglamentación y ii) posibilidad de operar con mayor grado de contingencia, entre otras. e indica que teniendo en consideración todos los ítems expuestos habrá condiciones de optar por la alternativa más ventajosa en términos globales. En la referencia [7], se menciona que sería adecuado incluir en el modelo las metas de la empresa, como el uso de cables anti hurto en áreas de gran incidencia de pérdidas comerciales, pero que esto tiene reflejo significativo en el valor de la obra y, de alguna manera, debe proponerse su igualación con las obras normales para efectos de ponderación, igualmente, el efecto positivo o negativo de las obras en la imagen de la empresa debería valorarse. Estas dos variables son mencionadas, pero no se modelan porque se consideran subjetivas por parte del autor. No obstante, se indica que esas variables pueden ser tenidas en cuenta por un tomador de decisiones.
- Sólo algunos de los documentos han introducido el concepto de riesgo, pero no como una variable en un proceso, sino que se cuantifica el riesgo como una ecuación compuesta por un estímulo tarifario en euros al disminuir un minuto en interrupciones y en los indicadores SAIDI y SAIFI-MAIFI respectivamente [37] y así decidir dónde es más importante invertir, puesto que, la calidad debe mejorarse en una zona determinada. En otras referencias, se menciona el riesgo, indicando que la evaluación de definir o priorizar las obras hace que se puedan posponer otras, porque representarían menos riesgo, pero no se define cómo se pondera la variable [28].

-
- Sólo algunas referencias indican haber usado técnicas de optimización o numéricas para definir la priorización y direccionamiento de inversiones [7]. Otras referencias hablan de expansión optimizada, pero no se observa el uso de técnicas de optimización matemática [34]. La referencia [38] hace uso de una heurística multi objetivo para modelar este tipo de problema, involucrando las técnicas de algoritmos genéticos y la teoría de frontera óptima de pareto.
 - Pocas referencias indicaron contar con un modelo automatizado para la priorización de inversiones, [7], [32], [34], [35] y [38].
 - La gestión de las inversiones ha sido realizada dentro del marco de la gestión de calidad total de la empresa, [31] y [32].

4. Modelo conceptual

4.1 Alcance

Se indica en este apartado los actores, aspectos o conceptos que se relacionan con la toma de decisiones de inversión, con el objetivo de proponer el modelo conceptual para la planeación y/o priorización de inversiones en la actividad de distribución de energía eléctrica en los niveles de tensión I y II, en el escenario de la planeación de la operación para la reposición y expansión de pequeñas redes.

Se propone un modelo conceptual y se describen sus módulos componentes desde el quehacer o deber ser y se elabora una aplicación para el último módulo del modelo, denominado módulo de priorización de inversiones, dentro del cual se adapta un algoritmo genético de **Chu & Beasley** (AGCB) usado en la referencia [53]. En el Anexo A se presentan los bloques que componen el algoritmo realizado.

4.1.1 Consideraciones para la toma de decisiones de inversión

El proceso de toma de decisiones de inversión en el sector eléctrico se hace cada vez más complejo aun cuando las leyes sectoriales garanticen el principio de suficiencia financiera³², debido a que el regulador impone también criterios de eficiencia económica³³,

³² La ley 142 (Ley de servicios públicos) la define como:

“suficiencia financiera, se entiende que las fórmulas de tarifas garantizarán la recuperación de los costos y gastos propios de operación, incluyendo la expansión, la reposición y el mantenimiento; permitirán remunerar el patrimonio de los accionistas en la misma forma en la que lo habría remunerado una empresa eficiente en un sector de riesgo comparable; y permitirán utilizar las tecnologías y sistemas administrativos que garanticen la mejor calidad, continuidad y seguridad a sus usuarios”

³³ En la ley de servicios públicos domiciliarios se indica:

“Por eficiencia económica se entiende que el régimen de tarifas procurará que estas se aproximen a lo que serían los precios de un mercado competitivo; que las fórmulas tarifarias deben tener en cuenta no sólo los costos sino los aumentos de productividad esperados, y que éstos deben distribuirse entre la empresa y los usuarios, tal como ocurriría en un mercado competitivo; y que las fórmulas tarifarias no pueden trasladar a los usuarios los costos de una gestión ineficiente, ni permitir que las empresas se apropien de las utilidades provenientes de prácticas restrictivas de la competencia. En el caso de servicios públicos sujetos a fórmulas

y regula además de las tarifas otros aspectos a través de, instrumentos económicos como los aplicados hoy y plasmados en la resolución CREG 097 de 2008 y como se propone realizar de acuerdo a lo indicado en 2.2.2 *Prospectiva regulatoria en Colombia para la remuneración de la distribución en los niveles de tensión I y II*, a lo anterior ha de sumarse la influencia y expectativas de los clientes, los accionistas y diversos factores y variables sociales, ambientales, y de riesgo, que interactúan entre sí y, a veces generan objetivos que entran en conflicto.

La interacción de los actores regulador, inversionista y cliente, generan señales que deben tomarse en cuenta en las decisiones de inversión y, por lo tanto, éstas deben identificarse, sean cuantitativas o cualitativas para ser tomadas en cuenta y evaluar la forma o posibilidad de ser incluidas en el modelo conceptual como criterios de decisión.

En los numerales siguientes, se describen los módulos que componen el modelo conceptual propuesto.

Es importante anotar que en cada módulo se pueden conjugar tareas que hoy se realizan en la empresa distribuidora y nuevas tareas que procuran obtener mayores eficiencias.

4.2 Módulos para el modelo conceptual

4.2.1 Módulo 1. Banco de proyectos inicial

Este deberá ser un sistema de información (base de datos) y será poblado a partir de las necesidades de los clientes, la empresa distribuidora o solicitudes del regulador (cuando aplique), las necesidades identificadas son, generalmente, a causa de cargabilidad, problemas de calidad del servicio (continuidad, calidad del producto, que por lo general se asocia a regulación de tensión), seguridad eléctrica o deterioro de la red que afecta su desempeño.

El banco inicial será la fuente principal de información para la planeación de la operación en lo que se refiere a la reposición y expansión de pequeñas redes en los niveles de tensión I y II.

En éste, se tendrá la información de cada uno de los proyectos candidatos, desde que se hace el reporte (se detecta la necesidad), se le asigna un técnico responsable para realizar las labores de campo (levantamiento y mediciones eléctricas), hasta su reporte de estado. Una vez realizada las labores de campo, se debe ingresar la información al banco de proyectos inicial que será la fuente de información para proceder con los análisis y diseños técnicos.

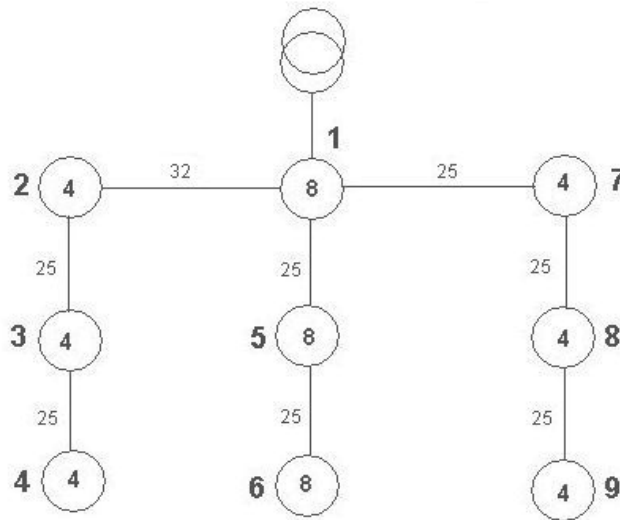
Ejecutado el levantamiento en terreno, cada técnico debe entregar la información recolectada georreferenciada, planos de levantamiento de concentración de cargas y topología de la red (longitud de red, distribución y ubicación de usuarios, número de apoyos, calibres, potencia del transformador, tensión de alimentación del transformador, número de usuarios, consumos por usuario, pérdidas del circuito y porcentaje de

tarifarias, las tarifas deben reflejar siempre tanto el nivel y la estructura de los costos económicos de prestar el servicio, como la demanda por éste”.

regulación en usuarios finales y puntos intermedios), este requerimiento aplica igualmente cuando se va a intervenir una zona nueva (expansión de pequeñas redes).

En la empresa distribidora generalmente cuando se realiza el levantamiento de campo, el técnico ubica los apoyos que se usaran en el diseño final, el diagrama de concentración de carga se realiza a partir del plano de levantamiento y debe llevar trayectorias similares a la red secundaria que se va a diseñar en la reposición, esto se hace con el fin de conservar la similitud visual para verificar y corregir posibles errores (es decir se realiza el trazado del circuito), posteriormente esta información será usada para correr un flujo de carga y determinar calibre de conductores, regulación de usuarios finales y capacidad transformador, véase **Figura 4-1**.

Figura 4-1: Plano concentración de cargas y topología [Elaboración propia].



El procedimiento de media tensión es semejante para el levantamiento de los nodos, realizando la concentración de cargas respectiva (transformadores de clientes y de la empresa distribidora).

4.2.2 Módulo 2. Módulo Técnico

En este apartado tienen incidencias las consideraciones de los clientes, la empresa y el regulador, se referencian las variables a tener en cuenta para la implementación del módulo técnico de diseño de los circuitos a reponer y para la expansión de pequeñas redes.

- Clientes: del lado del cliente se deben tener en cuenta las reclamaciones o peticiones de carácter técnico asociado al servicio, como la continuidad, calidad de la potencia o seguridad eléctrica. En lo relacionado con la calidad se presentan problemas relacionados generalmente con la tensión de servicio, lo cual puede ser causado por sobrecarga en el transformador, calibres de cables inadecuados, conexiones inadecuadas, etc. o problemas asociados a la continuidad por fallas en los

componentes de la red y respecto a la seguridad se hace referencia a las distancias eléctricas reglamentarias de acuerdo con el RETIE³⁴, entre otras.

- **Regulador:** la regulación de la distribución se da debido a la condición de monopolio natural, esta busca condiciones de eficiencia y calidad del servicio a través de mecanismos de incentivos. Las acciones regulatorias se convierten en importantes señales que han de tenerse en cuenta para las propuestas de diseño de las redes a reponer o la expansión de pequeñas redes a realizar, para cumplir con la eficiencia, la calidad del servicio, en pro de evitar sanciones y procurar la captura de beneficios por parte del distribuidor.

Las señales regulatorias se pueden entender mediante el ejemplo del incentivo que tiene el distribuidor a reducir las pérdidas, para ello, se recurre al modo genérico de tarifa (el cual tradicionalmente es un esquema de costo medio histórico combinado con modelo de altos incentivos, como price cap y una remuneración de las inversiones basada en valor de reposición a nuevo), la cual señala un cargo o ingreso máximo [\$/kWh] por cada unidad de energía transportada en un nivel de tensión dado del sistema y para un periodo regulatorio que tiene una duración de 5 años, generalmente, y la cual puede ser representada mediante la ecuación (4.1)

$$\text{Costo Unitario} = \frac{I + AOM}{E_{Uj,n}} \quad (4.1)$$

Donde:

Costo Unitario o cargo máximo: Costo por kWh transportado [\$/kWh], se calcula para cada uno de los niveles de tensión definidos para los sistemas de distribución, esto es, niveles de tensión 1,2, y 3 [43].

I: Inversión en distribución [\$]. Refleja los recursos financieros comprometidos por el accionista, lo cual se materializa en la base de activos eléctricos a remunerar, equipos y redes y en activos no eléctricos, edificios, terrenos, etc., y una tasa de retorno de los recursos financieros comprometidos por el inversionista, remuneración del patrimonio invertido por los accionistas, tasa que se asocia a actividades con riesgo semejante.

AOM: “valor de los gastos de administración, operación y mantenimiento” [43], en estos se reconocen actividades como los estudios relacionados con la actividad de distribución de energía, coordinación de la operación entre agentes del sector, ejecución de maniobras con el sistema interconectado, supervisión de la operación, ejecución de mantenimientos, actividades de reposición del servicio, gestión y administración de las actividades, etc.

E_{Uj,n} Energía útil [kWh-año]: Esta variable se asocia a la energía que realmente se usa en un nivel de tensión, es decir, la energía entrante al nivel de tensión menos las pérdidas técnicas reconocidas en el nivel de tensión respectivo, ver ecuación (4.2)

³⁴ RETIE: “Reglamento técnico de instalaciones eléctricas”, emitido en Colombia por el ministerio de minas y energía.

$$E_{u j,n} = EE_{j,n} * (1 - P_{j,n}) \quad (4.2)$$

Donde:

$E_{u j,n}$: Energía Útil del nivel de tensión n, del OR j.

$EE_{j,n}$: Energía de entrada al nivel de tensión n, del OR j, durante un año calendario, descontada la energía de salida al STN.

$P_{j,n}$: Porcentaje de pérdidas reconocido para el nivel de tensión n, del OR j.

Así, a partir del porcentaje de pérdidas eficientes determinado por el regulador, la inversión y AOM, se determina el cargo o costo unitario [\$/kWh], el cual será fijo en un periodo tarifario y, por lo tanto, éste no podrá ser disminuido. Con esta premisa, el distribuidor buscará que el porcentaje de energía útil sea mayor y con esto su costo real de cargo o costo unitario sea menor que el reconocido, apropiándose de esta renta, pues el valor reconocido ya está fijado, además que el comercializador deberá comprar menos energía en el mercado para cumplir con la demanda de los clientes finales.

El módulo técnico, estará encargado de realizar un proceso de optimización, que busca determinar desde el punto de vista técnico, el mínimo costo de inversión y la maximización de los beneficios, para lo cual, la técnica de diseño óptimo del circuito minimizará la inversión, realizando ubicación y tamaño óptimo del transformador de distribución, minimizará la longitud de circuito hasta las cargas, la longitud de conexión al primario, las pérdidas técnicas, y las desviaciones de tensión respecto a la nominal de servicio, etc.

El proceso de optimización deberá usar un flujo de carga trifásico con neutro, que permita realizar el balance de fases y así minimizar las pérdidas debido a ello [24].

En general se pueden identificar los siguientes aspectos o señales regulatorios para el proceso de optimización técnico a tener en cuenta para la planeación y/o priorización de inversiones y que deben incluirse en el módulo técnico y financiero a desarrollar:

- a) **Costo de inversión:** Generalmente se determinan a partir de los costos índices (costos unitarios comerciales) de la empresa distribuidora, para el proyecto de reposición y expansión de pequeñas redes. Para obtener el costo de inversión, se realizará el desarrollo de las tareas y actividades del módulo 4.2.1 *Módulo 1. Banco de proyectos inicial* y el proceso de diseño con optimización, a partir del trazado inicial de campo del circuito, el resultado validará el conductor, regulación de usuarios (red secundaria) o cargas finales (red de nivel 2 o primaria), capacidad de transformador, etc. procurando el cumplimiento técnico y, con ello, estableciendo los equipos y materiales que determinan el costo final del circuito en lo referente a inversión, pero buscando su minimización.

No obstante, la regulación establece señales de eficiencia para las inversiones en el nivel de tensión 1 y 2, las cuales debe tenerse en cuenta en el diseño de la reposición y expansión de pequeñas redes.

El regulador para el nivel de tensión uno (sistemas con tensión nominal menor a 1 kV), generalmente recurre al diseño de muestras representativas por grupo de calidad del servicio³⁵, que permitan tipificar las topologías y los costos de los circuitos y, por lo tanto, con base en estos, determinar las inversiones en que incurren los operadores de red en éste nivel de tensión. Esto se realiza debido a la dificultad de tener todas las redes inventariadas para este nivel de tensión. De acuerdo a lo anterior, el regulador determina conforme a [43] la inversión, así:

El costo de inversión para el nivel de tensión 1 y la inversión media por circuito (transformador más red secundaria, estimada en el nivel de tensión 1, para el estrato h, de la muestra del OR j) se determina de acuerdo a la ecuación (4.3), la cual es tomada de la resolución CREG 097 de 2008 [43].

$$CAI_{j,1} = NT_j * \left[\sum_{h=1}^H \left(Inv_{HRj,h} * W_{j,h} * \frac{r}{1 - (1+r)^{-vi}} \right) + \sum_{h=1}^H \left(Inv_{HTj,h} * W_{j,h} * \frac{r}{1 - (1+r)^{-vi}} \right) \right] \quad (4.3)$$

Donde:

$CAI_{j,1}$: Costo anual equivalente de los activos de uso para el nivel de tensión 1.

NT_j : Número de transformadores de distribución de nivel de tensión 1, para el OR j. Corresponde a los transformadores reportados al SUI36 por los OR a la fecha de corte.

$Inv_{HRj,h}$: Inversión media de redes por circuito estimada en el nivel de tensión 1, para el estrato h, de la muestra del OR j.

³⁵ La regulación determinó cuatro grupos de calidad. Los Grupos de Calidad se determinan de acuerdo con las siguientes reglas según [43]:

GRUPO 1: Circuitos, tramos o transformadores ubicados en Cabeceras municipales con una población superior o igual a 100.000 habitantes según último dato certificado por el DANE.

GRUPO 2: Circuitos, tramos o transformadores ubicados en cabeceras municipales con una población menor a 100.000 habitantes y superior o igual a 50.000 habitantes según último dato certificado por el DANE.

GRUPO 3: Circuitos, tramos o transformadores ubicados en cabeceras municipales con una población inferior a 50.000 habitantes según último dato certificado por el DANE.

GRUPO 4: Circuitos, tramos o transformadores ubicados en suelo que no corresponde al área urbana del respectivo municipio o distrito.

³⁶ SUI: "Sistema único de información". Sistema de información sobre el cual los agentes del sector reportan información solicitada por la Superintendencia de servicios públicos domiciliarios o la CREG.

- $Inv_{HTj,h}$: Inversión media de transformadores por circuito estimada en el nivel de tensión 1, para el estrato h, de la muestra del OR j.
- r : Tasa de retorno reconocida para la metodología de precio máximo.
- vi : Vida útil en años, reconocida para los activos i de nivel de tensión 1, de acuerdo con las definidas por el regulador en la resolución CREG 097 de 2008.

De manera simplificada la inversión media por circuito (transformador más red secundaria) estimada en el nivel de tensión 1, para el estrato h, de la muestra del OR j. se puede determinar teniendo en cuenta la inversión total estimada para cada OR en el proceso de tipificación de los circuitos, ver ecuación (4.4)

$$CRI_{j,1} = NT_j * \left[\sum_{h=1}^H (Inv_{Hj,h} * W_{j,h}) \right] \quad (4.4)$$

Donde:

NT_j : Número de transformadores de distribución de nivel de tensión 1, para el OR j. Corresponde a los transformadores reportados al SUI por los OR a la Fecha de Corte.

H : Número de estratos de la muestra del ORj

$Inv_{Hj,h}$: Inversión media por circuito (transformador más red secundaria) estimada en el Nivel de Tensión 1, para el estrato h, de la muestra del OR j.

$W_{j,h}$: Ponderación del estrato h de la muestra del OR j.

$$Inv_{Hj,1} = \frac{1}{NM_{j,h}} * \left[\sum_{k=1}^{NM_{j,h}} (Inv_{Cj,k}) \right] \quad (4.5)$$

Donde:

$Inv_{Cj,k}$: Inversión estimada del circuito k del estrato h, de la muestra del OR j, para obtener este valor se utiliza el inventario de los circuitos de la muestra reportados por el OR a la comisión en respuesta a la circular CREG 013 de 2007 y los costos reconocidos en el numeral 5.3 de la resolución CREG 097

de 2008. Para la valoración de los transformadores de la muestra se aplican los criterios definidos en el capítulo 14 de la resolución CREG 097³⁷.

$NM_{j,h}$: Número de transformadores de distribución de nivel de tensión 1, de la muestra del OR j , del estrato h .

El factor de ponderación del estrato h , de la muestra del OR j , se obtiene por medio de la ecuación (4.6)

$$W_{j,h} = \frac{N_{j,h}}{NT_j} \quad (4.6)$$

Donde:

$N_{j,h}$: Número de transformadores de distribución de nivel de tensión 1, del OR j , del estrato h .

Tratamiento de la variable o señal en el módulo técnico: vía regulatoria se fija para el distribuidor en el nivel de tensión 1, el valor máximo de inversión por circuito secundario en cada grupo de calidad en su sistema (muestra representativa tomada de su sistema), este valor debe actuar como una restricción en el diseño óptimo del circuito a reponer o pequeñas redes a expandir o, más bien, debe ser una referencia para los resultados obtenidos del diseño, para señalar en cuanto por encima de ésta se debe realizar la inversión, debido a que, generalmente, el sector vive la situación de mayores costos comerciales en los equipos y elementos de la red respecto a los determinados por el regulador.

Para el nivel de tensión 2 (sistemas con tensión nominal mayor o igual a 1 kV y menor de 30 kV), el costo de inversión a tener en cuenta se asocia con las unidades constructivas del nivel de tensión 2, esto es, la CREG definió el costo por kilómetro por tipo de red y el costo de equipos a usar en la red (pararrayos, seccionadores, reconectores, entre otros) cuando aplique. Los valores de las unidades constructivas se asocian al costo reconocido indicado por el regulador en la resolución CREG 097 de 2008 en el capítulo 5.

Tratamiento de la variable o señal en el módulo técnico: el regulador para el nivel de tensión 2 reconoce un valor máximo por kilómetro de red de inversión (por circuito primario) y éste debe considerarse como una restricción en el diseño óptimo del circuito a reponer o

³⁷ La resolución CREG 097 de 2008 incluye un concepto de eficiencia en el uso de los transformadores de distribución.

La valoración de cada transformador de nivel de Tensión 1 se efectúa de acuerdo con la cargabilidad individual considerando la información de ventas anuales registradas en el transformador, extractada del SUI. La capacidad será la que corresponda a la reportada por el OR cuando dicho transformador presente una cargabilidad igual o superior al 40% de su capacidad nominal. En caso contrario, se registrará el valor del transformador con capacidad menor que cumpla con la cargabilidad el 40% para atender la demanda asociada [43].

pequeñas redes a expandir en el escenario de la planeación operativa o, más bien, debe ser una referencia para los resultados obtenidos del diseño, para señalar en cuanto por encima de ésta se debe realizar la inversión, debido a que generalmente el sector vive la situación de mayores costos comerciales en los equipos y elementos de la red que los determinados por el regulador. Por lo tanto, los valores de los diseños óptimos han de compararse contra los valores reconocidos o imponer una restricción al problema de optimización.

- b) **Pérdidas de energía:** las pérdidas de energía son un concepto de eficiencia en la distribución de energía eléctrica que se ha de tomar en cuenta en la tarifa y además se considera una acción de sostenibilidad como un mecanismo de desarrollo limpio que deben atender las empresas. Así lo entiende el país y lo consagra en el artículo 45 de la ley eléctrica (ley 143 de 1994):

“los costos de distribución que servirán de base para la definición de tarifas a los usuarios regulados del servicio de electricidad, por parte de la Comisión de Regulación de Energía y Gas, tendrán en cuenta empresas eficientes de referencia según áreas de distribución comparables, teniendo en cuenta las características propias de la región, tomarán en cuenta los costos de inversión de las redes de distribución, incluido el costo de oportunidad de capital, y los costos de administración, operación y mantenimiento por unidad de potencia máxima suministrada. Además, tendrán en cuenta niveles de pérdidas de energía y potencia característicos de empresas eficientes comparables”.

Por lo cual el regulador ha creado incentivos a la disminución de las pérdidas, tal como se ha indicado al inicio de este numeral.

El concepto de pérdidas se relaciona con la energía que se produce y se transporta pero que los distribuidores y/o comercializadores no pueden facturar, porque ésta se “pierde” en el proceso de prestación del servicio al usuario final o porque algunos usuarios la toma de la red de manera ilegal. Así en la resolución CREG 097 de 2008 se indica que las pérdidas pueden ser técnicas y no técnicas y la manera como éstas se calculan [43].

Para el nivel de tensión 2, de acuerdo con [43] el cálculo se realiza de la siguiente manera:

Se calcula un índice de pérdidas técnicas para cada sistema operado por un OR, para reconocer la cantidad de la energía perdida por aspectos técnicos de la red respecto de la energía de entrada al nivel de tensión 2 modelando las redes típicas o la totalidad de la red de ese nivel de tensión y usando flujos de carga.

Como resultados del proceso anterior la CREG mediante resolución 109 de 2009 estableció para la CHEC el índice de pérdidas reconocidas en 1,81% para el nivel de tensión 2. Este porcentaje de acuerdo con [44] se distribuye en un 1,33% para las líneas y 0,48% para transformadores.

Tratamiento de la variable o señal en el módulo técnico, para el caso de las pequeñas expansiones y reposiciones en el escenario de la planeación operativa se debe minimizar las pérdidas de tal manera que las mismas se encuentren entre 0,75 índice de pérdidas del nivel 2 \leq índice de pérdidas del circuito diseñado \leq índice de pérdidas del nivel 2, con el fin de conservar el índice de pérdidas del nivel de tensión 2 y no hacer muy costoso el diseño de red y obtener beneficios por la reducción de pérdidas. El OR podrá establecer otros valores para esta restricción de acuerdo a sus necesidades.

En el nivel de tensión 1, de acuerdo con [43] y [44] se procede de la siguiente manera:

Se calcula un índice de pérdidas el cual se compone de las pérdidas técnicas y de las pérdidas no técnicas reconocidas, para reconocer la energía que se pierde respecto de la energía que ingresa a este nivel de tensión.

El cálculo de las pérdidas técnicas se realiza para cada sistema, modelando la totalidad de los circuitos entregados por cada distribuidor de acuerdo con lo solicitado por el regulador. Para modelar el comportamiento de la carga a través del tiempo en cada circuito, se simula el comportamiento de la carga de los usuarios según el área geográfica en donde se encuentre utilizando un modelo de Montecarlo. En caso de que un OR haya presentado curvas de carga en éste nivel de Tensión, el modelo se ajustará para que represente dicha curva.

Lo que generalmente ha de usarse son las curvas de carga debido a las campañas de caracterización de la carga, en la referencia [7] se introduce un concepto de curva de carga probabilista para las cargas típicas de los clientes (residencial, comercial, industrial, alumbrado público), lo cual contribuye con el proceso de optimización del diseño de la red y debería ser considerado.

Las curvas de carga para cada cliente en el flujo de potencia se seleccionan para este a partir de un sorteo dentro de un banco de datos, sorteo que obedece a la clase de consumidor y a la probabilidad de tener el perfil de demanda presentado en la curva, respetando el mercado del distribuidor. A partir de la curva de carga en p.u y del consumo medio mensual de cada cliente-carga, se obtiene una curva de carga inicial individual, con esta se corre un flujo de carga de la red y se verifica que la suma de las potencias de los consumidores y de las pérdidas en la red corresponden con el valor medio del transformador, las curvas de carga se ajustan hasta que los valores converjan con un error del 0,1%, las curvas de carga obtenidas después de la convergencia se consideran las curvas de carga de los clientes [7].

Las pérdidas no técnicas se asocian con la energía que se toma de manera ilegal de las redes de energía y es usada por los clientes o cargas sin ser registrada a través de un equipo de medida, se consideran pérdidas del sistema debido a que no se registran para efectos de facturación a usuarios finales.

Para el caso de CHEC, el índice de pérdidas reconocidas del nivel de tensión 1 determinado por la CREG en la resolución 109 de 2009 es de 9,09%, de los cuales de acuerdo con [44] el 3,61% corresponde a las pérdidas técnicas y por consiguiente las pérdidas no técnicas serán del 5,48%.

Tratamiento de la variable o señal en el módulo técnico, para el nivel de tensión 1 las pérdidas técnicas de las reposiciones y de pequeñas expansiones se deben minimizar o mantenerlas respecto al valor reconocido, por lo tanto se propone para el módulo técnico que las mismas se encuentren entre: $0,75 \text{ índice de pérdidas técnicas reconocidas del nivel 1} \leq \text{índice de pérdidas técnicas del circuito diseñado} \leq \text{índice de pérdidas técnicas reconocidas del nivel 1}$, con el fin de no hacer muy costoso el diseño de red y buscar obtener beneficios por la reducción de pérdidas. Otros valores para esta restricción pueden ser fijados de acuerdo a los estándares del OR.

En general, los beneficios para los niveles de tensión 1 y 2 por la reducción de pérdidas técnicas se obtiene de la diferencia entre las pérdidas con y sin proyecto de reposición de redes en el escenario del planeamiento de la operación, realizando la estimación para cada año de vida útil del proyecto o de acuerdo al periodo de valoración, las pérdidas se valorarán a costo de la componente de generación y transmisión que son los valores en

que se incurre para llevar esta energía hasta la demanda por parte del distribuidor-comercializador.

En lo referente a las pérdidas no técnicas el proceso de reposición y control de pérdidas en CHEC muestra que al reponer un circuito secundario usando red antifraude se obtiene una disminución de las pérdidas no técnicas en promedio entre el 25% y el 38% de las pérdidas en el circuito bajo reposición, la valoración de éstas pérdidas se hace a precios de tarifa³⁸ (CU)³⁹. Otros conceptúan que sólo se debe valorar los costos en que se incurre como pago a terceros, esto es, la componente de generación y transmisión. Por lo tanto estos beneficios también deberán tenerse en cuenta.

c) **Calidad del servicio. Continuidad:** como puede observarse en [43], la calidad del servicio para los niveles de tensión 1 y 2 en lo referente a la continuidad del servicio, se ha regulado por medio de un el modelo de incentivos y compensaciones en el que los indicadores IRAD (“Índice de referencia agrupado de la discontinuidad”), ITAD (“Índice trimestral agrupado de la discontinuidad”) e IAAD (“Índice Anual agrupado de la discontinuidad”), buscan reflejar la discontinuidad del servicio en el sistema. Los indicadores a determinar se calculan a partir de las interrupciones en transformadores y alimentadores del sistema de distribución local (SDL).

El modelo de incentivos es simétrico y busca que el operador de red tenga un incentivo positivo en la tarifa si la calidad mejora o negativo si la calidad desmejora respecto de la referencia, además que el desempeño en la calidad permitirá que el operador de red refleje en el AOM esa mejora o desmejora, es decir, si la calidad aumenta los AOM a recibir serían mayores y en contrario si esta disminuye.

Igualmente, se ha introducido el concepto de usuario peor servido, el cual busca que cualquier usuario tenga una calidad mínima, esto significa que se introduce el concepto de calidad media, si esta no se cumple, el usuario debe ser compensado. Así, el regulador ha implementado indicadores de desempeño de sistema (desempeño general) y a nivel de usuario, complementando el esquema anterior que se centraba sólo en el usuario.

La regulación determinó que la calidad del servicio en lo referente a la continuidad, se evaluará para el nivel de tensión 1 de manera individual y agregada para los niveles de tensión 2 y 3, esta se calculará “trimestralmente en términos de la calidad media

³⁸ De acuerdo con [44] la disminución de pérdidas no técnicas se traduce en un ahorro, el cual se valora en términos de la tarifa o en caso de inestabilidad en la misma, se hace en términos del costo marginal, con base en costos incrementales, con acción hasta el nivel de tensión 1 porque es en este nivel donde se asignan estas pérdidas.

³⁹ CU: Significa costo unitario de prestación del servicio. Es el costo económico eficiente de prestación del servicio al usuario final regulado, que resulta de aplicar la fórmula tarifaria general establecida en la Resolución CREG 119 de 2007, o aquella que la modifique o sustituya, y que corresponde a la suma de los costos eficientes de cada una de las actividades de la prestación del servicio (generación, transmisión, distribución y comercialización).

brindada a los usuarios (ITAD), comparándola con la calidad media de referencia (IRAD) del OR (indicadores de sistema)" [43].

Los indicadores generales, que permiten observar el desempeño medio de la calidad del sistema se describen a continuación [43]:

- IRAD, Índice que representa el nivel promedio de discontinuidad del servicio que percibieron trimestralmente los usuarios del OR conectados al nivel de tensión n , durante los años 2006 y 2007. El cual se determina de acuerdo a la ecuación (4.7)

$$IRAD_{n,p} = \frac{1}{2} \left[\sum_{k=k_1}^{k_2} \left(\frac{1}{G} \sum_{q=1}^G IRG_{n,q,p,k} \right) \right] = \frac{1}{2} \sum_{k=k_1}^{k_2} IRADK_{n,p,k} \quad (4.7)$$

Donde:

$$IRG_{n,q,p,k} = \frac{NRG_{n,q,p,k}}{VT_{n,q,p,k}} \quad (4.8)$$

$IRAD_{n,p}$:	Índice de referencia agrupado de la discontinuidad.
$IRADK_{n,p,k}$:	Índice de referencia agrupado de la discontinuidad, que representa el nivel promedio de discontinuidad del servicio que percibieron los usuarios del OR conectados al nivel de tensión n^{40} , durante el trimestre p del año k .
$IRG_{n,q,p,k}$:	Índice de referencia de la discontinuidad por grupo de calidad q , en el trimestre p del año k y en el nivel de tensión n .
G :	Cantidad de grupos de calidad en los que el OR tiene usuarios.
k :	Años de referencia en donde: $k_1=2006$ y $k_2=2007$.
p :	Trimestre de cada año, para el que se elabora el cálculo. (1 de enero a 31 de marzo, 1 de abril a 30 de junio, 1 de julio a 30 de septiembre y 1 de octubre a 31 de diciembre).
$NRG_{n,q,p,k}$:	Nivel de discontinuidad de referencia por grupo de calidad, medido en kWh, que considera las interrupciones en cada grupo de calidad q , del nivel de tensión n , en el trimestre p del año k .

⁴⁰ Nivel de tensión n , hace referencia a nivel 1, 2, 3, conforme a lo definido en [43].

$VT_{n,q,p,k}$: Ventas de energía asociadas al grupo de calidad q, en el nivel de tensión n y para el trimestre p del año k, en kWh, según información reportada en la base de datos comercial del SUI.

Como se observa el IRAD es un promedio histórico equivalente a la relación de la energía no suministrada y las ventas de energía de cada OR durante los años 2006 y 2007, para el nivel de tensión n, para el trimestre p (valor medio 2006 y 2007 de cada trimestre en cada nivel de tensión). Habrá por lo tanto un IRAD por nivel de tensión y por cada trimestre que representa el histórico de calidad de referencia.

De acuerdo con [43] las componentes del IRAD de la ecuación (4.8) son:

$$NRG_{n,q,p,k} = \sum_{t=1}^{N_{n,q,p,k}} NRT_{n,t,q,p,k} \quad (4.9)$$

Donde:

$NRT_{n,t,q,p,k}$: Nivel de referencia de las interrupciones por transformador, medido en kWh, de cada transformador t, que pertenece al grupo de calidad q, del nivel de tensión n, para el trimestre p del año k.

$N_{n,q,p,k}$: Número total de transformadores del respectivo OR del nivel de tensión n y del grupo de calidad q, durante el trimestre p del año k.

$$NRT_{n,t,q,p,k} = DRT_{n,t,q,p,k} * EPU_{n,q,p,k} * NU_{n,t,q,p,k} \quad (4.10)$$

Donde:

$DRT_{n,t,q,p,k}$: Duración de referencia, calculada como la sumatoria en horas de las interrupciones del transformador t, perteneciente al grupo de calidad q y al nivel de tensión n, durante el trimestre p del año k.

$EPU_{n,q,p,k}$: Energía promedio consumida en kWh/hora por los usuarios del grupo de calidad q, del nivel de tensión n, durante el trimestre p del año k, según información reportada por el OR en la base de datos comercial del SUI⁴¹

$NU_{n,t,q,p,k}$: Número promedio de usuarios del transformador t, del nivel de tensión n y del grupo de calidad q, durante el trimestre p del año k.

⁴¹ SUI. "Sistema único de información".

- ITAD, es la relación de la energía no suministrada respecto a las “ventas” de energía durante el trimestre (representa la calidad media prestada por el operador de red en el trimestre). De acuerdo con [43] se determina mediante la ecuación (4.11)

$$ITAD_{n,p} = \frac{1}{G} \sum_{q=1}^G ITG_{n,q,p} \quad (4.11)$$

Donde:

$ITAD_{n,p}$: Índice trimestral agrupado de la discontinuidad, que representa el nivel promedio de discontinuidad del servicio que percibieron todos los usuarios de un OR conectados al nivel de tensión n , durante el trimestre p .

$ITG_{n,q,p}$: Índice trimestral de discontinuidad por grupo de calidad q^{42} , en el nivel de Tensión n y en el trimestre p .

G : Cantidad de grupos de calidad en los que el OR tiene usuarios.

p : Trimestre de cada año, para el que se elabora el cálculo. (1 de enero a 31 de marzo, 1 de abril a 30 de junio, 1 de julio a 30 de septiembre y 1 de octubre a 31 de diciembre).

$VT_{n,q,p}$: Ventas de energía asociadas al grupo de calidad q , en el nivel de tensión n y para el trimestre p , en kWh, según información reportada en la base de datos comercial del SUI.

$$NTG_{n,q,p} = \sum_{t=1}^{N_{n,q}} NTT_{n,t,q,p} \quad (4.12)$$

$NTT_{n,t,q,p}$: Nivel trimestral de las interrupciones por transformador, medido en kWh, de cada transformador t , que pertenece al grupo de calidad q y al nivel de tensión n , para el trimestre p .

$N_{n,q}$: Número total de transformadores del nivel de tensión n y del grupo de calidad q del respectivo OR.

⁴² Grupo de Calidad q , son los grupos definidos por la regulación en [43] ver pie de pagina 34.

$$NTT_{n,t,q,p} = DTT_{n,t,q,p} * EPU_{n,q,p} * NU_{n,t,q,p} \quad (4.13)$$

$DTT_{n,t,q,p}$: Duración trimestral, calculada como la sumatoria en horas de las interrupciones del transformador t, perteneciente al grupo de calidad q y al nivel de tensión n, durante el trimestre p.

$EPU_{n,q,p}$: Energía promedio consumida en kWh/hora por los usuarios del nivel de tensión n y del grupo de calidad q durante el trimestre p, según información reportada por el OR en la base de datos comercial del SUI.

$NU_{n,t,q,p}$: Número promedio de usuarios del transformador t, del grupo de calidad q, durante el trimestre p.

La energía promedio consumida, se calculará de acuerdo a las ecuación (4.14)

$$EPU_{n,q,p} = \frac{1}{Nniu_{n,q,p}} * EPD_{n,q,p} * \frac{1}{24} \quad (4.14)$$

Donde:

$$EPD_{n,q,p} = \sum_{u=1}^{Nniu_{n,q,p}} \left(\frac{1}{Nfact_{p,u}} * \sum_{f=1}^{Nfact_{p,u}} \frac{EF_{p,f,u}}{Ndias_{p,f,u}} \right) \quad (4.15)$$

$Nniu_{n,q,p}$: Número de usuarios identificados a partir del NIU⁴³, para los cuales durante el trimestre p se reporta por lo menos una factura en el SUI. Para calcular este número cada usuario sólo puede ser contado una vez.

$EPD_{n,q,p}$: Energía promedio diaria facturada a los usuarios del nivel de tensión n, conectados al transformador que pertenece al grupo de calidad q, durante el trimestre p.

$Nfact_{p,u}$: Número de facturas del usuario u durante el trimestre p.

$Ndias_{p,f,u}$: Igual a la variable “días facturados”, o la que la modifique o sustituya, reportada en el SUI durante el trimestre p, para la factura f del usuario u.

$EF_{p,f,u}$: Igual a la variable “consumos” reportada en el SUI durante el trimestre p, para la factura f del usuario u.

⁴³ NIU. Número de información único de cada cliente para efectos de facturación.

De lo anterior puede concluirse, que la evaluación de la calidad del servicio en el marco regulatorio colombiano, está enfocada en la energía no suministrada o dejada de distribuir, como una consecuencia de la duración de las interrupciones.

Tratamiento de la variable o señal en el módulo técnico, para el nivel de tensión 1 y para el nivel de tensión 2 se propone, que la energía no suministrada (ENS) en la reposición de los circuitos sea determinada tomando en cuenta el modelo de fallas de las componentes del sistema de distribución, de tal manera que al tener componentes nuevos, la premisa de menos tasa de fallas es cierta, procediendo de la siguiente manera:

- Tomar de los reportes del sistema de información operativos, el valor de la ENS.
- Determinar para la zona operativa donde se encuentre el circuito, el porcentaje de fallas propias y fallas asociadas a otras causas de las componentes a reponer, transformador de distribución, circuito secundario, circuito primario, etc., lo cual se realiza a partir del histórico de información de la referencia [45], tablas ilustrativas de éste tipo de información se dan en la **Tabla 4-1** y la **Tabla 4-2**. En la primera tabla se puede observar para los transformadores urbanos de 7.62 kV, que las fallas propias de la componente transformador son del 40.1%, otras salidas no planeadas causadas por condiciones externas al equipo son el 14.3% y las salidas planeadas son el 45.6%, las siguientes columnas corresponden a los transformadores de 13,2 bifásicos y trifásicos y las demás corresponden a transformadores rurales. En la segunda tabla, se observan los valores asociadas a las redes de secundarias rurales con los mismos atributos de fallas propias, otras salidas no planeadas y salidas planeadas.

En esta etapa el dato importante para la reposición hace referencia a las fallas. Para las redes pequeñas a expandir no se toma en cuenta este parámetro por calidad debido a que no se podrá comparar la tasa de fallas de componentes “viejos” con los nuevos, pues la red es nueva.

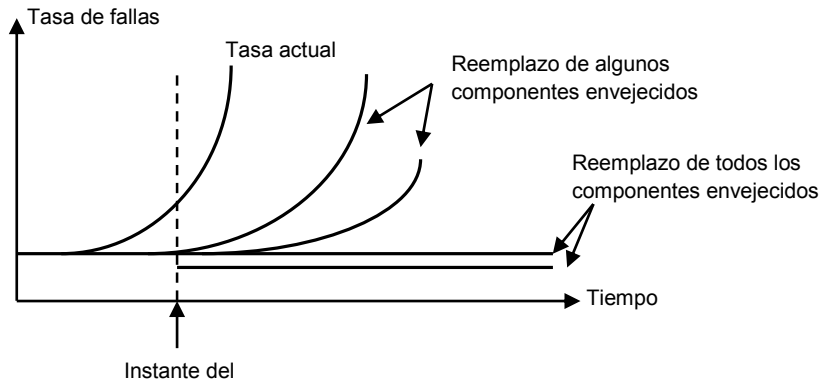
Tabla 4-1: Clasificación de salidas transformadores zona centro [45]

Tipo de salida		Urbanos						Rurales					
		7.62kV 1Ø		13.2kV 2Ø		13.2kV 3Ø		7.62kV 1Ø		13.2kV 2Ø		13.2kV 3Ø	
		#	%	#	%	#	%	#	%	#	%	#	%
1.	Salidas no planeadas	1352	54.4	2224	52.5	1209	47.6	575	68.1	2127	66.2	539	51.7
1.1.	Fallas	996	40.1	1660	39.2	820	32.3	466	55.2	1780	55.4	438	42
1.2.	Otras salidas no planeadas	356	14.3	564	13.3	389	15.3	109	12.9	347	10.8	101	9.69
2.	Salidas planeadas	1134	45.6	2011	47.5	1333	52.4	269	31.9	1087	33.8	503	48.3
Total		2486	100	4235	100	2542	100	844	100	3214	100	1042	100
Tiempo[Años]		6.831		6.829		6.810		6.829		6.830		6.813	
1. Los porcentajes se miden con respecto al total de salidas de cada grupo													

Tabla 4-2: Clasificación salidas redes secundar-zonas centro,Noroccid. y Norte [45]

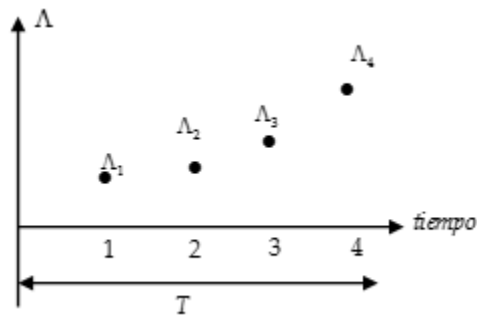
Tipo de salida		Zona Centro				Zona Noroccidente				Zona Norte			
		Urbana		Rural		Urbana		Rural		Urbana		Rural	
		#	%	#	%	#	%	#	%	#	%	#	%
1.	Salidas no planeadas	2384	99.3	442	99.1	93	65.5	267	93.4	192	99	376	98.2
1.1.	Fallas	744	31	260	58.3	41	28.9	141	49.3	88	45.4	174	45.4
1.2.	Otras salidas no planeadas	1640	68.3	182	40.8	52	36.6	126	44.1	104	53.6	202	52.7
2.	Salidas planeadas	17	0.71	4	0.9	49	34.5	19	6.64	2	1.03	7	1.83
Total		2401	100	446	100	142	100	286	100	194	100	383	100
Tiempo[Años]		5.116		5.13		2.95		3.448		3.191		3.965	
1. Los porcentajes se miden con respecto al total de salidas de cada grupo													

- Se determina el porcentaje esperado de disminución de ENS en función de la mejora de la tasa de fallas de las componentes, puesto que el reemplazo o reposición de la red contribuye a reducir la tasa de fallas, tal como se ilustra en la **Figura 4-2**.

Figura 4-2: Reducción en la tasa de fallas de un grupo de componentes [45].

A partir del modelo de fallas de las componentes viejas del sistema de CHEC, se determina el modelo de fallas de las nuevas componentes, que por ser menos antiguas será menor y esta disminución en la tasa de fallas será el factor que determine la reducción en la ENS del circuito bajo reposición. El modelo de fallas se determina de la siguiente manera.

Se obtienen las fallas acumuladas Λ en el grupo de componentes para cada uno de los k años del periodo de los registros, como se ilustra en la ecuación (4.16)

Figura 4-3: Fallas acumuladas año para grupo de componentes [45].

Se calcula la tasa de falla de componentes con deterioro, usando la ecuación (4.16)

$$\lambda_o = \frac{\sum_{i=1}^k \Lambda_i}{k * N} \quad (4.16)$$

Se estima el modelo de fallas de un nuevo componente i , por medio de la ecuación (4.17).

$$\lambda_i = K * \lambda_o \quad (4.17)$$

Donde:

λ_o : Es la tasa de falla de componentes viejos

N : Es el número de componentes en el grupo (si el componente es de tipo unitario, o los kilómetros de red en el grupo, si el componente es de tipo longitudinal)

k : Es un factor empírico que representa la reducción en tasa de fallas de un componente nuevo con respecto a uno envejecido. Por ejemplo, en la referencia [46], para componentes de sistemas de distribución este factor varía entre 0.02 y 0.04375. Para la presente propuesta se asume $k=0.05$.

Por lo anterior, la disminución de la ENS a causa de la reposición puede estimarse de la siguiente manera.

$$ENS = DTT * D \quad (4.18)$$

$$DTT = \lambda_f * \frac{k}{\lambda_r} \quad (4.19)$$

Siendo:

DTT: La duración de las indisponibilidades.

ENS: Es la energía no servida.

λ_{old} : Tasa de fallos

λ_r : Tasa de reparación

D: Demanda media de los circuitos.

Dado que las fallas disminuirán a causa de la reposición, también se reducirá la ENS y esto puede estimarse de acuerdo con la ecuación (4.20).

$$K * ENS_o = ENS_n \quad (4.20)$$

Para aproximarnos a esta estimación, partimos de la ENS igualándola antes y después de la reposición.

$$\lambda_{old} * \frac{k}{\lambda_{r_{old}}} * D_{old} = \lambda_{new} * \frac{k}{\lambda_{r_{new}}} * D_{new} \quad (4.21)$$

Donde:

ENS_o Corresponde a la ENS antes de la reposición del circuito.

ENS_n Corresponde a la ENS después de la reposición del circuito.

λ_{old} Hace referencia a la tasa de fallas de las componentes antes de la reposición.

λ_{new} Hace referencia a la tasa de fallas de las componentes después de la reposición.

$\lambda_{r_{old}}$ Referencia la tasa de reparación de las componentes antes de la reposición.

$\lambda_{r_{new}}$ Referencia a la tasa de reparación de las componentes después de la reposición.

K Es una constante de transformación para convertir las unidades del valor esperado de reparaciones a horas. Por ejemplo, si la función de intensidad de reparaciones se expresa en reparaciones/día, entonces $k=24$ horas.

K Factor empírico que representa la reducción en tasa de fallas de un componente nuevo con respecto a uno envejecido.

D_{old} Es la demanda promedio de los usuarios en el circuito objeto de reposición.

D_{new} Es la demanda promedio de los usuarios en el circuito objeto de reposición incluido el crecimiento de la demanda.

Si se considera que el modelo de reparaciones para componentes existentes y nuevos es igual, debido a que no se incluye mejoramiento en el proceso de reparación y la demanda se considera constante, y considerando la ecuación (4.17), entonces puede transformarse la ecuación en (4.22)

$$ENS_{new} = K * \lambda_{old} * ENS_{old} \quad (4.22)$$

Como debe considerarse solo la ENS asociada a las fallas de las componentes, los beneficios se calcularan de la siguiente manera:

$$BENS = (ENS_{old} - (K * ENS_{old}) * C) * P \quad (4.23)$$

Donde:

$BENS$ Beneficios por disminuir la energía no suministrada por la reposición de circuito.

ENS_{old}	Corresponde a la ENS antes de la reposición del circuito.
K	0.05 como se ha indicado antes.
C	Cargo por uso de la red más margen de comercialización
P	Porcentaje promedio de fallas propias de las componentes del circuito (transformador, red, etc.).

- d) **Calidad del servicio, Calidad de la potencia:** la regulación en Colombia estableció para el SIN⁴⁴ mediante resolución CREG⁴⁵ 024 de 2005 un conjunto de variables e indicadores, para realizar la caracterización de la calidad de la potencia del servicio prestado por el distribuidor. Considerando que la regulación de tensión es un parámetro sobre el cual se puede tener un control más directo por el OR y sobre el cual se reciben peticiones de los usuarios, se plantea la inclusión de esta variable.

El indicador definido por la CREG en la resolución CREG 024 de 2005 define:

Las tensiones en estado estacionario a 60 Hz no podrán ser inferiores al 90% de la tensión nominal ni ser superiores al 110% de esta durante un periodo superior a un minuto. En el caso de sistemas con tensión nominal mayor o igual a 500 kV, no podrán ser superiores al 105%, durante un periodo superior a un minuto.

No obstante, a voluntad puede definirse otro porcentaje de regulación de acuerdo a las normas de la empresa, en tanto sea inferior al regulatorio.

Aunque la reglamentación ha definido el porcentaje antes señalado, es importante resaltar que no existen en Colombia penalizaciones explícitas (incentivos negativos) en la tarifa por prestar el servicio de suministro de energía con tensiones fuera de rango.

Tratamiento de la variable o señal en el módulo técnico, después de realizar el levantamiento técnico y las mediciones en sitio de la tensión de servicio que se entrega al usuario, ha de fijarse en el diseño con optimización y el flujo de carga la restricción de tensión a cumplir en cada tramo del circuito diseñado, garantizando la calidad de tensión.

Dado que la calidad de la tensión es un parámetro relevante por el que se puede ver afectada la reputación e incluso imponerse sanciones (investigaciones por falla en la prestación del servicio) por parte de la SSPD⁴⁶, se propone introducir una penalización que permita valorar esta consideración (la penalización se estableció por similitud con otros indicadores del pasado en cuanto a confiabilidad se refiere).

Los beneficios serán valorados realizando el flujo de carga como se ha indicado en la variable de pérdidas técnicas en el literal b (en lo referente a realizar un flujo de potencia que considera la curva de carga probabilista) antes de la reposición y después de que el circuito ha sido intervenido (diseñado con técnica de optimización),

⁴⁴ SIN. "Sistema interconectado nacional".

⁴⁵ La resolución CREG 024 determinó las siguientes variables para caracterizar la calidad de la potencia: Desviación estacionaria de tensión, Armonicos, Flicker y el registro de las variaciones de tensión SAG y SWELL.

⁴⁶ SSPD. "Superintendencia de servicios públicos domiciliarios".

determinado los beneficios al disminuir las penalizaciones por inadecuada regulación de la tensión.

Los beneficios se valoran de acuerdo a las ecuaciones (4.24) y (4.25).

$$BDT = (CDT_{new} - CDT_{old}) \quad (4.24)$$

$$CDT = [|TS - (TN \pm 10\%)|] * C_m * CRO \quad (4.25)$$

Donde:

BDT	Beneficios por regulación de tensión (evitar desviaciones de tensión).
CDT	Costo de la desviación de tensión, cálculo que se realiza para el circuito antes de la reposición (CDT_{old}) y después de la reposición (CDT_{new}).
TS	Tensión de suministro del servicio.
TN	Tensión nominal convenida en el contrato de servicio.
C_m	Consumo promedio.
CRO	Costo Incremental Operativo de Racionamiento de Energía ⁴⁷

Como se indicó antes, el valor del 10% puede ser reemplazado por el que defina la empresa, de acuerdo con las normas operativas y su promesa de valor en el servicio que presta.

e) **Administración, Operación y Mantenimiento. A.O.M:** se relaciona con los costos inherentes a la prestación del servicio de distribución de energía. De acuerdo con [47] se define cada componente:

Administración: Los procesos de administración o soporte, son aquellos que se ejecutan para apoyar los procesos del negocio. Incluyen gastos relacionados con la gestión general de la empresa, gastos en procesos administrativos (gestión del talento humano, gestión financiera, gestión informática, manejo de quejas y reclamos relacionados con redes de distribución etc.).

⁴⁷ CRO. Este concepto busca valorar la pérdida económica y de bienestar que tiene un usuario por causa de la falta de continuidad en el servicio. Por ejemplo para el sector residencial se pierde bienestar por no tener seguridad o recreación por falta de energía, en tanto que para el sector industrial se dan pérdidas de bienestar por falta de seguridad y económicas como por ejemplo pérdida de ventas, materia prima, etc.

Operación: Son aquellos que se deben realizar para garantizar la operación normal del sistema de distribución, se asocia a los costos de los trabajadores que realizan la operación.

Mantenimiento: Corresponde al uso de materiales fungibles que se desgastan o se deterioran por el desarrollo de su función y deben cambiarse o repararse. También incluye los costos en que es necesario incurrir para conservar la planta y el equipo en un estado que garantice su funcionamiento seguro y eficiente. Puede trasladarse al costo AOM el personal de operación y mantenimiento de redes.

Tratamiento de la variable o señal administración en el módulo técnico, no se considera incluirla debido a que se asocia a un costo en que siempre debe incurrirse y se relaciona con las áreas que apoyan el desempeño de la compañía, así, se estima que estos costos son los mismos antes y después de la expansión, mejora o reposición del circuito, es decir, la expansión de pequeñas redes o reposición del circuito no condicionan la administración.

Tratamiento de la variable o señal operación en el módulo técnico, no se considera tratarla desde el costo de los empleados de la empresa distribuidora que realizan la operación de los circuitos, pues la expansión de pequeñas redes, reposición o no del circuito no los cambiará.

Se propone tratar esta variable como en el caso de la planeación de expansión por parte de algunos autores, es decir, la operación se refiere al valor de las pérdidas técnicas permanentes en el circuito, por lo que los beneficios por la operación se determinan por la diferencia entre las pérdidas antes de la reposición menos las que quedan después de la reposición, valoradas a un costo de la componente de generación más distribución. (Ver literal b, en este numeral).

Tratamiento de la variable o señal mantenimiento en el módulo técnico, de acuerdo a [43] el AOM está reconocido en función del desempeño por la calidad para el nivel de tensión 2, en tanto que para el nivel de tensión 1, se reconoce en la tarifa una componente de mantenimiento como se ha indicado en el literal a de este numeral, lo que señala un costo reconocido en el nivel 1 y un incentivo en el nivel 2.

Por lo anterior, se pueden procurar beneficios al mejorar en el AOM, para el nivel 1 y 2 al reponer componentes o circuitos, puesto que tal acción nos lleva de manera directa a realizar un menor mantenimiento y reparación de los componentes de los circuitos, ya sea por mantenimiento programado o no programado, los beneficios se pueden estimar de acuerdo con la propuesta indicada en las ecuaciones (4.26) y (4.27).

$$BM = (CM_{old} - (K * CM_{old})) \quad (4.26)$$

$$CM_{old} = (DI * Cmr) \quad (4.27)$$

Donde:

$$C_{mr} = \sum_{i=1}^n \left(\frac{((cp_i) + cd_i)}{n} \right) \quad (4.28)$$

BM	Beneficios en mantenimiento por disminución de costos a causa de la reposición del circuito.
CM_{old}	Corresponde al costos de intervención de los grupos de trabajo en la red durante las horas de interrupción).
K	0.05 como se ha indicado antes.
DI	Duración de las interrupciones en el circuito a causa de interrupciones (horas).
C_{mr}	Corresponde al costos medio de los diferentes grupos de mantenimiento definidos en la empresa distribuidora (\$/hora), este se calculara conforme a los costos de los grupos de trabajo de reparaciones en la zona (costos de salarios más costos de desplazamiento).
cp_i	Costo del grupo de trabajo de reparaciones i en la zona del circuito a intervenir.
cd_i	Costo de desplazamiento del grupo de trabajo de reparaciones i en la zona del circuito a intervenir.
n	Número de grupos de reparaciones en la zona.

4.2.3 Módulo 3. Cálculo de indicadores financieros

Los indicadores financieros son un elemento básico en la toma de decisiones de inversión y se calculan con el propósito de asegurar que las mismas en principio cumplen las expectativas del inversionista, para ello se utilizan una serie de indicadores de la ingeniería financiera.

Los indicadores que se usan en la empresa de distribución habitualmente son los siguientes⁴⁸:

- *Valor presente neto (VPN)*. El VPN⁴⁹ “es el equivalente en pesos actuales (\$) hoy) de todos los ingresos y egresos, presentes y futuros que constituyen el proyecto”. Este se calcula como la diferencia entre el valor presente de los ingresos líquidos de caja y la inversión inicial, descontando los flujos de caja a una tasa de interés o de atraktividad o de oportunidad de inversionista.

⁴⁸ En la CHEC se usan los indicadores de acuerdo a las directrices corporativas y se referencian aquí, debido a que el banco de proyectos para realizar la priorización usa tales indicadores.

⁴⁹ Tomada del texto Evaluación financiera de proyectos de inversión, del autor Arturo infante Villareal, editorial norma, 1998.

Los criterios de aceptación, indiferencia o rechazo de un proyecto de acuerdo con este indicador son:

El proyecto se acepta si $VPN > 0$. Lo que significa que el rendimiento del proyecto es superior a la tasa de interés que se utiliza para calcularlo, si esta es la de equivalencia o de oportunidad.

Es indiferente si $VPN = 0$. Esto significa que el capital invertido es recuperado a la tasa de atractividad definida por el inversionista, generando una renta extra de cero.

El proyecto se rechaza Si $VPN < 0$. Porque el rendimiento del proyecto es inferior al esperado.

- *Tasa interna de retorno TIR*. Se define a la TIR ⁵⁰ “como la tasa de descuento que hace que el VPN sea cero o lo que es equivalente a indicar que es la tasa de descuento que hace que la suma de flujos descontados sea igual a la inversión inicial”.

Los criterios de aceptación de la TIR deben asociarse a la tasa de oportunidad o de atractividad del inversionista, puesto que la TIR hace referencia al propio proyecto, es una característica del proyecto. Por lo tanto, para decidir si el proyecto se acepta o no con respecto a la TIR ésta debe ser comparada con la tasa de oportunidad o atractividad del inversionista.

Por lo anterior, los criterios de decisión respecto a la TIR son:

El proyecto se acepta si $TIR \geq$ Tasa de oportunidad o tasa mínima de atractividad de rendimiento (TMAR, ésta es generalmente el WACC, costo promedio ponderado de capital de la empresa inversionista).

El proyecto se rechaza si $TIR <$ Tasa de oportunidad o tasa mínima de atractividad de rendimiento (TMAR).

- *Tiempo de retorno de la inversión NPER*. Consiste en determinar el número de periodos de tiempo en que se recupera la inversión inicial a través de las entradas de efectivo netas del proyecto. Para aplicarlo es claro que debe tenerse un referentes de periodos tolerables para la recuperación de la inversión por parte del inversionista (NPER inversionista). Muchos autores consideran que este método debe ser usado sólo como método complementario [40]. Los criterios de aceptación de proyectos de acuerdo con este indicador son:

Si $NPER <$ NPER inversionista, el proyecto se acepta. Pues da una señal de liquidez del proyecto y además si el número de periodos para recuperar la inversión aumenta respecto del máximo tolerable del inversionista, se considera que existe mayor riesgo de pérdida.

Si $NPER =$ NPER, inversionista es indiferente aceptar o rechazar el proyecto.

Si $NPER >$ NPER, inversionista se rechaza el proyecto.

⁵⁰ Tomado del texto: fundamentos de ingeniería económica, Gabriel Bacca Urbina, McGraw-Hill 1996.

- *Relación beneficio costo (B/C)*⁵¹. Este indicador se apoya en el VPN y se usa en grandes proyectos públicos de inversión. “La relación beneficio costo (B/C) de un proyecto se obtiene por medio de la razón entre el VPN de los ingresos del proyecto y el VPN de los egresos del proyecto”, teniendo presente que la tasa de descuento es la tasa de interés de oportunidad o de atraktividad del inversionista.

Para aceptar o rechazar un proyecto bajo este indicador se tiene la siguiente métrica:

Si $B/C > 1$, se acepta el proyecto, debido a que el “VPN de los ingresos es superior al de los egresos, o sea, que todo el VPN del proyecto es positivo y, por lo tanto, el proyecto es atractivo”.

Si $B/C = 1$, “el VPN de los ingresos es igual al de los egresos, con lo que el VPN de todo el proyecto es cero (0), aceptar o rechazar el proyecto es indiferente y por lo tanto la tasa de interés utilizada representa la tasa interna de rentabilidad del proyecto”.

Si $B/C < 1$, “el VPN de los ingresos es menor que el de los egresos, lo cual determina que el VPN de todo el proyectos es negativo, indicando que el proyecto no es atractivo”.

En la referencia [48] se indica que los análisis tradicionales de viabilidad económica basados en los índices financieros antes indicados, puede conducir a no maximizar el VPN de la empresa en condiciones de restricción del presupuesto destinado a la inversión, al no observar correctamente en qué forma se deben priorizar los proyectos, puesto que de manera tradicional se rechazan proyectos con una TIR inferior a la tasa de oportunidad. El problema se ilustra a través del siguiente ejemplo:

Una empresa distribuidora posee una cantidad de proyectos a ejecutar de acuerdo a la **Tabla 4-3** y dispone de un presupuesto de R\$ 100.000 y procura priorizar las inversiones con el ánimo de maximizar la TIR.

Tabla 4-3: Propuesta de inversiones distribuidora ejemplo [48]

Proyecto	Inversión	Retorno	Tasa interna de retorno
A	65.000	2.600	32%
B	55.000	7.150	25%
C	45.000	4.950	24%
D	35.000	7.000	20%

Si se utiliza la TIR como único mecanismo de priorización el proyecto A sería seleccionado, imposibilitando la selección de los proyectos B y C, con lo que el

⁵¹ Deficiencia Tomada del texto Evaluación financiera de proyectos de inversión, del autor Arturo Infante Villareal, editorial norma, 1998.

siguiente elegible en el contexto del presupuesto sería el proyecto D. La combinación de inversiones B y D poseen una TIR de 23.4%, la cual es inferior a 24.6% correspondiente a la combinación de los proyectos B y C. En el ejemplo citado por la referencia, se indica entonces que la TIR no es adecuada para la escogencia o priorización de inversiones bajo un contexto de restricción de presupuesto o capital. La evaluación mediante VPN indica que la combinación de los proyectos B y D presentan un mayor retorno a pesar de no usar todo el presupuesto determinado para la ejecución de los proyectos, por lo tanto, se recomienda como objetivo priorizar las inversiones usando el indicador VPN, buscando maximizarlo al realizar la priorización de los proyectos [48].

El uso del indicador VPN es destacado en la referencia [40] debido a las siguientes bondades:

- Informa si el proyecto de inversión aumentará o no el valor de la empresa y por lo tanto de sus accionistas.
- Se incluyen todos los flujos de caja y el costo de capital. Como se usa un valor de tasa mínima de atraktividad para el cálculo del VPN, se puede entender que este método considera el riesgo de estimaciones en el flujo de caja futuro.

4.2.4 Módulo 4. Multicriterial. Otras consideraciones para la priorización de inversiones

Tal como se indica en [40] la toma de decisiones de inversión implica el uso de variables cuantitativas como los indicadores financieros, pero el tomador de decisiones también se ve en la necesidad de hacer uso de variables cualitativas en la decisión final.

Bajo esta consideración se consultó en la empresa distribuidora CHEC otros parámetros adicionales que se tienen en cuenta en la toma de decisiones, encontrándose que, para el ordenamiento en la ejecución de los proyectos, además de obtener indicadores financieros, también se tienen en cuenta otras variables cualitativas, las cuales son:

- Evaluación técnica. La evaluación técnica pondera algunos aspectos de la red que evidencian deterioro de los elementos, desgaste u otros problemas técnicos, que se deben corregir para garantizar la prestación del servicio. Se determina el estado actual del circuito a evaluar, calificando el estado de apoyos y conductores y verificando si los calibres en los que se encuentran construidas las redes son suficientes para garantizar la regulación de tensión.

Se evalúa el estado de los conductores, calibre de estos, los apoyos, y la tensión de servicio al usuario. La calificación técnica se obtiene como un promedio de los aspectos anteriores. Cuando se toman medidas de tensión y estas son inferiores al valor de servicio, se incluye en el promedio una calificación de 100%, cuando no se han tomado medidas de tensión o estas están dentro del rango aceptable, este parámetro no se incluye en el promedio. En **Tabla 4-4** se presenta un ejemplo de evaluación técnica de la empresa CHEC.

Tabla 4-4: Ejemplo de evaluación técnica [Elaboración propia]

Calificación Técnica Estado de la Red		
Descripción	Calificación	Observación
1. Empalmes o conductores deteriorados	65%	Red abierta en conductores desnudos
2. Calibres inadecuados	70%	ACSR 4. Se debe modificar la topología del circuito.
3. Apoyos y Estructuras malos	80%	N/A
4. Tensiones inferiores a las permitidas	100%	N/A
Calificación	79%	

- **Evaluación Social.** Este criterio cualitativo se tiene en cuenta considerando el riesgo en la afectación de la reputación de la empresa. Cuando el proyecto es reportado para ingreso al banco de proyectos inicial, a causa de requerimientos como la tutela, derechos de petición, acciones populares, clientes o entes gubernamentales se asigna un peso de 100% al aspecto social. Si el requerimiento es detectado por la empresa se asigna un peso de 50% a la variable social.
- **Evaluación de seguridad.** Esta variable se incluye para considerar el riesgo ante eventos que pueden derivar en situaciones catastróficas. Cuando las redes existentes no cumplen con distancias de seguridad (de acuerdo con el RETIE capítulo 2 artículo 13) la calificación de seguridad es 100%. Al asignar un 100% a la calificación técnica el proyecto debe ser priorizado independientemente de su evaluación financiera, social, etc. Esto es, el proyecto es obligatorio y debe ejecutarse.

Considerando las variables anteriores y el módulo 3 de cálculo de indicadores financieros los proyectos se calificarán y se establece una primera escala de priorización bajo un concepto multicriterial conforme a la ecuación (4.29).

$$\text{Cal. total} = \text{Cal. financ} * 50\% + \text{cal. técnica} * 40\% + \text{cal. social} * 10\% \quad (4.29)$$

Donde

Cal.total	Es el puntaje total que obtiene un proyecto para su posterior ordenamiento.
Cal. financ	Hace referencia al puntaje por indicadores financieros. La calificación será del 100% si el VPN es positivo y la TIR es superior al costo de capital en corrientes, o del 50% si solo se cumple la primera condición; Pero si el VPN es negativo, la calificación es 0%.
cal. social	Se refiere a la evaluación social.

Esté módulo será la entrada para la priorización definitiva de las inversiones, la cual se realiza en el módulo cinco (5).

4.2.5 Módulo 5. Priorización de inversiones o proyectos

En este último módulo del modelo conceptual, después de buscar la eficiencia técnica a través del módulo técnico propuesto en 4.2.2 *Módulo 2. Módulo técnico* y del ordenamiento multicriterial de los proyectos indicados en 4.2.4 *Módulo 4. Multicriterial. Otras consideraciones para la priorización de inversiones*, se busca realizar la priorización de las inversiones considerando varios aspectos, entre ellos:

- Producir una innovación de proceso, al ordenar los proyectos usando una técnica de optimización que efectuará un ordenamiento automático de acuerdo a criterios de interés del tomador de decisiones, VPN, clientes, pérdidas o combinación de éstos.

- Maximizar el beneficio del accionista, puesto que el maximizar el VPN de las inversiones aumenta el valor para la empresa y el inversionista, tal como se ha indicado en 4.2.3 *Módulo 3. Cálculo de indicadores financieros*.
- Introducir el concepto de restricción de inversión total, para la ejecución de los proyectos en el proceso de reposición y pequeñas expansiones de redes de distribución en nivel I y II de tensión, con el fin de maximizar su ejecución a través de la mejor combinación de los proyectos.
- Tener en cuenta las futuras señales regulatorias para priorizar las inversiones, dado que el regulador podrá establecer mecanismos de incentivos para la ejecución de inversiones, que priorizan la calidad del servicio (continuidad), la disminución de pérdidas de energía, la calidad de la potencia, etc. por lo que en el módulo se asignan pesos a las variables de interés antes indicadas.

La metodología propuesta para este módulo se desarrolló atendiendo los siguientes pasos:

- a) Definición del problema: el problema identificado es la priorización de los proyectos de reposición y expansión de pequeñas redes en los niveles de tensión I y II, de tal manera que se maximice el beneficio del inversionista (retorno de la inversión, VPN) teniendo o no en cuenta variables de interés (como pérdidas, energía no distribuida, clientes impactados, etc.), bajo la restricción de un presupuesto determinado.
- b) Identificación de la técnica de solución: para ello se recurrió a las fuentes bibliográficas tratadas durante el desarrollo del trabajo, encontrando que:

En [48] se declara que el problema puede resolverse usando programación entera (**Branch & Bound**); algoritmos de ramificación (Algoritmo de Busca en árbol), programación dinámica y algoritmos genéticos (AG)).

En [49] se señala la aplicación de la técnica de solución de algoritmos genéticos al problema de planeamiento de la distribución y, se indica que esta es adecuada para tratar el tema de la priorización de las inversiones, debido a:

- La literatura la señala como de gran valor para este problema y con características importantes por las que se le debe considerar, entre estas se indican:
 - Paralela: mantiene una población de soluciones que se evalúa simultáneamente.
 - Global: los AG no utilizan sólo información local, por lo que no quedan atrapados en máximos locales. Esta característica es una de las más interesantes de los AG y hace que sean una técnica muy adecuada para las formas y funciones complejas multimodales, como la mayoría de las funciones objetivo asociadas con los problemas reales.
 - No es totalmente aleatoria: existen métodos que usan variables totalmente aleatorias para llevar a cabo la búsqueda. Los AG tienen componentes aleatorios, pero como usan los datos actuales para determinar el siguiente espacio de búsqueda no pueden ser considerados como totalmente aleatorios, reduciendo entonces el número de soluciones o espacio de soluciones a ser evaluado.
 - No se afecta por discontinuidades en la función o en sus derivadas: los AG no usan información de derivadas, ni su evolución requiere información

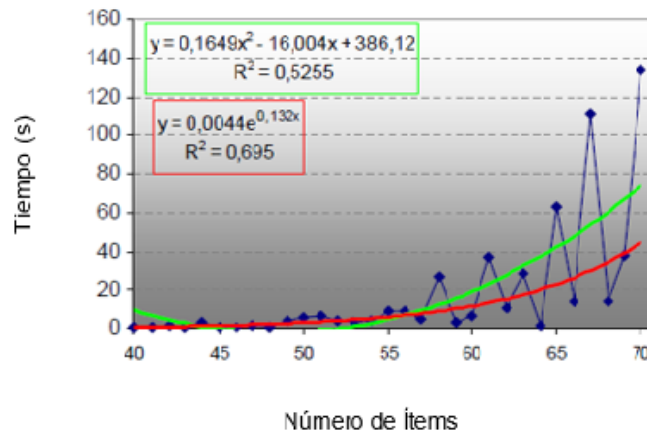
sobre su entorno para realizar la búsqueda, lo cual hace que sean aptos para funciones con discontinuidades o en las que no pueden calcularse sus derivadas.

- Capaz de atender a funciones discretas y continuas: los AG son capaces de trabajar con funciones reales, discretas, booleanas, continuas, incluso categorías no numéricas, siendo posible mezclar las representaciones sin perjuicio para la habilidad de los AG en la solución del problema.
- Además son adecuados para trabajar en amplios espacios de solución por su búsqueda direccionada e inteligente, mejorando los tiempos de computo al no explorar todo el espacio de soluciones como otras técnicas que exploran todo el espacio de solución, como por ejemplo **Branch & Bound**.
- Son adecuados para resolver el problema de priorización de obras, pues se ajustan satisfactoriamente a la naturaleza discreta del mismo.

De acuerdo con [7] el problema puede tratarse mediante técnicas de optimización matemática exacta, usando programación entera **Branch & Bound** y computación evolutiva a través de la técnica de algoritmos genéticos.

Dado que los proyectos que residen en el banco de proyectos son más de 2000 y en el año se ejecutan alrededor de 400 obras, el uso de algoritmos como **Branch & Bound** trae consigo un tiempo computacional extremadamente elevado para realizar el proceso de priorización de los proyectos, pues cuando se aumenta una obra más, el tiempo de procesamiento teóricamente se duplica [7], ver **Figura 4-4**.

Figura 4-4: Tiempo requerido simulación Branch&Bound [7].



Las consideraciones de tiempo de procesamiento y el creciente número de proyectos a priorizar conducen al uso de otras técnicas de solución, por lo cual se recomienda el uso de la técnica de algoritmos genéticos [7].

En la referencia [17] se indica que los problemas combinatorios requieren un elevado esfuerzo computacional porque se presenta un fenómeno de explosión combinatorial, esto es, al crecer el número de variables de decisión entonces el número de soluciones

(configuraciones) crece exponencialmente (conforme a 2^n) al igual que el esfuerzo computacional para resolver el problema. El esfuerzo computacional en una búsqueda exhaustiva se ilustra a través del siguiente ejemplo:

Se parte del supuesto que existe una computadora que puede ordenar y evaluar la función objetivo de un millón de soluciones candidatas por segundo, así que para este tipo de problemas la computadora tomaría los siguientes tiempos:

Tabla 4-5: Ejemplo de esfuerzo computacional [17]

Tiempo computacional		
Número de variables, n	Soluciones candidatas	Tiempo computacional
20	2^{20}	1 segundo aprox.
40	2^{40}	2 semanas aprox.
60	2^{60}	365 siglos aprox.
600	2^{600}	10^{165} siglos aprox.

No obstante, la referencia [17] señala que no todos los problemas combinatoriales son tan complejos de resolver y que existen problemas combinatoriales para los cuales existen algoritmos que los resuelven con esfuerzo computacional polinomial a medida que el tamaño del problema crece, tal como se ha señalado en la **Figura 4-4** tomada de la referencia [7].

Por lo tanto, para solucionar el problema de optimización de priorización de inversiones para los niveles de tensión I y II en el escenario de la planeación operativa para la reposición y expansión de pequeñas redes, se usará la técnica de solución de algoritmos genéticos.

c) Se estudia la base conceptual de los Algoritmos genéticos, la cual se describe brevemente a continuación⁵².

El algoritmo genético (AG) formulado por John Holland en los años 70 es una técnica de computación evolutiva, que se constituye en un proceso de optimización combinatorio de un conjunto de individuos de una población dada (Cromosomas, conjunto de proyectos a priorizar).

⁵² Mayor información sobre AG puede encontrarse en [17], [50].

El proceso del AG se basa en el proceso evolutivo de los seres vivos (teoría darwiniana), haciendo que los diferentes individuos de la población compitan por la supervivencia en un medio dado con recursos escasos o condiciones de entorno cambiantes, así, los individuos mejor dotados genéticamente (mejores cromosomas con mejores genes, proyecto/obra) para este entorno, tienen mayor aptitud o capacidad para “sobrevivir”. Para lograr el proceso evolutivo, se debe someter la población inicial de individuos a procesos de diversificación (reproducción) y alteración de su material genético (recombinación y cruzamiento). Siendo por tanto la evolución una consecuencia de la selección natural y de los mecanismos que producen la diversidad.

Para el caso de la priorización de las inversiones a desarrollar en este módulo cada proyecto u obra es un gen y cada individuo o cromosoma es una combinación o conjunto de obras que puede ser una solución posible del problema (configuración combinatoria).

Estas soluciones del AG, definen una codificación con la que trabajan, lo que significa que los parámetros/variables del problema no se manejan directamente por el AG (ver en páginas siguientes las consideraciones de codificación).

Por lo anterior, el AG genera un conjunto de soluciones factibles como resultado de las posibles combinaciones de las obras, para ser evaluadas de cara a las variables o aspectos de interés y las restricciones que se imponen a la priorización de inversiones.

Con fundamento en lo anterior el AG debe realizar el siguiente proceso:

1. Generar una población inicial, y elegir una codificación adecuada para representar cada configuración o combinatorio.
2. Calcular la función objetivo (desempeño) de cada configuración o combinatorio de la población y almacenar el incumbente (la mejor configuración encontrada durante el proceso).
3. Realizar el proceso de selección.
4. Ejecutar el proceso de recombinación.
5. Desarrollar el proceso de mutación y generar la nueva población de la siguiente generación.
6. Si el (los) criterio(s) de parada no se han cumplido, el proceso itera nuevamente regresando al paso número 2.

A continuación se describe cada uno de los pasos:

- Generación de la población inicial: es el primer paso en el AG y se genera de forma aleatoria, de tal manera que ésta representa un conjunto de alternativas candidatas (configuración combinatoria) a la solución del problema, a partir de ésta población inicial el AG deberá probar diversas combinaciones de individuos de la población, las cuales son calificadas por el valor de la función objetivo.

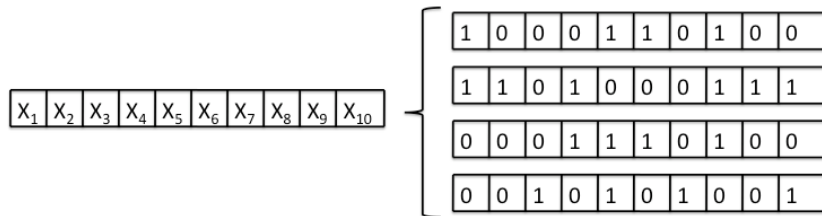
La población inicial puede ser generada aleatoriamente, porque debido a los análisis teóricos la mejor solución hallada es independiente de la población inicial, aunque se requiere de un gran esfuerzo computacional.

Para mejorar el rendimiento del AG se debe generar de manera eficiente la población inicial, para esto puede generarse una parte de la población usando

algoritmos heurísticos constructivos y la otra parte usando soluciones aleatorias controladas. En el caso del algoritmo genético **Chu & Beasley** (AGCB) la población inicial debe cumplir la condición que todos los individuos deben ser diferentes y en algunos casos se debe cumplir con cierto criterio de diversidad (distancia entre soluciones) [17].

A continuación, se ilustra un ejemplo de una población de soluciones de tamaño cuatro con diez variables de decisión:

Figura 4-5: Ejemplo de población [45].



- **Operador de selección:** este operador permite seleccionar las configuraciones (individuos) de la población actual, que participarán en la generación de las configuraciones (nuevos individuos) de la siguiente generación.

La selección de los individuos se da por concurso, estos serán padres de la siguiente generación y son seleccionados los de mejor calidad (puntuación o desempeño respecto de la función objetivo), terminando la función del operador de selección con la decisión del número de descendientes que debe tener cada padre de la población inicial.

Existen varias maneras de efectuar dicho concurso, se indican a continuación dos tipos de selección ampliamente utilizados.

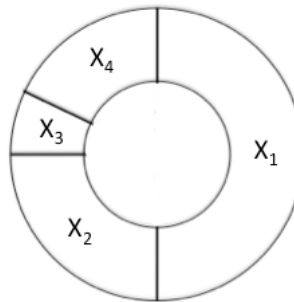
Selección por Ruleta. Este tipo de concurso también es conocido como selección proporcional y consiste en asignar al individuo un número de descendientes de manera proporcional a su valor de función fitness. Esto se hace escalando o patronando los valores de función objetivo de la población a un intervalo definido como puede ser entre 0 y 1 o entre 0° y 360° , mejor dicho, a un sistema en forma de ruleta cuya área estará dividida en un número de partes igual al número de individuos en la población y cada una de tamaño proporcional a cada valor de función fitness. Esta ruleta posteriormente se “lanza” (entiéndase como evento aleatorio) un número de veces igual al tamaño de la población, obteniendo entonces los padres de la próxima generación.

Suponiendo un caso en que las funciones fitness para cuatro individuos obtuvieron valores en los cuales el ofrecido por X_1 es el mejor, seguido por X_2 , luego por X_4 y siendo X_3 el individuo de peor calidad. La ruleta se puede ilustrar de la siguiente forma:

Tabla 4-6: Ejemplo de probabilidad de obtención de descendientes [45].

Individuo	X1	X2	X3	X4
Función Fitness	200	50	15	35
Intervalo	$(0^\circ, 180^\circ]$	$(180^\circ, 270^\circ]$	$(270^\circ, 300^\circ]$	$(300^\circ, 360^\circ]$

Figura 4-6: Ejemplo de ruleta de probabilidad de obtención de descendientes [45].



Terminados los lanzamientos de la ruleta, resultan los cuatro padres que de manera aleatoria generarán dos parejas, de las cuales se obtendrán 4 individuos descendientes. En este caso, X1 tiene la mayor probabilidad de adquirir descendientes y, por el contrario, X3 tendrá la menor.

Dado que este método de selección es proporcional, es decir, entre mayor sea el valor de función fitness de cada individuo, se le asigna una mayor área de la ruleta, se podría entender que este operador solo funcionaría para problemas de maximización. Sin embargo, para aplicar este tipo de selección para minimizar, se requiere de operaciones matemáticas que generen los recíprocos de los valores de la función objetivo en la función fitness, que es la que finalmente se patrona en la ruleta y asignará los descendientes de la misma manera mostrada.

Tabla 4-7: Ejemplo asignación proporcional de descendientes [45].

Individuo	X1	X2	X3	X4
Nº de descendientes	2	1	0	1

Tabla 4-8: Parejas formadas para la obtención de descendientes [45].

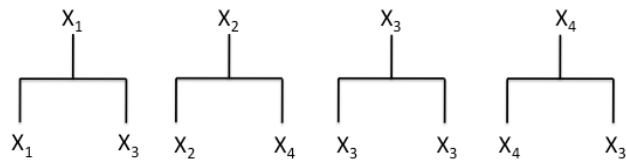
Pareja	Padres	
1	X1	X2
2	X1	X4

Selección por Torneo. Consiste en realizar un sistema de selección con base en la comparación directa de los individuos. En esta propuesta, se realizan n torneos donde n es el tamaño de la población y en los cuales habrá n ganadores que serán los padres de la próxima generación. Para cada torneo se selecciona aleatoriamente un conjunto de k configuraciones, normalmente de dos a cinco, las cuales serán comparadas entre sí y ganará el torneo, aquella con mejor valor de función fitness. El mecanismo de esta propuesta de selección es significativamente diferente a la de selección proporcional (ruleta), pues inicialmente, todos los individuos tendrán la misma probabilidad de ser escogidos para ingresar al torneo. Este mecanismo es más rápido, de fácil ejecución y menor tiempo computacional que la propuesta anterior. Sirve tanto para cuando el problema es de minimización como de maximización, pues para cada caso sólo es necesario cambiar el criterio de función de mejor calidad.

Terminando los n torneos, finaliza el proceso de selección que determinó los padres y se procede igualmente como en el caso anterior a la conformación de las parejas de padres de manera aleatoria, evitando que alguna de ellas esté compuesta por un mismo individuo.

Para esta metodología es necesario escoger adecuadamente un valor de k , el cual se ajusta de acuerdo al tamaño y complejidad del problema. Un valor de k no apropiado puede conllevar a que el proceso caiga en óptimos locales pues disminuiría la diversidad de las poblaciones. Estudios previos recomiendan un valor de k igual a 2 para problemas de pequeñas poblaciones, sin embargo este valor podrá incrementarse en problemas con poblaciones más grandes. Retomando la población y función fitness del ejemplo anterior y realizando una selección por torneo con $k=2$ y $n=4$, se puede ilustrar en la **Figura 4-7** uno de los posibles resultados.

Figura 4-7: Ejemplo de selección por torneo [45].



Terminados los torneos, los resultados se pueden integrar en una tabla respecto al número de descendientes, para luego asignarse las parejas de padres de manera aleatoria de igual forma que en la selección proporcional, tal como se ilustra en la **Tabla 4-9** y **Tabla 4-10**.

Tabla 4-9: Ejemplo asignación descendientes para asignación por torneo [45].

Individuo	X1	X2	X3	X4
Nº de descendientes	1	1	1	1

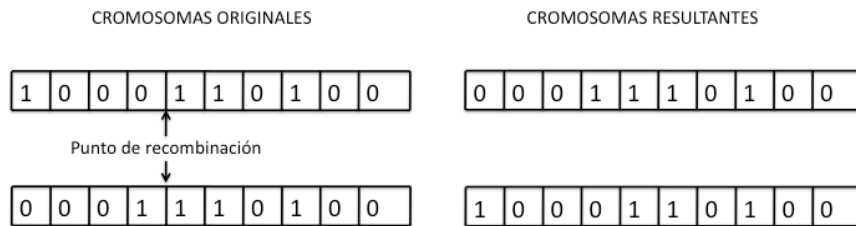
Tabla 4-10: Parejas formadas para obtención de descendientes por torneo [45].

Pareja	Padres	
1	X1	X3
2	X4	X2

- Operador de cruzamiento: este proceso se da entre individuos y busca transferir genes de los padres en la población actual a los descendientes generados.

El operador de cruzamiento, consiste en elegir aleatoriamente dos individuos (configuraciones) seleccionados aleatoriamente y generar a partir de ellos dos nuevos individuos (configuraciones), donde los nuevos individuos (configuraciones) tienen partes de los individuos (configuraciones) originales. Para que los individuos seleccionados sean sometidos a cruzamiento se debe generar un número aleatorio entre [0,1] y compararlo con la tasa de cruzamiento (crossover, pc) que es la probabilidad que cada par de cromosomas sea recombinado, cuando el número sea mayor, se debe producir cruzamiento, si es menor, los dos individuos seleccionados no son cruzados, de tal suerte que todos los pares seleccionados no son sometidos a cruzamiento.

Figura 4-8: Ejemplo de crossover [45].



Dentro de las formas de efectuar el crossover, se indican [45]:

- Crossover sencillo (Single-point Crossover): se usa un único punto para la recombinación. Se emplea en problemas con soluciones de corta longitud cromosómica.
- Crossover multipunto (Multipoint Crossover): se usan varios puntos para efectuar la recombinación. Se emplea en problemas con soluciones de larga longitud cromosómica.
- Crossover uniforme (Uniform Crossover): la recombinación se evalúa bit a bit con cada uno de los elementos de una configuración, es poco utilizada por su ineficiencia.

- **Operador de mutación:** este operador se aplica posterior al cruzamiento y busca modificar la estructura genética de los individuos de manera aleatoria, alterando los valores codificados de los genes. Así, en una codificación binaria, la mutación consiste en cambiar una variable de 0 a 1 y viceversa.

Por si sola esta alteración modifica las características de los individuos y por lo tanto la población descendiente, produciendo diversidad generacional.

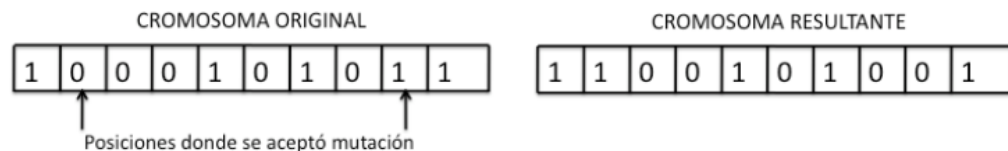
La mutación es, por lo tanto, muy importante al final del proceso del AG, puesto que a cada ciclo generacional se tienen poblaciones más aptas, tornándose más homogéneas y, por lo tanto, se requiere de la exploración de nuevas zonas en búsqueda de la optimización.

Al operador de mutación, también se le asocia una tasa de mutación, así, no todos los individuos serán mutados, la tasa de mutación p_m ofrece una probabilidad que un gen sea mutado, la posición del gen a ser mutado también es sorteada aleatoriamente.

Dos de las maneras habitualmente usadas para efectuar la mutación son las siguientes [45]:

- **Mutación bit a bit:** este tipo de mutación es la más conocida y aplicada y consiste en evaluar la mutación para cada bit del individuo, es decir, para cada posición de su cadena se genera aleatoriamente un número del 0 al 1; si dicho valor se encuentra entre 0 y p_m la mutación se efectúa y se realiza cambiando el valor existente de la posición a su inmediato superior o inferior de la secuencia denotada por la codificación empleada. La mutación bit a bit puede llegar a consumir mucho tiempo computacional, esto es evidente en la medida que se presenten problemas de enorme tamaño, en donde se obtienen cadenas cromosómicas de gran longitud y es en estos casos, donde evaluar la mutación en cada bit puede presentar mayor trabajo.

Figura 4-9: Ejemplo de mutación bit a bit [45].



- **Mutación por población:** La mutación por población ofrece una manera más rápida y práctica tomando la población como un todo, es decir, como un gran cromosoma de longitud de n veces la longitud de uno de sus individuos, siendo n el número de individuos y en donde la cantidad de mutaciones estará dada por el producto de p_m por dicha longitud. Luego las posiciones que serán mutadas, corresponderán a una cantidad de números aleatorios (correspondiente a la cantidad de mutaciones encontradas), cada uno lanzado entre 1 y la longitud del nuevo gran cromosoma. En dichas posiciones se hace el cambio del valor existente a un valor inmediatamente superior o inferior de la secuencia denotada por la codificación empleada.

Figura 4-10: Ejemplo de mutación por población [45].

POBLACIÒN ORIGINAL										POBLACIÒN RESULTANTE									
1	0	0	0	1	0	1	0	1	1	1	1	0	0	1	0	1	0	1	1
1	1	0	1	1	1	1	0	0	1	1	1	0	1	0	1	1	0	0	1
0	1	0	1	1	0	0	1	1	0	0	1	0	1	1	0	1	1	1	0
1	1	1	0	0	1	0	0	0	1	1	0	1	0	0	1	0	0	0	1

Posiciones donde se aceptó mutación: 2, 15, 32, 27

- Ciclo generacional y criterio de parada: un ciclo generacional es el proceso de selección, recombinación o cruzamiento y mutación, que permite encontrar nuevos individuos (configuraciones) que generan nuevas poblaciones a partir de una población actual. Así, en un AG se efectúan de manera iterativa ciclos generacionales para encontrar una solución de optimización.

El AG se puede parar si sucede alguna de las siguientes situaciones [45]:

- Se ha alcanzado un número de ciclos generacionales especificado.
 - Se ha obtenido una solución con calidad mínima especificada.
 - Se llega a sucesivas poblaciones homogéneas, es decir, el proceso evolutivo para, porque pierde diversidad (población demasiado homogénea).
- d) Se propone una metodología usando un AG para realizar la priorización de las obras en sistemas de distribución del nivel de tensión I, II y se realizan simulaciones para un banco de proyectos reducido, con el propósito aplicar el AG desarrollado. Los resultados de la simulación se presentan en el capítulo cinco (5).

▪ Metodología desarrollada.

Se presenta la metodología desarrollada para la priorización de inversiones en sistemas de distribución en el escenario del planeamiento operativo de la reposición y expansión de pequeñas redes en los niveles de tensión I y II, la misma se realiza a través de un Algoritmo Genético **Chu & Beasley** (AGCB) que fue implementado en el software Matlab.

Son empleados los conceptos básicos de optimización mono-objetivo en la determinación del plan óptimo de inversiones o priorizado, considerando los aspectos más relevantes de la toma de decisiones.

El problema es formulado como un problema combinatorial, el cual considera como función objetivo, maximizar una función compuesta por proyectos, en la que cada proyecto considera como información relevante tres factores, el VPN, el número de usuarios a impactar y la maximización de la energía recuperada, cada uno de éstos factores tiene asignado un peso dependiendo de los requerimientos de inversión de la empresa y de las señales regulatorias que se tengan como se ha indicado antes en 2.2.2. *Prospectiva regulatoria en Colombia para remuneración de la distribución en los niveles de tensión I y II*, es decir, si se tiene preferencia por programas de reducción de pérdidas el mayor peso será asignado a las pérdidas, o si la mayor importancia se le da a maximizar el VPN este factor tendrá mayor ponderación y así sucesivamente, con lo cual se puede

realizar la priorización teniendo en cuenta un solo factor o dos o tres. La restricción para la función objetivo, es el presupuesto destinado por la empresa para la ejecución de proyectos.

El modelo matemático para la priorización de las inversiones es el siguiente:

Maximizar:

$$\text{F. O. Max } z = P_1 * X_1 + P_2 * X_2 + \dots P_n * X_n \quad (4.30)$$

$$\text{F. O.} = \sum_{i=1}^n P_i * X_i \quad (4.31)$$

Sujeto a:

$$X_i = 1 \quad \text{o} \quad X_i = 0 \quad (4.32)$$

$X_i = 1$ Proyectos obligatorios por seguridad técnica y requerimiento jurídico.

$$\sum_{i=1}^n Cinv_i \leq \text{Presupuesto} \quad (4.33)$$

Al introducir los factores de ponderación de acuerdo a los requerimientos de decisión, se tiene:

$$\text{Max } z = \sum_{i=1}^n \left(w_1 * \frac{VPN_i}{VPN_T} + w_2 * \frac{USER_i}{USER_T} + w_3 * \frac{LOSS_i}{LOSS_T} \right) * X_i \quad (4.34)$$

Sujeto a las restricciones indicadas en la ecuación (4.32) y (4.33).

Donde:

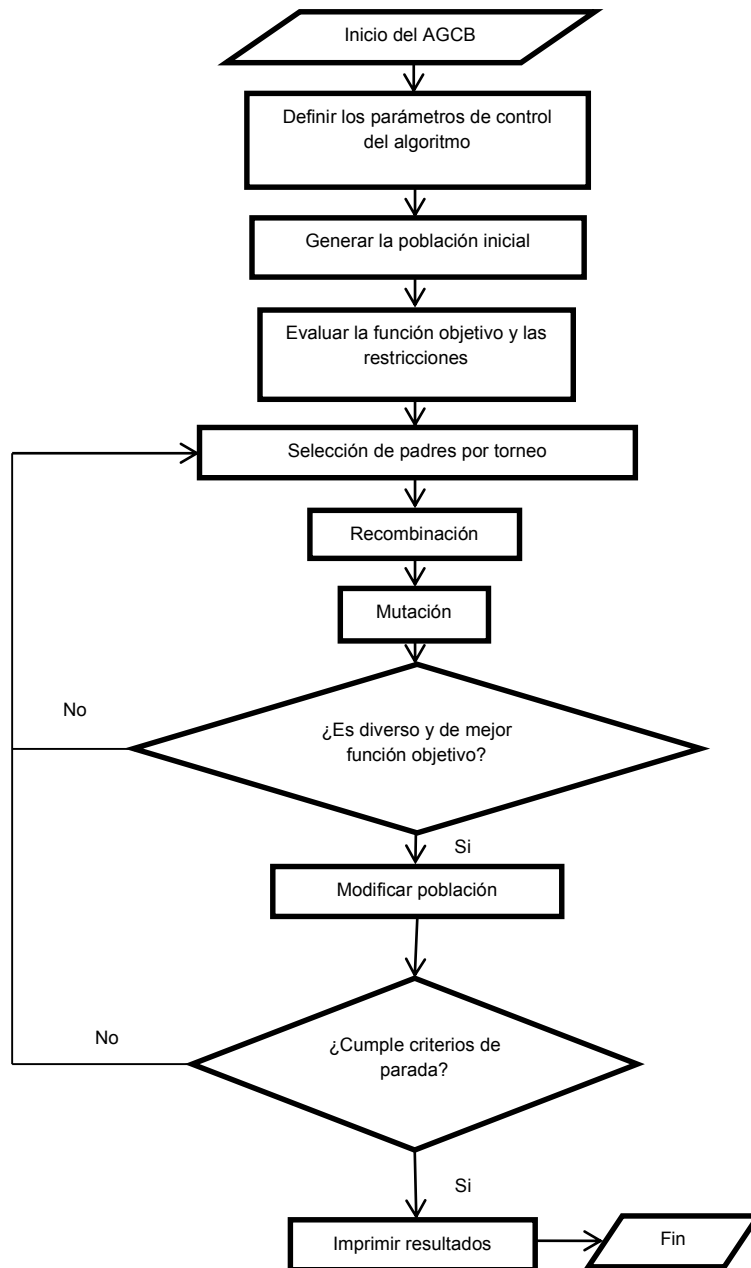
- P_i Proyecto a priorizar que tiene información de VPN, usuarios a impactar, pérdidas a recuperar, etc.
- X_i Hace referencia a la participación (activación) o no de un proyecto en el proceso de optimización para la priorización de las inversiones.
- $Cinv_i$ Es el valor o costo del proyecto i que se toma del banco de proyectos a priorizar.
- n Cantidad de Proyectos sobre los cuales se va a priorizar (Banco de proyectos).

w_1, w_2, w_3	Corresponde al peso o importancia de cada variable en la función objetivo.
VPN_i	Valor presente del proyecto i.
VPN_T	Valor presente del total de los proyectos (suma de todos los VPN).
$USER_i$	Usuarios atendidos por el proyecto i.
$USER_T$	Usuarios totales a atender por los proyectos a priorizar.
$LOSS_i$	Energía recuperada por el proyecto i.
$LOSS_T$	Energía total recuperada por los proyectos a priorizar.
<i>Presupuesto</i>	Se refiere al presupuesto destinado por la empresa distribuidora para la ejecución de proyectos de reposición y expansión de redes en el contexto de la planeación de la operación para los niveles de tensión I y II.

Como técnica de solución se usará el AG propuesto por **Chu & Beasley** (AGCB), por sus características presenta un desempeño mejorado respecto del algoritmo genético básico (AGB). Estas características son de acuerdo a [51] las siguientes:

- Utiliza una función objetivo para identificar el valor de la solución de mejor calidad y maneja la infactibilidad para el proceso de reemplazo de una solución generada a través del proceso de selección, recombinación (mutación), por otra que se encuentra en la población actual.
- El AGCB sólo genera y sustituye un individuo de la población a la vez en cada ciclo generacional, lo que lo diferencia del algoritmo genético básico en el cual los individuos de la población son sustituidos por completo en cada ciclo.
- Es un algoritmo en el que el padre será reemplazado por un descendiente en la siguiente generación si y sólo si, el descendiente posee una combinación función objetivo-infactibilidad de mejor calidad que la asociada al padre.
- El individuo que entre a formar parte de la población actual, debe ser diferente a los demás individuos, evitando así la convergencia prematura a soluciones óptimas locales.
- Emplea un criterio de diversidad controlada, para preservar la separación entre los individuos.
- En este algoritmo se tiene un criterio de aspiración, el cual consiste en que un individuo puede ingresar a la población actual a pesar de no cumplir con el criterio de diversidad controlada, si este tiene mejor función de adaptación que el incumbente. En este caso, se deben retirar todos los individuos de la población actual que se encuentran a menor distancia que la mínima permitida por el individuo que ingresa por aspiración, para mantener la diversidad controlada. Los individuos eliminados serán reemplazados por otros en las siguientes generaciones, sin embargo, temporalmente se debe reducir la población.

En la **Figura 4-11** se muestra el flujograma de la metodología propuesta y los aspectos más relevantes para la priorización de inversiones, posterior a esta, se describe cada una de las etapas.

Figura 4-11: Diagrama general de la metodología propuesta [Elaboración propia].

- Etapas consideradas

La priorización de inversiones tiene como objetivo fundamental definir el conjunto de proyectos a realizar, teniendo en cuenta un conjunto de restricciones técnicas y financieras que hacen imposible la realización del conjunto completo de obras contenidos en el banco de proyectos. Para lograr lo anterior, se consideran como aspectos fundamentales de la metodología, el límite de presupuesto y la obligatoriedad de algunos de los proyectos debido a condiciones técnicas y legales, tal como se ha indicado en 4.2.4 *Módulo 4. Multicriterial. Otras consideraciones para la priorización de inversiones*. En este contexto, el modelo de optimización a través del AGCB tiene las etapas listadas a continuación:

- Conformación del banco de proyectos.
 - Información necesaria, para el proceso de priorización que incluso incluye la calificación multicriterial.
- Implementación del AGCB.
 - Generación de la población inicial.
 - Selección, recombinación y mutación.
 - Evaluación de los descendientes.
 - Criterios de entrada de un descendiente en la población.
 - Nuevo ciclo generacional.

Cada una de las etapas anteriores, será descrita a continuación:

– Banco de proyectos.

Un proyecto es considerado en el plan de priorización de inversiones, cuando este ha pasado por una rigurosa evaluación técnica que define el comportamiento eléctrico del circuito analizado y posee una evaluación financiera satisfactoria para la empresa y además se han tenido en cuenta otras consideraciones, tal como se ha descrito en 4.2.2 *Modulo 2. Módulo técnico*, 4.2.3 *Módulo 3. Cálculo de indicadores financieros* y 4.2.4 *Módulo 4. Multicriterial. Otras consideraciones para la priorización de inversiones*. Basados en el análisis anterior, es conformado el banco de proyectos a priorizar.

Es importante anotar que para probar este algoritmo se ha partido de un conjunto de proyectos suministrados por la empresa distribuidora CHEC, en la que el diseño ha sido realizado de manera clásica (no se ha aplicado el módulo técnico propuesto en este modelo conceptual).

Los proyectos presentan la información de “recuperación” de pérdidas, el número de usuarios beneficiados, el nivel de inversión requerida, las ventas de energía, y la evaluación financiera del indicador VPN, al igual que una calificación que determina sin importar el nivel de inversión requerido, si este es obligatorio o no (variables cualitativas de seguridad eléctrica, nivel de tensión inferior al normalizado y calificación social). Esta categoría se le asigna si el nivel de tensión actual está por debajo del valor permitido por regulación, ha sido definido por un juez mediante una acción legal o se ha solicitado por los clientes a través de tutela, derecho de petición o acción de grupo.

Con base en las evaluaciones realizadas, se define si el proyecto entra o no a formar parte del banco de proyectos a priorizar.

Para esta aplicación, son considerados como información de entrada de cada proyecto, los siguientes aspectos (ver **Tabla 4-11**):

- Nombre del proyecto.
- Número de usuarios.
- Consumo mensual de energía.
- Energía recuperada por reducción de pérdidas.
- Valor Presente Neto.
- Calificación

Tabla 4-11: Ejemplo Información proyecto para la priorización [Elaboración propia].

Nombre del proyecto	Número de usuarios	Consumo de energía [kWh/mes]	Energía recuperada [kWh/mes]	Valor presente neto [\$]	Calificación [%]
NA3212	67	65232	150	\$ 19.466.950,97	90
LF2456	45	58426	123	\$ 17.974.592,53	95
NL5432	18	40034	98	\$ 39.005.048,60	85
MN1567	23	24004	67	-\$ 9.960.535,13	100

Es importante recordar que aunque un proyecto tenga valor presente neto negativo, si está calificado con la condición de obligatoriedad (100%), éste es incluido en el banco de proyectos a priorizar.

– Implementación del AGCB

Se presentan los aspectos básicos para la aplicación del AGCB al problema de priorización de inversiones. El objetivo final del trabajo es encontrar el plan óptimo de inversiones, que garantice la maximización del beneficio para la empresa distribuidora, siempre dentro de orden presupuestal máximo y las condiciones de obligatoriedad de los proyectos.

- Codificación del problema. El problema de priorización de inversiones puede ser representado a través de una codificación binaria, ya que la variable de decisión se activa si el proyecto es activado (se ejecutará), es decir, que toma el valor de uno (1). Por el contrario, si el proyecto no es activado (descartado), entonces la variable toma el valor de cero (0). La **Tabla 4-12** presenta el esquema de codificación empleado.

Tabla 4-12: Codificación para priorización inversiones [Elaboración propia].

	Plan 1	Plan 2	Plan 3	Plan 4	Plan 5	---	Plan n
Proyecto 1	1	0	1	1	1	---	0
Proyecto 2	0	1	1	0	0	---	1
Proyecto 3	1	1	1	0	0	---	1
Proyecto 4	0	0	0	1	0	---	0
Proyecto 5	0	1	1	1	1	---	0
---	---	---	---	---	---	---	0
Proyecto m	0	0	1	0	1	---	1

- Generación de la población inicial. La población inicial del AGCB es creada a partir de un algoritmo aleatorio controlado, es decir, que está formado por dos bloques. El primero de ellos, genera un conjunto de individuos, con la característica presentada en la **Tabla 4-12**. El segundo bloque consiste en un barrido por aquellos proyectos que son obligatorios y activándolos en cada uno

de los individuos. Finalmente, al listado obtenido se le realiza un filtrado en el cual se garantiza que todos los individuos son factibles.

- Selección, recombinación y cruzamiento. El concepto de selección aplicado en este algoritmo, consiste en la extracción de cuatro (4) individuos de la población, denominados padres. Estos individuos son seleccionados de forma aleatoria, de tal manera que los cuatro sean diferentes.

Una vez seleccionados, son conformadas dos parejas las cuales son enfrentadas mediante un torneo. Los ganadores del torneo serán los padres que mejor función de adaptación presenten y ganarán el derecho a formar individuos denominados hijos.

Los padres ganadores son recombinados mediante, el cruce de sus genes a partir de un único punto de cruce elegido al azar. Este cruce de cromosomas genera un intercambio de material genético que da origen a dos (2) nuevos individuos, que corresponden a los hijos o descendientes.

Los hijos conformados, son pasados por la etapa final de mutación, en la cual alguno de sus componentes sufre una alteración en la cual cambia su estado actual en una posición específica, es decir, si un proyecto está activo y esta posición es seleccionada para mutación, entonces este se inactivará y viceversa.

Finalmente, es evaluado si estos individuos cumplen con las condiciones de obligatoriedad, de ser así, pasan al proceso de evaluación de la función de adaptación. De lo contrario, pasan por una etapa de mejora local que los vuelve factibles, antes de ser evaluado en la función de adaptación.

- Evaluación y criterios de entrada en la población. Los individuos generados durante el proceso de selección, recombinación y mutación, pasan a la etapa de evaluación. En esta etapa, son evaluados en la función de adaptación, con la cual se les asigna su función objetivo. De ambos descendientes es seleccionado aquel que mejor función objetivo presenta.

Una vez se conoce la función objetivo del hijo ganador, esta es comparada con la función objetivo de todos los individuos contenidos en la población. Si su función objetivo es mejor que el peor individuo de la población, este es reemplazado sólo si cumple con el criterio de diversidad.

El criterio de diversidad verifica que el material genético del individuo que va ingresar en la población, es diferente a todos los allí almacenados.

- Ciclos generacionales. El proceso descrito en las etapas anteriores, es repetido durante un número de ciclos generacionales predefinido, el cual garantiza que se ha explorado una buena porción del espacio global de solución y se ha encontrado una solución de muy buena calidad.
- Resultados finales. Los mejores planes de inversión hallados por el AGCB se encuentran en la población final que se obtuvo después de cumplirse los ciclos generacionales. Allí se consignan ordenados todos los planes según su función objetivo y muestran el abanico de posibilidades de inversión.

4.3 Conclusiones del capítulo

- A través del análisis documental técnico y regulatorio del sector se ha determinado que las señales o variables de interés por su influencia técnico financiera para el regulador, el cliente y el inversionista son: el costo de inversión en el proyecto (circuito de distribución primario o secundario a reponer o pequeñas redes a expandir), las pérdidas de energía eléctrica, la calidad del servicio (continuidad), producto técnico (calidad de la potencia) y los gastos A.O.M.
- La identificación de variables de interés para el regulador, el cliente y el inversionista han permitido una propuesta de innovación en el tratamiento e inclusión de algunas de ellas en la valoración de beneficios para el proceso de expansión y reposición de CHEC, determinando como tratar cada variable tal y como se ha indicado para las variables calidad del servicio, mantenimiento, y calidad de la potencia (regulación de tensión).
- La identificación de variables de interés para el regulador, el cliente y el inversionista han permitido la identificación de variables límite como las pérdidas y la inversión, por lo tanto, se han determinado como restricciones cuando se apliquen en el módulo técnico propuesto, los valores de tales restricciones se han sugerido en los apartados respectivos como:
 - Para el nivel de tensión 1, el valor máximo de inversión por circuito secundario en cada grupo de calidad debe ser el determinado por el regulador, el cual se indica para cada OR.
 - Para el nivel de tensión 2, el costo de inversión es el indicado en las unidades constructivas del nivel de tensión 2, de acuerdo con la publicación del regulador.
 - Las pérdidas del nivel 2 de tensión deben ser: $0,75 \text{ índices de pérdidas reconocidas del nivel 2} \leq \text{índice de pérdidas del circuito diseñado} \leq \text{índice de pérdidas reconocidas del nivel 2}$.
 - Para el nivel 1 se propone: $0,75 \text{ índice de pérdidas técnicas reconocidas del nivel 1} \leq \text{índice de pérdidas técnicas del circuito diseñado} \leq \text{índice de pérdidas técnicas reconocidas del nivel 1}$.
- La revisión bibliográfica realizada ha permitido determinar la importancia de las técnicas de optimización en los procesos de planeamiento y diseño de redes, como una medida de mejoramiento de proceso y búsqueda de eficiencia técnico-económica. Incluso la referencia [13] señala que la aplicación de las técnicas de optimización pueden ayudar a reducir los costos de distribución, hasta en un diez por ciento (10%).
- El análisis documental realizado permitió seleccionar y conocer las bondades de los AG como técnicas de solución para resolver problemas como el tratado en la priorización de inversiones, dado que presenta mejores tiempos computacionales comparado con técnicas exactas como **Branch & Bound**. Por lo cual, se desarrolló el

módulo de priorización de inversiones usando un algoritmo genético de **Chu & Beasley**.

- La revisión documental y el análisis de las señales regulatorias, del cliente y del inversionista además del entorno que rodea la toma de decisiones de inversión, ha permitido proponer un modelo conceptual compuesto por cinco módulos: banco de proyectos, módulo técnico, módulo financiero, módulo multicriterial y módulo de priorización de inversiones.

5. Simulación y resultados para el módulo priorización

En esta sección se presentan los resultados obtenidos a través de la implementación de la metodología propuesta para el módulo de priorización de inversiones en sistemas de distribución, el cual se ha desarrollado a través de la técnica de optimización algoritmo genético de **Chu & Beasley** (AGCB). La función de optimización que implementa el algoritmo AGBC fue adaptada a partir de un software empleado en [53] que la Universidad Tecnológica de Pereira desarrolló para la CHEC, mientras que las funciones que cargan los datos del problema y lo definen de acuerdo a las convenciones utilizadas por la función inicialmente citada, fueron desarrolladas expresamente para las pruebas reportadas en este capítulo.

Los proyectos objeto de prueba en el módulo de priorización, corresponden a circuitos secundarios de 208/120 voltios candidatos a reposición, debido a que han sido detectados por la empresa como de condiciones deficientes o han sido reportados por los clientes, estos han surtido el proceso propuesto en el modelo conceptual en algunos módulos, como banco de proyectos, evaluación financiera y ordenamiento multicriterial, pero no han sido sometidos al módulo técnico considerando el diseño de los mismos a través de técnicas de optimización, su diseño se ha realizado de manera clásica.

El problema a resolver busca encontrar el plan óptimo de inversión, de tal manera que se garantice la combinación más adecuada de proyectos candidatos a ejecutar, que maximice los beneficios para el inversionista con la restricción presupuestal fijada, teniendo en cuenta además, condiciones multicriterio como la obligatoriedad de ejecución de algunos proyectos, como se ha indicado en 4.2.4 *Módulo 4. Multicriterial. Otras consideraciones para la priorización de inversiones*. No obstante se pueden encontrar otras soluciones óptimas de acuerdo a la variable de interés clientes atendidos y, energía recuperada.

Para probar el algoritmo de priorización implementado se dispone de un banco de proyectos de prueba suministrado por la empresa distribuidora CHEC, que está conformado por 14 circuitos de distribución de baja tensión (proyectos). Tres de estos proyectos tienen la condición de obligatoriedad (variable cualitativa, del módulo multicriterial), adicionalmente, tres de ellos presentan valor presente neto negativo (variable cuantitativa del módulo multicriterial). La cantidad de usuarios involucrados en este banco es de 730 con un consumo total de energía de 1558 MWh/mes. El valor presente neto global corresponde a \$417.569.535,80 y el presupuesto disponible (restricción) para la realización de estos proyectos es \$220.000.000,00.

La implementación computacional de la metodología propuesta fue probada en un computador Intel Core i3 con 4GB de RAM y sistema operativo Windows 7 Professional empleando el software MATLAB 2010a.

Son considerados cuatro escenarios representativos de análisis, basados en los posibles factores de interés que actúan en la función objetivo del modelo (maximización de beneficios o variables que se deseen tratar por interés de la empresa distribuidora). Lo anterior debido a que la función objetivo en este trabajo está asociada a tres factores fundamentales que determinan la tendencia en la inversión, como lo son la maximización del valor presente neto, la maximización del número de usuarios atendidos y la maximización de la energía recuperada. Usando el AGCB desarrollado se plantean los casos de análisis que se presentan a continuación:

- A. Sólo se considera la maximización del valor presente neto.
- B. Sólo se considera la maximización de la cantidad de usuarios atendidos.
- C. Sólo se considera la maximización de la energía recuperada.
- D. Se combinan con el mismo factor de importancia los tres factores que determinan la tendencia de inversión.

El análisis propuesto pretende generar una idea general de las consideraciones que tiene en cuenta una empresa de distribución para la toma de decisiones de inversión, basadas en condiciones particulares de operación y como función de sus condiciones actuales y de las políticas regulatorias del sector.

5.1 Aplicación al sistema de prueba

La **Tabla 5-1** presenta los aspectos básicos que deben ser considerados en la priorización de inversiones, para lo cual cada una de las columnas muestra los conceptos multi-criterio que pueden ser tenidos en cuenta en la decisión final de inversión sobre una propuesta específica.

Tabla 5-1: Información básica sistema de prueba [Elaboración propia].

Nombre del proyecto	Número de usuarios	Consumo de energía [kWh/mes]	Energía recuperada [kWh/mes]	Valor presente neto [\$]	Calificación [%]
M55059	33	65232	166	\$ 19.466.950,97	90
M55079	33	58426	136	\$ 17.974.592,53	95
M55248	72	148082	606	\$ 39.005.048,60	85
M55232	21	67004	138	-\$ 9.960.535,13	78
M55252	59	106530	1069	\$ 43.398.997,23	100
M55254	40	78049	432	\$ 23.891.476,52	92
M55257	61	109508	1434	\$ 40.224.692,28	95
M55259	83	151875	982	\$ 53.117.337,33	100
M55261	60	112981	486	\$ 38.694.373,85	70
M55262	129	259866	106	\$ 84.351.043,32	70
M55281	66	146895	981	\$ 57.366.093,45	85
M55284	22	88004	238	\$ 31.960.535,13	95
M55301	30	98504	338	-\$ 11.960.535,13	100
M55663	21	67045	138	-\$ 9.960.535,13	90
	730	1558001	7250	\$ 417.569.535,82	

Para analizar todos los escenarios propuestos, es considerado un presupuesto máximo de inversión de \$220.000.000,00 (restricción).

5.1.1 Análisis del escenario A

Los resultados alcanzados en este escenario se presentan en la **Tabla 5-2**. En esta se puede observar claramente que cuando se desea maximizar el valor presente neto de la empresa, este valor se ajusta tal que se logre invertir todo el presupuesto que se tiene.

Tabla 5-2: Comportamiento factores de la función objetivo [Elaboración propia].

Valor presente neto [\$]	Usuarios atendidos	Energía recuperada [kWh/mes]
\$ 219.637.551,96	367	5099

Al observar el presupuesto disponible para inversión y comparar con el valor presente neto, se observa que del total disponible para inversión, el 99.84% es invertido. Lo cual garantiza la adecuada utilización de los recursos. Por otro lado, de los 750 usuarios que se podían atender, sólo el 50.27% es atendido satisfactoriamente y finalmente la energía que se logra recuperar corresponde al 70.33% del total.

La respuesta anterior, muestra que al considerar el valor presente neto como único factor que compone la función objetivo, se encuentra que las propuestas seleccionadas tienen como prioridad maximizar la inversión (ejecutar todo el presupuesto). La **Tabla 5-3**, en la segunda columna presenta la mejor solución encontrada y los 10 mejores planes encontrados por el AGCB.

Tabla 5-3: Mejores soluciones encontradas por el AGCB [Elaboración propia].

Proyecto	Plan 1	Plan 2	Plan 3	Plan 4	Plan 5	Plan 6	Plan 7	Plan 8	Plan 9	Plan 10
M55059	0	0	1	0	1	0	1	1	1	1
M55079	0	0	1	0	1	0	1	1	1	1
M55248	1	1	0	0	1	1	0	0	1	0
M55252	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
M55254	1	0	0	1	0	1	1	0	1	1
M55257	1	0	1	1	0	0	1	0	0	0
M55259	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
M55261	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1
M55262	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
M55281	0	1	1	0	1	0	0	1	0	0
M55284	1	0	0	1	0	1	1	0	1	1
M55301	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

Obsérvese que en todas las soluciones, los proyectos con calificación de 100% fueron priorizados porque son obligatorios (M55252, M55259 y M55301). Por otro lado, de los 14 proyectos considerados inicialmente, en todos los planes sólo aparecen 12 posibles proyectos en la solución, esto debido a que aquellos que no tuvieran calificación del 100%

y presentaran valor presente negativo, son descartados en la depuración de la información que realiza el AGCB.

La **Tabla 5-4**, presenta los comportamientos de los factores que componen la función objetivo en cada plan.

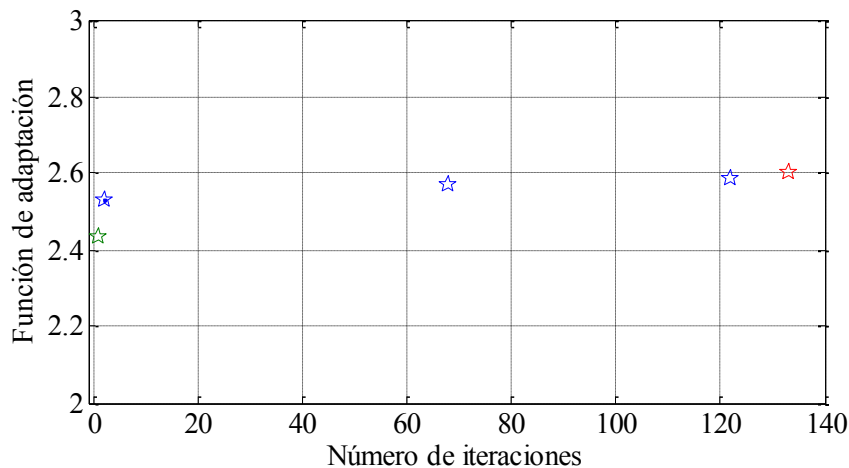
De los resultados obtenidos en la **Tabla 5-4**, es posible concluir que los planes están ordenados según el valor presente neto, como se observa en la columna 2. Sin embargo, existen planes que aumentan la cantidad de usuarios atendidos, respecto de la mejor respuesta. Es decir, el plan 5 atiende más usuarios.

Tabla 5-4: Valores de la función objetivo en cada plan [Elaboración propia].

Nombre del plan	Valor presente neto [\$]	Usuarios atendidos	Energía recuperada [kWh/mes]
Plan 1	\$ 219.637.551,96	367	5099
Plan 2	\$ 219.621.315,33	370	4462
Plan 3	\$ 219.588.128,66	365	5106,
Plan 4	\$ 219.326.877,21	355	4979
Plan 5	\$ 218.368.484,98	376	4278
Plan 6	\$ 218.107.233,53	366	4151
Plan 7	\$ 218.074.046,86	361	4795
Plan 8	\$ 218.057.810,23	364	4158
Plan 9	\$ 216.854.403,18	372	3967
Plan 10	\$ 216.543.728,43	360	3847

Finalmente, la **Figura 5-1**, presenta el comportamiento de la función objetivo a lo largo de los ciclos generacionales. El eje vertical muestra la función de adaptación del AGCB, que es adimensional y sólo es un criterio de evolución que permite combinar diferentes componentes en una única función objetivo y el eje horizontal corresponde a la iteración para la cual mejora dicha función de adaptación.

Figura 5-1: Comportamiento de la función de adaptación [Elaboración propia].



Al igual que el caso A las mejores respuestas obtenidas respetan las condiciones de obligatoriedad de algunos proyectos. La **Tabla 5-7** muestra cómo se comportan los factores que componen la función objetivo.

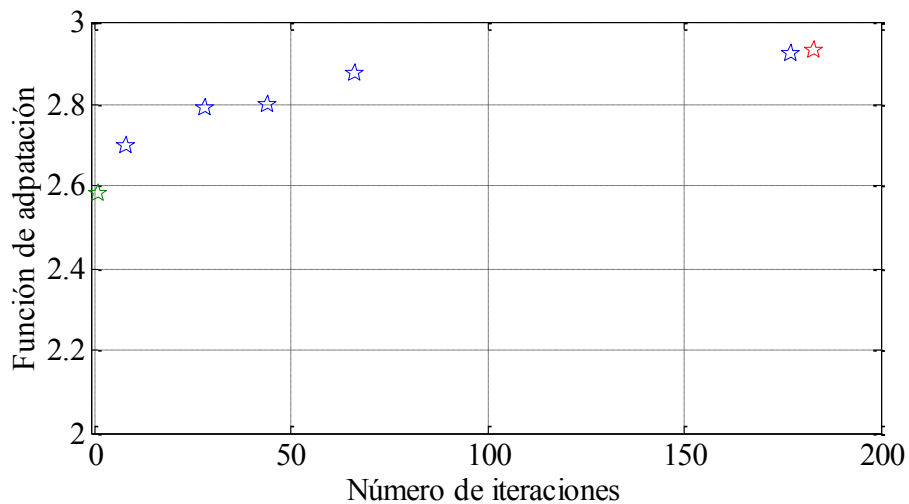
Tabla 5-7: Valores de la función objetivo en cada plan [Elaboración propia].

Nombre del plan	Valor presente neto [\$]	Usuarios atendidos	Energía recuperada [kWh/mes]
Plan 1	\$ 205.651.609,36	378	4997
Plan 2	\$ 207.143.967,80	378	5027
Plan 3	\$ 205.613.649,37	377	4079
Plan 4	\$ 218.368.484,98	376	4278
Plan 5	\$ 212.265.270,24	374	3093
Plan 6	\$ 207.911.891,35	373	3101
Plan 7	\$ 216.854.403,18	372	3967
Plan 8	\$ 201.227.083,81	371	4731
Plan 9	\$ 219.621.315,33	370	4462
Plan 10	\$ 206.348.386,25	367	2797

De la **Tabla 5-7** es claro que todos los planes maximizan la cantidad de usuarios atendidos (columna 3) y en este caso particular, con dos niveles de inversión diferentes (planes 1 y 2), se logra el mayor número de usuarios atendidos.

Finalmente, en la **Figura 5-2** se muestra la evolución de la función objetivo a lo largo de los ciclos generacionales para el caso B.

Figura 5-2: Comportamiento de la función de adaptación [Elaboración propia].



Al igual que en los casos A y B los planes obtenidos, como mejores respuestas respetan las condiciones de obligatoriedad de algunos proyectos. La **Tabla 5-10** muestra cómo se comportan los factores que componen la función objetivo.

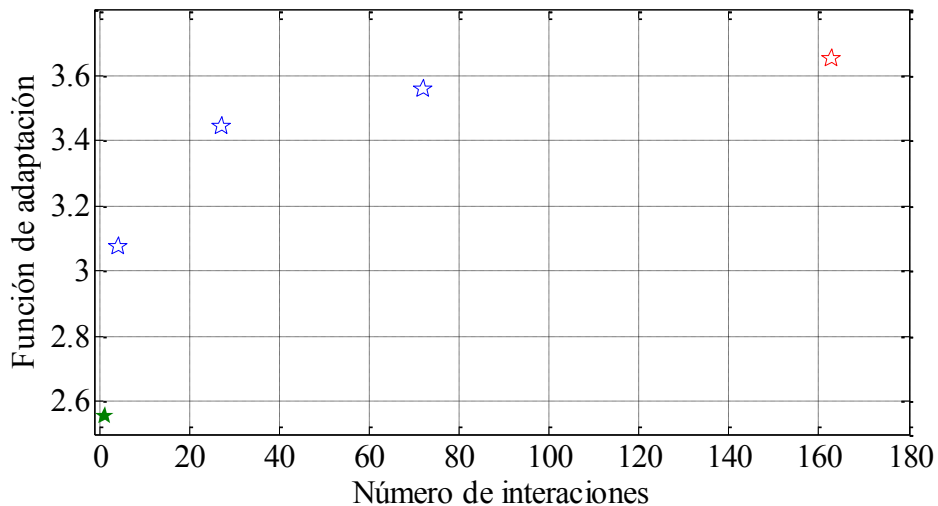
Tabla 5-10: Valores de la función objetivo en cada plan [Elaboración propia].

Nombre del plan	Valor presente neto [\$]	Usuarios atendidos	Energía recuperada [kWh/mes]
Plan 1	\$ 206.038.061,68	339	5236
Plan 2	\$ 219.588.128,66	365	5106
Plan 3	\$ 219.637.551,96	367	5099
Plan 4	\$ 214.107.120,29	321	5042
Plan 5	\$ 207.143.967,80	378	5027
Plan 6	\$ 205.651.609,36	378	4997
Plan 7	\$ 219.326.877,21	355	4979
Plan 8	\$ 201.613.536,13	332	4970
Plan 9	\$ 200.121.177,69	332	4940
Plan 10	\$ 206.833.293,05	366	4907

De la **Tabla 5-10** es claro que todos los planes maximizan la cantidad de energía recuperada (columna 4). Por otro lado, se observa que la mejor función objetivo encontrada para los casos A y B en lo que a este atributo se refiere se encuentran contenidas en esta solución (ver planes 3 y 6).

Finalmente, en la **Figura 5-3** se muestra la evolución de la función objetivo a lo largo de los ciclos generacionales para el caso C.

Figura 5-3: Comportamiento de la función de adaptación [Elaboración propia].



5.1.4 Análisis del escenario D

Los resultados alcanzados en este escenario se presentan en la **Tabla 5-11**. Allí se puede observar que cuando se desea maximizar la combinación de factores que componen la función objetivo bajo el mismo peso, la tendencia es a alcanzar los resultados obtenidos con el escenario A.

Tabla 5-11: Comportamiento factores de la función objetivo [Elaboración propia].

Valor presente neto [\$]	Usuarios atendidos	Energía recuperada [kWh/mes]
\$ 219.637.551,96	367	5099

Los resultados anteriores muestran que cuando la función objetivo tiene iguales pesos para los criterios de decisión en la inversión que la componen, el algoritmo está sesgado a tomar decisiones con base en el valor presente neto, pues se supone que a mayor nivel de inversión alcanzado, mayor es el beneficio global obtenido, y porque además la solución se trata de ajustar a la restricción de presupuesto.

La **Tabla 5-12**, indica en la segunda columna la mejor solución encontrada y los 10 mejores planes encontrados por el AGCB.

Tabla 5-12: Mejores soluciones encontradas por el AGCB [Elaboración propia].

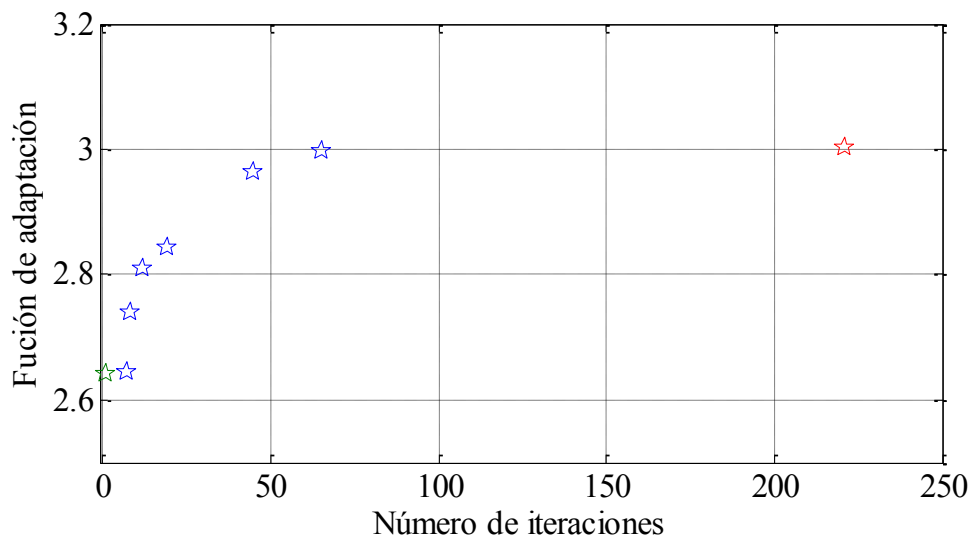
Proyecto	Plan 1	Plan 2	Plan 3	Plan 4	Plan 5	Plan 6	Plan 7	Plan 8	Plan 9	Plan 10
M55059	0	1	1	0	0	1	0	1	1	0
M55079	0	1	0	1	0	1	0	0	0	1
M55248	1	0	1	1	0	0	0	1	0	1
M55252	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
M55254	1	0	1	1	1	1	1	0	1	0
M55257	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
M55259	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
M55261	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0
M55262	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
M55281	0	1	0	0	0	0	1	0	0	0
M55284	1	0	0	0	1	1	0	1	0	1
M55301	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

Al igual que el caso A, B y C los planes obtenidos, como mejores respuesta respetan las condiciones de obligatoriedad de algunos proyectos. La **Tabla 5-13** muestra cómo se comportan los factores que componen la función objetivo. Se observa que la mejor función objetivo encontrada para los casos A, B y C, se encuentran contenidas en esta solución (ver planes 1, 4 y 7).

Tabla 5-13: Valores de la función objetivo en cada plan [Elaboración propia].

Nombre del plan	Valor presente neto [\$]	Usuarios atendidos	Energía recuperada [kWh/mes]
Plan 1	\$ 219.637.551,96	367	5099
Plan 2	\$ 219.588.128,66	365	5106
Plan 3	\$ 207.143.967,80	378	5027
Plan 4	\$ 205.651.609,36	378	4997
Plan 5	\$ 219.326.877,21	355	4979
Plan 6	\$ 218.074.046,86	361	4795
Plan 7	\$ 206.038.061,68	339	5236
Plan 8	\$ 215.213.026,41	360	4833
Plan 9	\$ 206.833.293,05	366	4907
Plan 10	\$ 213.720.667,97	360	4803

En la figura la **Figura 5-4** se muestra la evolución de la función objetivo a lo largo de los ciclos generacionales para el caso D.

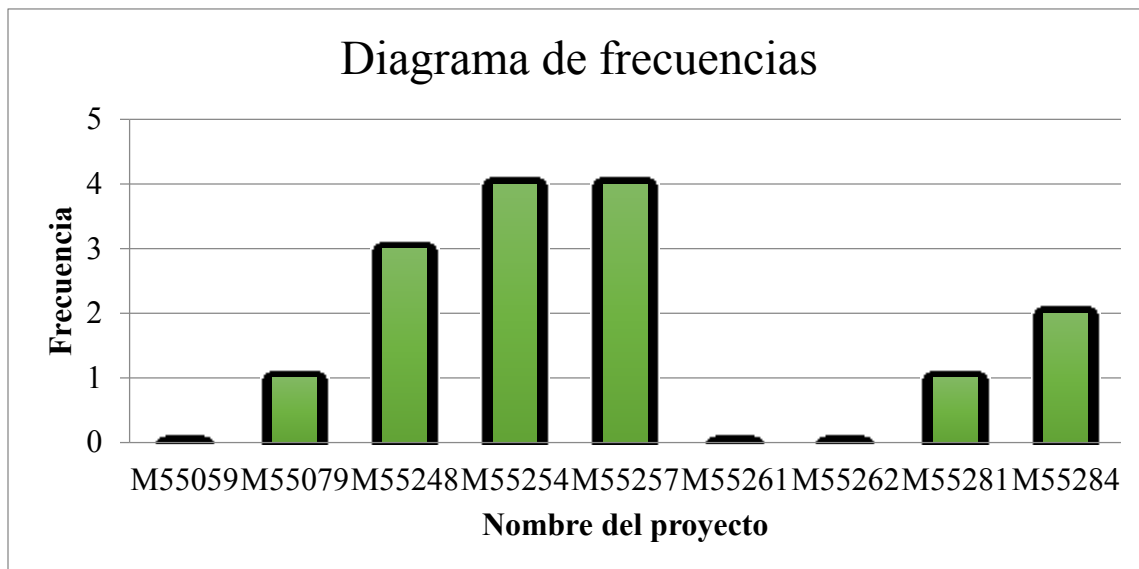
Figura 5-4: Comportamiento de la función de adaptación [Elaboración propia].

5.1.5 Comparativo de resultados

Para cada uno de los escenarios de prueba planteados, se pueden observar comportamientos típicos que muestran como ciertos proyectos son atractivos bajo cualquier combinación de factores en la función objetivo.

Analizando el plan óptimo en cada uno de las combinaciones de función objetivo (ver **Tabla 5-3, Tabla 5-6, Tabla 5-9 y Tabla 5-12**), es posible observar la frecuencia con la que ciertos proyectos aparecen en las soluciones. En la **Figura 5-5**, se presenta un diagrama de frecuencias con la que los proyectos aparecen en cada una de las soluciones óptimas para los cuatro casos de estudio, exceptuando aquellos que tenían condición de obligatoriedad.

Figura 5-5: Frecuencia de los proyectos priorizados [Elaboración propia].



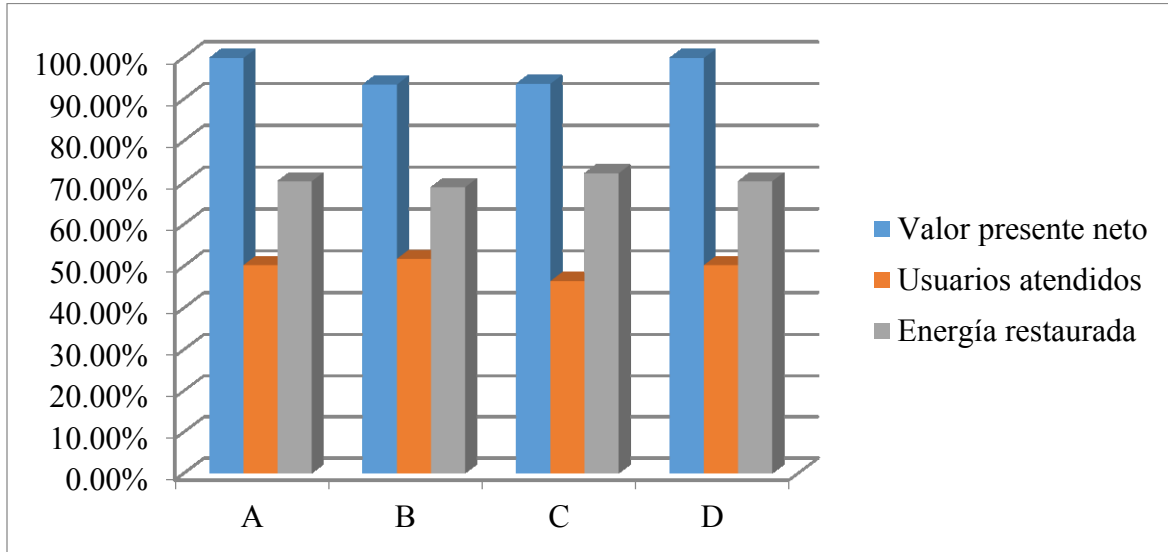
Los proyectos que alcanzan el nivel de cuatro en frecuencia indican claramente que bajo cualquier escenario de análisis, son de vital importancia para alcanzar los objetivos trazados por el plan de inversiones (ver proyectos M55254 y M55257). Lo cual sirve para tomar decisiones de inversión sobre variaciones en las condiciones operativas y financieras de la empresa distribuidora. Por otro lado, es importante notar que los proyectos con frecuencias entre dos y tres (ver proyectos M55284 y M55248) muestran un buen desempeño ante algunos de los escenarios planteados, por lo cual deben ser tenidos en cuenta a la hora de tomar de decisiones de inversión. Finalmente, aquellos proyectos que tienen una frecuencia de uno o que no aparecen en las soluciones (ver M55079, M55281, M55059, M55262 y M55261) dejan ver que no son atractivos para ser realizados bajo las condiciones planteadas en el problema de priorización de inversiones, sin embargo, son factibles de ser considerados en futuros bancos de inversión así como en posibles incrementos del presupuesto disponible para inversión.

En general, el diagrama de frecuencias es importante para visualizar cuáles de los proyectos mejoran de manera global los objetivos de optimización y, además, muestra de manera focalizada los eventos comunes dentro del banco general de proyectos a ejecutar.

Con este diagrama es posible, crear listados y clasificar proyectos según su importancia.

Por otro lado, al observar el comportamiento de cada una de las soluciones óptimas para cada escenario propuesto, es posible notar un comportamiento correlacionado entre ellos tal como se observa en la **Figura 5-6**.

Figura 5-6: Diagrama de barras de las soluciones óptimas. [Elaboración propia]



En la **Figura 5-6** se observa que el comportamiento de cada uno de los componentes de la función objetivo, tienen la misma tendencia porcentual. Lo anterior quiere decir, que bajo todos los escenarios, la maximización del valor presente neto lleva a alcanzar niveles de inversión superiores al 90%, lo cual implica que este factor está estrechamente relacionado con todas las componentes de la función objetivo. Por otro lado, tanto la cantidad de usuarios atendidos y el nivel de energía recuperada presentan el mismo comportamiento en todos los escenarios. Finalmente, obsérvese que las soluciones de los casos A y D son iguales, por la cual sus diagramas de barras son idénticos.

5.2 Conclusiones del capítulo

- El AGCB implementado para el módulo de priorización de inversiones ha mostrado su efectividad ante cada una de las variables de interés del tomador de decisiones, puesto que cuando se ha definido como variable de análisis:
 - La maximización del VPN, los resultados de los mejores planes maximizan el VPN de todos los proyectos, teniendo en cuenta la restricción presupuestal y la obligación multicriterial de proyectos obligatorios y proyectos que deben ser descartados.
 - Maximizar la cantidad de usuarios atendidos, los planes recomendados maximizan los usuarios a conectar a la red, independientemente del costo a invertir, pero respetando la restricción de presupuesto y las consideraciones multicriteriales antes indicadas.
 - Maximizar la disminución de pérdidas, las propuestas de priorización arrojadas por el AGCB responden a la variable de interés, bajo las condiciones de restricción y multicriterio establecidas en el problema de prueba.
 - Al maximizar los beneficios por VPN, usuarios atendidos, y pérdidas disminuidas con igual peso de importancia, los planes obtenidos por el AGCB arrojan una tendencia a maximizar el VPN debido a que se busca la maximización de la inversión sin superar la restricción (a mayor nivel de inversión alcanzado, mayor es el beneficio global obtenido).
- El AGCB para priorización de inversiones ha sido utilizado para mostrar la importancia de cada proyecto frente a cada variable de manera individual (VPN o usuarios atendidos o pérdidas disminuidas) o en conjunto (todas a la vez, VPN, usuarios atendidos, pérdidas disminuidas), con lo que se puede determinar la importancia o atractividad de ciertos proyectos bajo cualquier variable de interés.

6. Conclusiones y recomendaciones

6.1 Conclusiones

- La revisión documental y el análisis de las señales regulatorias, del cliente y del inversionista además del entorno que rodea la toma de decisiones de inversión, ha permitido proponer un modelo conceptual compuesto por cinco módulos: banco de proyectos, módulo técnico, módulo financiero, módulo multicriterial y módulo de priorización de inversiones.
- El análisis básico documental realizado, ha permitido determinar la importancia que tienen los esquemas de incentivos para el regulador y observar que ante los actuales modelos de precio máximo e ingreso máximo, existen oportunidades para maximizar los beneficios del inversionista, pues al prestar el servicio por debajo de los valores reconocidos, se apropia de rentas.
- La revisión bibliográfica realizada ha permitido determinar la importancia de las técnicas de optimización en los procesos de planeamiento y diseño de redes como una medida de mejoramiento de proceso y búsqueda de eficiencia técnico-económica, incluso la referencia [13] señala que la aplicación de las técnicas de optimización pueden ayudar a reducir los costos de distribución hasta en un diez por ciento (10%).
- El análisis del entorno de decisiones de inversión ha permitido determinar, que el modelo de priorización de inversiones no sólo debe involucrar variables cuantitativas financieras, sino, también variables cualitativas, considerando aspectos como la seguridad eléctrica por reglamentos técnicos como el RETIE, las acciones judiciales que obligan a la ejecución de proyectos etc., por lo que el modelo conceptual ha incluido un módulo multicriterial, antes de la priorización propiamente dicha de las inversiones.
- El análisis documental técnico y regulatorio ha determinado que las variables de interés son: el costo de inversión en el proyecto, las pérdidas de energía eléctrica, la calidad del servicio, calidad del producto técnico y los gastos A.O.M., por su influencia técnico financiera para el regulador, el cliente y el inversionista.
- La identificación de variables de interés para el regulador, el cliente y el inversionista, han permitido realizar una propuesta de cómo tratarlas en el modelo conceptual, esto se realizó para las variables calidad del servicio, mantenimiento, y calidad de la potencia (regulación de tensión).
- La identificación de variables como las pérdidas y la inversión, permitieron determinarlas como restricciones cuando se apliquen en el módulo técnico propuesto.

- Los valores sugeridos para tales restricciones se indicaron en el módulo técnico tratado en 4.2.2 “*Módulo 2. Módulo técnico*”.
- El análisis documental realizado permitió seleccionar y conocer las bondades de los algoritmos genéticos (AG) como técnica de solución para resolver problemas como el tratado en la priorización de inversiones, dado que presenta mejores tiempos computacionales, al compararlo con técnicas exactas como **Branch & Bound**.
- El análisis del estado del arte ha mostrado la necesidad de automatizar el proceso de priorización de inversiones en distribución bajo técnicas eficientes, por lo cual, se ha elaborado una aplicación, dentro de la cual se adaptó un algoritmo genético de **Chu & beasley** (AGCB) usado en la referencia [53].
- El módulo de priorización de inversiones desarrollado se probó satisfactoriamente para un banco de prueba de 14 circuitos de baja tensión de la empresa CHEC, tal como se muestra en el capítulo 5 *Simulación y resultados para el módulo de priorización*, lo cual lo hace útil para los posibles entornos o modelos regulatorios que puedan tenerse en el futuro, tal como se ha indicado en 2.2.2 . *Prospectiva regulatoria en Colombia para remuneración de la distribución en los niveles de tensión I y II*.

6.2 Recomendaciones

A través de siguientes cohortes de la maestría de ingeniería y del grupo de investigación GIPEM- Grupo de Investigación en Potencia, Energía y Mercados de la universidad Nacional de Colombia sede Manizales, se propone se adelanten líneas de trabajo para:

- El desarrollo del módulo técnico del modelo conceptual, para el diseño y planeamiento de redes de distribución, que permitan incluir técnicas de optimización y procurar un mejor desempeño técnico-económico sobre las técnicas tradicionales de diseño. Esto permitirá mejorar la atractividad financiera de los proyectos.
- Mejorar el modelo multicriterial a través de la incorporación de una mayor cantidad de variables, que permitan modelar con mayor exactitud el pensamiento de los tomadores de decisiones de la empresa distribuidora, lo cual puede realizarse empleando la metodología MAUT (Multi Attribute Utility Theory) o una semejante.
- Una vez se desarrolle el módulo técnico de diseño aplicando técnicas de optimización, valorar los beneficios de las técnicas de optimización en contraste con las técnicas tradicionales de diseño usadas por las empresas distribuidoras.

A. Anexo: Bloques del Algoritmo del módulo de priorización.

Se presentan a continuación los bloques del algoritmo realizado para la priorización de inversiones.

%% Software diseñado para realizar un plan de priorización de inversiones basado en el análisis de proyectos según el valor presente neto, la cantidad de usuarios beneficiados, la calificación prioritaria y otros indicadores de confiabilidad.

```
clear all
```

```
clc
```

```
%rand('twister',5411964);
```

```
%% captura de la información desde Excel
```

```
while(true)
```

```
[Banco Nombre Global] = xlsread('Proyectos.xlsx','ProyectosBT');
```

```
Obligatorio = Banco(:,end)/100;
```

```
Obligatorio(Obligatorio < 1) = 0;
```

```
RF = xlsread('Proyectos.xlsx','Restricciones'); %% Restricción financiera
```

```
%% Proceso de eliminado de proyectos con vpn negativo y que no son obligatorios
```

```
Marcados = zeros(size(Banco,1),1);
```

```
for i = 1:size(Banco,1)
```

```
    if (Banco(i,9) < 0 && Obligatorio(i,1) == 0)
```

```
        Marcados(i,1) = i;
```

```
    end
```

```
end
```

```
Marcados(Marcados == 0) = [];
```

```
if ~isempty(Marcados)
```

```
    BancoEliminados = Banco(Marcados,:);
```

```
    NombreEliminados = Nombre(Marcados+1,:);
```

```
    Banco(Marcados,:) = [];
```

```
    Nombre(Marcados+1,:) = [];
```

```
    Obligatorio(Marcados,:) = [];
```

```
end
```

```
%% creación de la población inicial
```

```
Individuos = 10;
```

```
[PoblacionCero] = PoblacionInicial(Individuos,size(Banco,1),Obligatorio);
```

```
%% Ajustes por pesos de la función objetivo
```

```
VPN = 1/3;
```

```
USU = 1/3;
```

```
PER = 1/3;
```

```

ENS = 0;
%% Tasas de control para el algoritmo genético
Tr = 0.9; % Tasa de recombinación
Tm = 0.5; % Tasa de mutación
Penalizacion = 10; % Factor variable
Incumbente = 0;
Mejoras = 0;
%% Comienzo del genético de CHU & BEASLEY
Iterador = 1;
Generaciones = 10000;
Objetivo = [PoblacionCero,zeros(Individuos,1)];
tic
while(true)
    if Iterador == 1
        for i = 1:size(PoblacionCero,1)
            Costo = 0;
            Usuarios = 0;
            Perdidas = 0;
            Energia = 0;
            for j = 1:size(PoblacionCero,2)
                if PoblacionCero(i,j) ~= 0
                    Costo = Costo + Banco(j,8)/max(Banco(:,8));
                    Usuarios = Usuarios + Banco(j,1)/max(Banco(:,1));
                    Perdidas = Perdidas + Banco(j,4)/max(Banco(:,4));
                    % Energia = Energia + Banco(j,5)/max(Banco(:,5));
                end
            end
            if Costo*max(Banco(:,8)) < RF
                Objetivo(i,end) = VPN*Costo + USU*Usuarios + PER*Perdidas;
                % plot(Costo*max(Banco(:,8))/1000000,Usuarios*max(Banco(:,1)), 'r*')
                % hold on
            else
                Objetivo(i,end) = (VPN*Costo + USU*Usuarios +
                PER*Perdidas)/Penalizacion;
            end
        end
    end
    Iterador = Iterador + 1;
    Objetivo = flipud(sortrows(Objetivo,size(Objetivo,2)));
    if Iterador == 1
        Incumbente = Objetivo(1,end);
        plot(Iterador,Incumbente, 'b');
        hold on;
    end
    %% evaluación de los descendientes
    [PoblacionP] = ProcesoGenetico(Individuos,Objetivo,Tm,Obligatorio); %% Son
    obtenidos los descendientes de la población
    Guardar = zeros(2,1);
    for i = 1:2

```

```

Costo = 0;
Usuarios = 0;
Energia = 0;
Perdidas = 0;
for j = 1:size(PoblacionP,2)
    if PoblacionP(i,j) ~= 0
        Costo = Costo + Banco(j,8)/max(Banco(:,8));
        Usuarios = Usuarios + Banco(j,1)/max(Banco(:,1));
        Perdidas = Perdidas + Banco(j,4)/max(Banco(:,4));
        Energia = Energia + Banco(j,5)/max(Banco(:,5));
    end
end
if Costo*max(Banco(:,8)) < RF
    Guardar(i,1) = (VPN*Costo + USU*Usuarios + PER*Perdidas);
else
    Guardar(i,1) = (VPN*Costo + USU*Usuarios + PER*Perdidas)/Penalizacion;
end
end
PoblacionP(:,size(PoblacionP,2)+1) = Guardar;
PoblacionP = flipud(sortrows(PoblacionP,size(PoblacionP,2)));
%% Verificación de diversidad
k = 0;
for i = 1:size(Objetivo,1)
    if (PoblacionP(1,1:end-1) == Objetivo(i,1:end-1))
        k = 1;
        break
    end
end
if k == 0
    for i = 1:size(Objetivo,1)
        if (PoblacionP(1,end) == Objetivo(i,end))
            if i ~= 1
                k = 1;
                break
            end
        end
    end
end
if k == 1
    if Iterador >= Generaciones
        break
    else
        Iterador = Iterador + 1;
    end
else
    if Objetivo(end,end) < PoblacionP(1,end);
        Objetivo(end,:) = PoblacionP(1,:);
        Objetivo = flipud(sortrows(Objetivo,size(Objetivo,2)));
        if Objetivo(1,end) > Incumbente
            Incumbente = Objetivo(1,end);
            Mejoras = Mejoras + 1;
        end
    end
end

```

```

        plot(Iterador,Incumbente,'*b');
        hold on;
        fprintf("\nMejoras %d incumbente %2.6f", Mejoras,Incumbente);
    end
end
if Iterador >= Generaciones
    break
else
    Iterador = Iterador + 1;
end
end

end
fprintf('\n');
PoblacionCero = Objetivo(:, 1:end-1);
ObjetivoFinal = zeros(Individuos,3);
for i = 1:size(PoblacionCero,1)
    Costo = 0;
    Usuarios = 0;
    Energia = 0;
    Perdidas = 0;
    for j = 1:size(PoblacionCero,2)
        if PoblacionCero(i,j) ~= 0
            Costo = Costo + Banco(j,8)/max(Banco(:,8));
            Usuarios = Usuarios + Banco(j,1)/max(Banco(:,1));
            Perdidas = Perdidas + Banco(j,4)/max(Banco(:,4));
            Energia = Energia + Banco(j,5)/max(Banco(:,5));
        end
    end
    ObjetivoFinal(i,1) = Costo*max(Banco(:,8));
    ObjetivoFinal(i,2) = Usuarios*max(Banco(:,1));
    ObjetivoFinal(i,3) = Perdidas*max(Banco(:,4));
end
toc
if ObjetivoFinal(1,1)<RF

    % plot( ObjetivoFinal(:,1),ObjetivoFinal(:,2),'*')
    % hold on
    % plot( ObjetivoFinal(1,1),ObjetivoFinal(1,2),'--sb')

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
% proceso de impresión de resultados en la ventana del command windows
fprintf('\n
        *****
    ');
fprintf('\n Valor de la función objetivo de costo [$]: ');
fprintf('%9.3f', ObjetivoFinal(1,1));
fprintf('\n Valor de la función objetivo número de usuarios: ');
fprintf('%9.1f', ObjetivoFinal(1,2));
fprintf('\n Valor de la función objetivo energía recuperada [kWh/mes]: ');
fprintf('%9.3f', ObjetivoFinal(1,3));

```

```

fprintf('\n          ***** ');
fprintf('\n');

fprintf('\n=====
=====');
fprintf('\n=====          PROYECTOS PRIORIZADOS
=====');

fprintf('\n=====
=====');
fprintf('\n Nombre          Usuarios          Valor presente neto          Concepto');
fprintf('\n');
DatosFinales = Objetivo(1,1:end-1);
for k = 1:size(DatosFinales,2)
    if (DatosFinales(1,k) ~= 0)
        if (Obligatorio(k,1) == 1)
            fprintf('\n-----');
            fprintf('\n %s          %d          %9.3f
%s',Nombre{k+1,1},Banco(k,1),Banco(k,8),'OBLIGATORIO');
        else
            fprintf('\n-----');
            fprintf('\n %s          %d          %9.3f
%s',Nombre{k+1,1},Banco(k,1),Banco(k,8),'NO OBLIGATORIO');
        end
    end
end
fprintf('\n');

%%%%%%%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%%
%% proceso de impresión de resultados en la ventana del command windows
%% para los archivos eliminados
if ~isempty(Marcados)
    fprintf('\n          ***** ');
    fprintf('\n');

fprintf('\n=====
=====');
fprintf('\n=====          PROYECTOS ELIMINADOS
=====');

fprintf('\n=====
=====');
fprintf('\n Nombre          Usuarios          Valor presente neto          Concepto');
fprintf('\n');
for k = 1:size(Marcados,1)
    fprintf('\n-----');
    fprintf('\n %s          %d          %9.3f
%s',NombreEliminados{k,1},BancoEliminados(k,1),BancoEliminados(k,8),'VPN
NEGATIVO');
end

```



```
        fprintf('\n');
    end
    save PER1;
    Partir = 0;
else
    fprintf('\n          ***** ');
    fprintf('\n NO S EENCONTRO SOLUCIÓN FACTIBLE EN ESTA BÚSQUEDA');
end
break
end
```


Bibliografía

- [1] Congreso de Colombia, Ley eléctrica, ley 143, Colombia, 1994.
- [2] L. Moreno, Servicios públicos domiciliarios, perspectivas del derecho económico. Universidad Externado de Colombia, 2001.
- [3] Villarroel, M., Rudnick, H. "Optimal design of distribution networks" Belo Horizonte. First International Conference on Power Distribution. Belo Horizonte, 1990.
- [4] I. Yaker-Restrepo, El desarrollo de la infraestructura en Colombia en la década de los noventa parte I, CEPAL, 2000. <http://www.cepal.org>.
- [5] CREG -Mercados energéticos consultores, Circular 034-2014. Estudio Revisión de remuneración de las actividades de distribución y transmisión de energía eléctrica. Bogotá, 2014.
- [6] T. Gómez, Regulación de la distribución de energía eléctrica en un marco de competencia. Esquemas basados en incentivos, Lisboa: 6ª jornadas hispano-lusas de ingeniería eléctrica, 1999.
- [7] A. Almeida Filho, Priorização de investimentos em sistemas de distribuição de energia elétrica de baixa tensão, Salvador Bahia: Universidad de Salvador UNIFACS, 2003.
- [8] Miguel Angel Lasheras. La regulación económica. Editorial Ariel S.A. Barcelona. 1999.
- [9] G. Reyes Cuartas. Importancia de la calidad del servicio en ambientes competitivos una ambientación del tema en el sector de la distribución; Manizales: Universidad Politécnica de Valencia, 2001.
- [10] CREG Resolución 043 de 2013. Bases sobre las cuales la Comisión efectuará el estudio para determinar la metodología de remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional para el siguiente período tarifario. Bogotá. 2013.
- [11] A. Vargas, D. Romero, Modelo de reducción de pérdidas de energía eléctrica en Colombia, http://www.javeriana.edu.co/juridicas/pub_rev/revista6_2/6.denic_romero_2.pdf.
- [12] CREG-Universidad Eafit. Desarrollo de Metodologías para la remuneración de los Costos Eficientes de AOM En Empresas de Distribución y Transmisión Eléctrica. Bogotá. 2007.
- [13] M. Méndez T; Riquelme, Romero. Planificación del Sistema de Distribución de Energía Eléctrica: Técnicas de Optimización, Sevilla: Universidad de Sevilla, 2007.

- [14] E. Díaz. Herramientas para la planificación de redes de baja tensión y media tensión urbanas, Vigo: Universidad de Vigo, 1999.
- [15] F. Mendoza. Diseño multiobjetivo y multietapa De sistemas de distribución de Energía eléctrica aplicando algoritmos evolutivos, Universidad de Zaragoza, 2010.
- [16] HM. Khodr. Técnicas de planificación y análisis de redes de distribución de energía eléctrica, Caracas: Universidad Simón Bolívar, 2002.
- [17] R. Gallego, Escobar. Técnicas de optimización. Universidad tecnológica de Pereira, 2011.
- [18] J. Franco. Planeamiento de sistemas de distribución usando búsqueda tabú. Universidad tecnológica de Pereira, 2006.
- [19] F. Casari. Reconfiguracao de sistemas de distribucao de energia eletrica para planejamento toda operacao. Unversidade estadual paulista "júlio de mesquita filho", ilha solteira, 1998.
- [20] J.Peco. Modelo de cobertura geográfica de una red de distribución de energía eléctrica. Universidad Pontificia Comilla de Madrid, Madrid, 2001.
- [21] E. Yoshimoto. Planejamento de redes secundárias de distribucao de energia eletrica. Unversidade estadual de Campinas, Campinas, 2003.
- [22] E. Carrano, Soares, Takahashi, Saldanha, Neto. Electric distribution network multiobjective design Using a problem-specific genetic algorithm, IEEE TRANSACTIONS ON POWER DELIVERY, VOL. 21, NO. 2, APRIL 2006.
- [23] A.Cossi. Planejamento de redes de distribuição de Energia eléctrica de média e baixa tensão. Unversidade estadual paulista, ilha solteira, 2008.
- [24] J. Lodoño, Hincapié, Gallego. Planeamiento de redes de baja tensión, utilizando un modelo trifásico. Bogotá, 2011.
- [25] S. Miloca. Planejamento da expnsao em redes de distribucao de energia eléctrica com indicadores de confiabilidad e base de datos georreferenciada. Curitiba, 2012.
- [26] J. De Sousa. Planejamento de sistemas de distribuição de energia eléctrica através de um modelo de programação linear inteiro misto (PLIM). Universidade estadual paulista "Júlio de Mesquita Filho" UNESP – Campus de ILHA SOLTEIRA, Ilha Solteira, 2013.
- [27] RTD-CODI-19.03- Planejamento Elétrico, Análise técnico-económico de alternativas de desenvolvimento de sistema de distribuição, Rio de Janeiro: Associação Brasileira do Distribuidoras de Energia Elçetrica, 1982.
- [28] J. Portillo-Marcano, Modelo para la definición del presupuesto de inversiones en la red de distribución, Venezuela: Memorias Congreso Venezolano de redes y energía eléctrica. Cigre, 2009.
- [29] G. Monti-Clavel, Plan Trienal "un modelo de gestión", Argentina: Memorias Congreso Internacional de distribución eléctrica CIDEL, 2002.
- [30] H. Queiroz-Salm, O modelo de gestão CELSC e o método utilizado na seleção dos projetos e definição do orçamento empresarial, Argentina: Memorias Congreso Internacional de distribución eléctrica CIDEL, 2002.

- [31] L. Salazar-Hernández, El control de la calidad de servicio eléctrico como herramienta en la planificación de inversiones, Argentina: Memorias Seminario Internacional sobre planificación y calidad en sistemas de distribución, 2001.
- [32] R. Rodriguez-Matheus, Metodologia para priorização dos investimentos nas reformas dos circuitos de baixa tensão, Brasil: Comissão de integração elétrica regional-comité brasileiro, 1999.
- [33] P. Rosenfeld-Pallero-Vinson, Metodología para la determinación de la red técnicamente adaptada, Argentina: Memorias Congreso internacional de distribución Electrica CIDEL, 2002.
- [34] A. Amendola-Fronterotta, Sistema SERDIS – uma ferramenta importante no planejamento de investimentos em redes de média tensão, Argentina: Memorias Congreso internacional de distribución Electrica CIDEL, 2002.
- [35] A. Rondoni, Rentabilidad de inversiones – módulo de calidad del servicio, Uruguay: Comisión de integración eléctrica regional-comité nacional uruguayo, 1999.
- [36] J. Carneiro, Uma nova abordagem para alavancar, priorizar e aumentar o valor de projetos de soluções de engenharia, Argentina: Memorias Congreso internacional de distribución Electrica CIDEL, 2002.
- [37] G. Palumbo-Panella-Ventura, Quality of service target planning and risk analysis for effective asset management – the enel distribuzione case study, Lyon: Memorias Conferencia internacional de redes de distribución eléctrica CIRED, 2010.
- [38] W.S.C. Moreira-Mussoi-Teive, Investment Prioritizing in Distribution Systems Based on Multi Objective Genetic Algorithm, Brazil: IEEE Intelligent System Applications to Power Systems, 2009.
- [39] D. Shoppitsch-Schster-Theil, An experience-oriented approach to risk of postponement in investment planning for a distribution network operator, Lyon: Memorias Conferencia internacional de redes de distribución eléctrica CIRED, 2010.
- [40] P. Soncini, Modelagem multicriterial para análise de projetos de investimento – o caso de uma distribuidora de energia elétrica, Porto Alegre, 2008.
- [41] M. Romeo, An Investment Analysis Framework to Prioritize Capital Projects of an Electric Distribution Utility Using Analytic Hierarchy Process, Singapore: IEEE International Conference on Management of Innovation and Technology, 2006.
- [42] B. Türkay, Artac. Optimal low-voltage distribution network design using genetic algorithms. Universidad tecnica de Estambul. Estambul, 2003. http://www.emo.org.tr/ekler/fb2c3bda2393ae3_ek.pdf.
- [43] CREG. Resolución 097 de 2008. Por la cual se aprueban los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local, Bogotá, 2008.
- [44] CREG (comisión de regulación de energía y gas). Consultoría para la determinación de las pérdidas de energía en los mercados de comercialización presentes en el sin y definición de criterios para la evaluación de planes de reducción y/o mantenimiento de pérdidas de energía. Informe Final - Tomo 4, Pérdidas Técnicas Nivel de Tensión 2, Documento IEB - 469 -07 -06, Bogota, 2009.

- [45] UTP-CHEC. Convenio Interadministrativo No. 033.010 Acta de Ejecución No. 004 Plan de Reposición de Activos en Nivel I y II para el Sistema CHEC basado en el Aspecto de Confiabilidad; Pereira, 2012.
- [46] D. P. Ross, G. V. Welch, H. L. Willis, "Sensitivity of System Reliability to Component Aging in Metropolitan, Urban, and Rural Areas," in Proc. 2001 IEEE Transmission and Distribution Conference and Exposition, pp. 749-753.
- [47] D-CREG. Documento CREG 071 anexo 2. Metodología de remuneración de los activos de nivel de tensión. Bogotá, 2008.
- [48] R Araujo, Valverde, Silvera, Torres, Santana. Avaliação econômica e priorização de investimentos em ambientes regulados. CIDEL, Argentina 2010.
- [49] W. Da costa. Priorização de obras em sistemas de distribuição de energia elétrica utilizando algoritmos Genéticos multiobjetivos. Florianópolis, 2009.
- [50] M. Granada. Algoritmos evolutivos y técnicas Bio-Inspiradas. De la teoría a la práctica. Pereira, 2013.
- [51] J. Gallego. Ubicación óptima de reconectores y fusibles en sistemas de distribución de energía para el mejoramiento de índices de confiabilidad. Pereira, 2014.
- [52].J.Berstein. Regulación en el sector distribución de energía eléctrica. Pontificia universidad catolica de Chile.Santiago de Chile,1999.
- [53]. UTP-CHEC. Convenio Interadministrativo No. 033.010 Acta de Ejecución No. 005 Plan de Reducción de pérdidas técnicas por etapas para todos los circuitos primarios de la CHEC.Pereira, 2013.