

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA MARIA  
CENTRO DE TECNOLOGIA  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

**PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DO SISTEMA DE  
DISTRIBUIÇÃO ATRAVÉS DA SIMULAÇÃO DE  
ALTERNATIVAS E ANÁLISE MULTICRITÉRIO**

**DISSERTAÇÃO DE MESTRADO**

**Eduardo Lehnhart Vargas**

**Santa Maria, RS, Brasil**

**2015**



**PPGEE/UFSM, RS**

**VARGAS, Eduardo Lehnhart**

**Mestre**

**2015**



# **PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO ATRAVÉS DA SIMULAÇÃO DE ALTERNATIVAS E ANÁLISE MULTICRITÉRIO**

**Eduardo Lehnhart Vargas**

Dissertação apresentada ao Curso de Mestrado do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Área de Concentração em Processamento de Energia, da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM, RS), como requisito parcial para obtenção do grau de **Mestre em Engenharia Elétrica**

**Orientador: Prof<sup>a</sup>. Dra Alzenira da Rosa Abaide**

**Santa Maria, RS, Brasil**

**2015**

Ficha catalográfica elaborada através do Programa de Geração Automática da Biblioteca Central da UFSM, com os dados fornecidos pelo(a) autor(a).

Lehnhart Vargas, Eduardo  
Planejamento da Expansão do Sistema de Distribuição  
através da Simulação de Alternativas e Análise  
Multicritério / Eduardo Lehnhart Vargas.-2015.  
136 p.; 30cm

Orientadora: Alzenira da Rosa Abaide  
Dissertação (mestrado) - Universidade Federal de Santa  
Maria, Centro de Tecnologia, Programa de Pós-Graduação em  
Engenharia Elétrica, RS, 2015

1. Distribuição de Energia Elétrica 2. Planejamento da  
Distribuição 3. Fluxo de Potência 4. Análise  
Multicritério I. da Rosa Abaide, Alzenira II. Título.

**Universidade Federal de Santa Maria  
Centro de Tecnologia  
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica**

**A Comissão Examinadora, abaixo assinada,  
aprova a Dissertação de Mestrado**

**PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO  
ATRAVÉS DA SIMULAÇÃO DE ALTERNATIVAS E ANÁLISE  
MULTICRITÉRIO**

elaborada por  
**Eduardo Lehnhart Vargas**

como requisito parcial para obtenção do grau de  
**Mestre em Engenharia Elétrica**

**COMISSÃO EXAMINADORA:**

  
\_\_\_\_\_  
**Alzenira da Rosa Abaide, Dr<sup>a</sup> (UFSM)**  
(Presidente/Orientadora)

  
\_\_\_\_\_  
**Daniel Pinheiro Bernardon, Dr (UFSM)**

  
\_\_\_\_\_  
**Paulo Ricardo da Silva Pereira, Dr (UNISINOS)**





*"A verdadeira medida de um homem não se vê na forma  
como se comporta em momentos de conforto e  
conveniência, mas em como se mantém em  
tempos de controvérsia e desafio."*

*(Martin Luther King)*



## **AGRADECIMENTOS**

Primeiramente aos meus pais Alberi e Neila e irmãs Simone e Camila, que não pouparam esforços para proporcionar o momento em que me encontro hoje. São pessoas essenciais em minha vida. Agradeço por todo o carinho, apoio e confiança que sempre tiveram em mim. Tenho muito orgulho de fazer parte desta família a qual tenho um apreço imensurável.

À minha noiva Yasmine, pela companhia sempre presente, nos momentos bons e nos momentos difíceis, por entender a ausência e comprometimento que me submeti em alguns momentos dessa jornada e por fazer parte da minha vida, sempre demonstrando muito afeto, respeito e cumplicidade.

À professora Alzenira da Rosa Abaide pela oportunidade oferecida, orientação, confiança e amizade.

Ao grupo CEESP e demais colegas, agradeço pela parceria e conhecimentos compartilhados.

Aos colegas engenheiros Denis Kroeff, Diego Saraiva, Émerson Weber e Roberto Pressi, pela disposição ao contribuir com a elaboração deste trabalho.

À empresa AES Sul por viabilizar a realização desse curso.

A todos aqueles que de alguma forma contribuíram para a elaboração deste trabalho.



## RESUMO

Dissertação de Mestrado  
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica  
Universidade Federal de Santa Maria

### PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO ATRAVÉS DA SIMULAÇÃO DE ALTERNATIVAS E ANÁLISE MULTICRITÉRIO

Autor: Eduardo Lehnhart Vargas  
Orientadora: Alzenira da Rosa Abaide, Dr<sup>a</sup>  
Data e Local da Defesa: Santa Maria, 23 de setembro de 2015

A tomada de decisão em atividades no setor elétrico é um exercício considerado indispensável para alcançar os objetivos estratégicos das empresas, principalmente no que diz respeito aos investimentos de médio e grande porte visando soluções eficazes de curto, médio e longo prazo para o sistema de potência. Nesse aspecto, metodologias de auxílio à tomada de decisão são utilizadas nos diferentes níveis de planejamento dentro de qualquer empresa do setor. As concessionárias de distribuição de energia elétrica, devido a sua grande quantidade de ativos e amplas áreas de concessão, enfrentam esses problemas diariamente, na programação das atividades de manutenção, atendimentos emergenciais, expansão, entre outras. No que diz respeito ao planejamento da expansão do sistema, entre os problemas de carregamento de equipamentos e níveis de tensão nas redes MT (Média Tensão), existem uma série de soluções que podem ser analisadas e definidas de acordo com o custo-benefício. Vislumbrando determinar de forma adequada e otimizada as melhores soluções para um determinado sistema elétrico, este trabalho propõe a utilização do método AHP (*Analytic Hierarchy Process*) para auxílio à tomada de decisão e priorização de obras. A metodologia permite englobar critérios qualitativos e quantitativos, considerando a opinião de especialistas e dados estatísticos. Entre os critérios considerados para a aplicação da metodologia estão o ganho operacional da obra com relação às perdas técnicas, carregamento dos condutores nos alimentadores, indicadores de nível de tensão e continuidade no fornecimento de energia elétrica, assim como aspectos físicos e financeiros, relacionados à extensão dos alimentadores e custo total da obra. Os resultados técnicos de cada solução proposta são simulados pelo software Interplan®, que realiza os cálculos de fluxo de potência através da metodologia BFS (*Backward Forward Sweep*), muito utilizada em sistemas radiais de distribuição de energia elétrica. Com base na definição desses critérios, é possível determinar através da aplicação do AHP qual a melhor solução para uma determinada região. Entre as alternativas de obras estão a instalação de novos equipamentos, recondutoramentos e construção de novos alimentadores e subestações. A principal contribuição deste trabalho é a possibilidade da utilização do modelo desenvolvido para outros casos que tenham este mesmo foco, através da adoção de critérios padrão.

**Palavras-chave:** Distribuição de Energia Elétrica. Planejamento da Distribuição. Fluxo de Potência. Método BFS. Análise Multicritério. Método AHP.



## **ABSTRACT**

Master's Dissertation  
Master Graduation Program in Electrical Engineering  
Universidade Federal de Santa Maria, RS, Brazil

### **EXPANSION PLANNING OF THE DISTRIBUTION SYSTEM THROUGH THE ALTERNATIVE SIMULATION AND ANALYSIS MULTICRITERIA**

Author: Eduardo Lehnhart Vargas  
Advisor: Alzenira da Rosa Abaide, Dr<sup>a</sup>  
Date and Local of Defense: Santa Maria, September 23, 2015

The Decision-making in the activities in the electricity sector is an exercise considered indispensable to achieve the strategic objectives of the companies, especially with regard to medium and large investments aiming effective solutions of short, medium and long term for the power system. In this respect, decision-making methodologies are used at different levels of planning within any company in the industry. The electricity distribution companies, due to its large amount of assets and large concession areas, face these problems daily, in programming of maintenance activities, service in contingencies, expansion, among others. With regard to the planning of the system expansion, among the problems of charging voltage level equipment and the MT network, there are a number of solutions that may be analyzed and determined in accordance with cost-benefit. Glimpsing determine properly and optimally the best solutions for a given electrical system, this paper proposes the use of AHP (Analytic Hierarchy Process) to aid decision making and prioritization of works. The methodology allows encompass qualitative and quantitative criteria, based on the opinion of experts and statistical data. Among the criteria considered for the application of the methodology are the operating gain of the work with respect to technical losses, loading of the cables of the feeders, voltage level indicators and continuity of electricity supply, as well as physical and financial aspects related to extension feeders and total cost of the work. The technical results of each proposed solution are simulated by Interplan® software, which performs the power flow calculations by BFS methodology (Backward Forward Sweep), widely used in radial systems of power distribution. Based on the definition of these criteria, can be determined by applying the AHP the best solution for a given region. Among the alternatives of works are the installation of new equipment, renovation of networks, construction of new feeders and substations. The main contribution of this work is the possibility of using the model developed for other cases that have the same objective, through the adoption of standard criteria.

**Keywords:** Electric Power Distribution. Distribution Planning. Power Flow. BFS Method. Multicriteria Analysis. AHP Method.





## LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1.1 – Fases de desenvolvimento da pesquisa .....	26
Figura 2.1 – Modelo básico de um segmento de linha .....	44
Figura 2.2 – Rede radial genérica de distribuição – Método Soma de Corrente .....	46
Figura 2.3 – Rede radial genérica de distribuição – Método Soma de Potência .....	47
Figura 2.4 – Fluxo do Processo Decisório.....	49
Figura 3.1 – Estruturação do problema em hierarquias .....	64
Figura 3.2 – Matriz de Julgamentos .....	65
Figura 3.3 – Fluxograma da metodologia proposta .....	69
Figura 4.1 – Topologia do SDMT estudado.....	72
Figura 4.2 – Patamares de carga .....	76
Figura 4.3 – Exemplo de curva típica de consumo de cliente residencial .....	78
Figura 4.4 – Curvas de carga dos alimentadores .....	79
Figura 4.5 – Carregamento no horizonte de planejamento .....	79
Figura 4.6 – Tensão mínima no horizonte de planejamento .....	80
Figura 4.7 – Cálculo de fluxo de potência AL 003 – Carregamento .....	81
Figura 4.8 – Cálculo de fluxo de potência AL 003 – Níveis de Tensão .....	82
Figura 4.9 – Troncal do alimentador 003.....	83
Figura 4.10 – Detalhamento da obra 3.....	88
Figura 4.11 – Topologia com a construção da obra 3 .....	88
Figura 5.1 – Estrutura do AHP para o estudo de caso .....	93
Figura 5.2 – Carregamento pós obra 3 no horizonte de planejamento .....	99
Figura 5.3 – Tensão mínima pós obra 3 no horizonte de planejamento.....	100



## LISTA DE TABELAS

Tabela 3.1 – Valores do índice randômico de consistência .....	68
Tabela 4.1 – Características físicas dos alimentadores em estudo.....	74
Tabela 4.2 – Diagnóstico do SDMT estudado .....	78
Tabela 4.3 – Taxas de crescimento de carga.....	80
Tabela 4.4 – Condutores da troncal do AL 003 .....	83
Tabela 4.5 – Diagnóstico do SDMT com obra 1 .....	86
Tabela 4.6 – Diagnóstico do SDMT com obra 2.....	86
Tabela 4.7 – Diagnóstico do SDMT com obra 3.....	89
Tabela 5.1 – Matriz de Julgamento dos Critérios – Eng. de Expansão 1 .....	94
Tabela 5.2 – Matriz de Julgamento dos Critérios – Eng. de Expansão 2 .....	94
Tabela 5.3 – Matriz de Julgamento dos Critérios – Eng. de Operação .....	94
Tabela 5.4 – Matriz de Julgamento dos Critérios – Eng. de Manutenção .....	95
Tabela 5.5 – Média geométrica dos julgamentos dos especialistas.....	95
Tabela 5.6 – Quadros normalizados e Prioridades Médias Locais (PMLs) .....	95
Tabela 5.7 – Resultados simulados/estimados para cada critério.....	96
Tabela 5.8 – Matriz de julgamentos das alternativas à luz de Confiabilidade .....	96
Tabela 5.9 – Matrizes de julgamentos das alternativas à luz de cada critério.....	97
Tabela 5.10 – Resumo dos vetores PML's e prioridades globais.....	98



## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

AHP	<i>Analytic Hierarchy Process</i>
AL	Alimentador
AMD	Auxílio Multicritério à Decisão
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
AWG	<i>American Wire Gauge</i>
BC	Banco de Capacitores
BFS	<i>Backward Forward Sweep</i>
DEC	Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
DNAEE	Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica
DRC	Duração Relativa de Transgressão de Tensão Crítica
DRP	Duração Relativa de Transgressão de Tensão Precária
ELECTRE	<i>Elimination et Choix Traduisant la Réalité</i>
FEC	Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
IBGE	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
IC	Índice de Consistência
IDH	Índice de Desenvolvimento Humano
IR	Índice Randômico de Consistência
MACBETH	<i>Measuring Attractiveness bay a Categorical Based Evaluation Technique</i>
MAHP	<i>Multiplicative Analytic Hierarchy Process</i>
MAUT	<i>Multi-Attribute Utility Theory</i>
MCDA	<i>Multicriteria Decision Aid</i>
MCDM	<i>Multicriteria Decision Making</i>
MME	Ministério de Minas e Energia
NA	Normalmente Aberta
NF	Normalmente Fechada
PA	<i>Point Allocation</i>
PG	Prioridades Globais
PIB	Produto Interno Bruto
PML	Prioridades Médias Locais
PND	Programa Nacional de Desestatização

PPGEE	Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica
PRODIST	Procedimentos de Distribuição
PROMETHEE	<i>Preference Ranking Organization Method for Enrichment Evaluation</i>
PU	Por Unidade
RC	Razão de Consistência
RS	Rio Grande do Sul
RT	Regulador de Tensão
SDAT	Sistema de Distribuição de Alta Tensão
SDMT	Sistema de Distribuição em Média Tensão
SE	Subestação
SEP	Sistema Elétrico de Potência
SIN	Sistema Interligado Nacional
TOPSIS	<i>Technique for Order of Preference by Similarity to Ideal Solution</i>
UFSM	Universidade Federal de Santa Maria
UPEC	<i>Universities Power Engineering Conference</i>

## LISTA DE ANEXOS

Anexo A – Fluxograma das seções do Módulo 2 do PRODIST .....	126
Anexo B – Diagramas de blocos do método BFS-SC .....	127
Anexo C – Diagramas de blocos do método BFS-SP .....	128
Anexo D – Faixas de Classificação de Tensões de Regime Permanente.....	129
Anexo E – Capacidade de Corrente por tipo de condutor .....	130
Anexo F – Custos Modulares para obras .....	131





# SUMÁRIO

<b>RESUMO</b> .....	<b>9</b>
<b>ABSTRACT</b> .....	<b>11</b>
<b>LISTA DE ILUSTRAÇÕES</b> .....	<b>13</b>
<b>LISTA DE TABELAS</b> .....	<b>15</b>
<b>LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS</b> .....	<b>17</b>
<b>LISTA DE ANEXOS</b> .....	<b>19</b>
<b>1 INTRODUÇÃO</b> .....	<b>23</b>
1.1 Caracterização e Justificativa.....	23
1.2 Objetivo Geral .....	24
1.3 Objetivos Específicos .....	26
1.4 Estrutura da dissertação .....	27
<b>2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA</b> .....	<b>29</b>
2.1 O Sistema Elétrico de Potência.....	30
2.1.1 Histórico do Sistema de Distribuição de Energia Elétrica .....	31
2.2 Planejamento da Expansão do Sistema Elétrico de Distribuição .....	33
2.2.1 Métodos de Planejamento da Expansão do SDMT .....	36
2.3 Fluxo de Potência .....	40
2.3.1 Histórico dos estudos de fluxo de potência .....	41
2.3.2 Método <i>Backward Forward Sweep</i> (BFS).....	43
2.4 Análise Multicritério e Tomada de Decisão .....	48
2.4.1 Métodos Multicritério.....	50
2.4.2 Comparação entre os Métodos Multicritérios .....	54
2.4.3 Aplicações do AHP no sistema de distribuição de energia .....	57
<b>3 METODOLOGIA PARA PRIORIZAÇÃO MULTICRITÉRIO</b> .....	<b>59</b>
3.1 Diagnóstico e Prognóstico do Sistema Elétrico .....	59
3.2 Premissas e Critérios de Planejamento .....	60
3.3 Análise e definição das alternativas .....	62
3.3.1 Método AHP .....	62
3.3.2 Conceitos e Etapas do Método AHP .....	63
3.3.3 Consistência Lógica.....	66

3.4	Definição da alternativa .....	68
<b>4</b>	<b>ESTUDO DE CASO: DIAGNÓSTICO DO SISTEMA DE MÉDIA TENSÃO E SIMULAÇÃO DE ALTERNATIVAS.....</b>	<b>71</b>
4.1	Características do sistema de distribuição estudado.....	72
4.2	Configuração de Parâmetros e Critérios de Planejamento.....	74
4.3	Modelagem de Carga .....	75
4.4	Diagnóstico do SDMT estudado .....	76
4.5	Soluções identificadas para adequação do alimentador estudado.....	84
4.5.1	Reconfiguração dos Alimentadores .....	84
4.5.2	Obra 1: Reforço em Rede Compacta.....	85
4.5.3	Obra 2: Reforço em Rede Convencional .....	86
4.5.4	Obra 3: Novo alimentador em rede convencional .....	87
<b>5</b>	<b>APLICAÇÃO DA METODOLOGIA MULTICRITÉRIO .....</b>	<b>91</b>
5.1	Definição de critérios .....	91
5.2	Comparação dos critérios.....	93
5.3	Comparação das alternativas .....	96
5.4	Cálculo da Prioridade Global .....	98
5.5	Análise da alternativa vencedora no horizonte de planejamento.....	99
<b>6</b>	<b>CONSIDERAÇÕES FINAIS .....</b>	<b>101</b>
6.1	Trabalhos futuros.....	102
6.2	Trabalhos publicados.....	103
	<b>REFERÊNCIAS .....</b>	<b>105</b>
	<b>APÊNDICE .....</b>	<b>113</b>
	<b>ANEXOS.....</b>	<b>126</b>

# 1 INTRODUÇÃO

## 1.1 Caracterização e Justificativa

O planejamento da expansão do sistema elétrico é uma das principais atividades do setor, representando uma grande parcela dos investimentos realizados pelas distribuidoras de energia elétrica. Estabelecer de forma eficiente onde serão alocados os recursos, muitas vezes escassos, é um exercício indispensável para alcançar os objetivos estratégicos das empresas, principalmente no que diz respeito aos investimentos de médio e grande porte visando soluções eficazes de curto, médio e longo prazo para o sistema de potência (COSSI, 2008).

Nesse aspecto, as empresas buscam o auxílio de técnicas de otimização e priorização com o intuito de obterem êxito na elaboração de um plano de obras que contemple aspectos técnicos e econômicos. Os critérios a serem considerados para a construção de um modelo otimizado são de diversas ordens e podem variar de acordo com a característica dos sistemas elétricos envolvidos (FERRET, 2012).

Os sistemas de distribuição de energia elétrica em particular, devem obedecer às regras específicas de qualidade de energia do agente regulador. A partir da privatização do Setor Elétrico Brasileiro, nos anos 90, a qualidade de energia distribuída tem sido objeto de estudo da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) através do monitoramento de indicadores estabelecidos. Nesse sentido, a ANEEL publicou duas resoluções estabelecendo disposições relativas à continuidade da distribuição de energia elétrica às unidades consumidoras (Resolução Normativa nº 024/2000) e disposições relativas à conformidade dos níveis de tensão de energia elétrica em regime permanente (Resolução Normativa nº 505/2001) (GOMES, [200-]).

Ambas resoluções estabeleceram um novo modelo de gestão da qualidade de energia, tendo como base índices de desempenho, tais como: Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (DEC) e Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (FEC), no que diz respeito a continuidade do serviço; e Duração Relativa de Transgressão de Tensão Precária (DRP) e Duração

Relativa de Transgressão de Tensão Crítica (DRC), no que diz respeito a qualidade do produto. Essas resoluções foram revisadas e atualizadas até a publicação dos Procedimentos de Distribuição (PRODIST), através do módulo 8 (ANEEL, 2015e).

Desta forma, visando atender as regras estabelecidas, as distribuidoras necessitam de um planejamento das ações de manutenção e expansão. Direcionando o foco para a expansão do sistema, algumas características específicas devem ser observadas no que diz respeito aos níveis de tensão e carregamento dos alimentadores de distribuição.

Os sistemas de distribuição de energia elétrica no Brasil têm como particularidade grandes extensões de rede, cargas de diferentes características distribuídas de forma não uniforme, sendo estes fatores que resultam em elevadas quedas de tensão e variações significativas ao longo dos circuitos alimentadores (PEREIRA, 2009). Devido a estas características, somadas ao crescimento populacional e o conseqüente aumento de demanda de energia, que também impactam na condição de operação do sistema, as distribuidoras direcionam investimentos pesados para adequação das condições de fornecimento.

Os investimentos podem ser realizados de forma corretiva, atuando em problemas já diagnosticados, e também de forma preditiva, evitando problemas estimados pelo crescimento esperado de demanda, identificado através da previsão de carga. Neste aspecto, o módulo 2 do PRODIST traz algumas orientações para o planejamento da expansão, estabelecendo diretrizes e requisitos mínimos necessários (ANEEL, 2015a).

## **1.2 Objetivo Geral**

Diante do exposto, este trabalho tem por objetivo desenvolver uma metodologia que contemple diversos aspectos técnicos e financeiros, visando auxiliar na decisão sobre ações de expansão do sistema de distribuição de média tensão. Desta forma será realizado o diagnóstico de um determinado sistema elétrico e proposto alternativas de obras para correção dos problemas identificados, conciliando ações como construção de novos alimentadores, reforço de rede, instalação de novos equipamentos, entre outros, ao longo do horizonte de

planejamento. Será identificado para cada alternativa o ganho operacional, custo estimado, impacto em indicadores de continuidade, entre outros aspectos que podem ser considerados pontualmente em um determinado sistema.

As simulações, retratando a condição dos circuitos definidos como região piloto, e também os cenários com as soluções propostas, serão realizadas pelo *software* Interplan®, muito utilizado no setor elétrico para cálculo de fluxo de potência nas áreas de Planejamento e Operação do Sistema Elétrico. O *software* trabalha com métodos de cálculo de fluxo de potência, entre eles o método *Backward Forward Sweep* (BFS) e Análise Nodal com Eliminação de Gauss. O BFS consiste em dois passos básicos, realizando duas varreduras, para traz e para frente, respectivamente, com o objetivo de somar as potências ou correntes das derivações e calcular as quedas de tensão dos alimentadores. Esses passos são repetidos até que se obtenha a convergência do algoritmo. Esse método será utilizado nesse trabalho por possuir boas características de convergência e ser muito robusto, destacando-se entre os principais métodos de cálculo de fluxo de potência.

As ações de planejamento visando a adequação do fornecimento de energia elétrica serão definidas de acordo com premissas estabelecidas e serão utilizadas na aplicação de métodos de auxílio à tomada de decisão. Neste aspecto, esses métodos têm como objetivo determinar qual solução atende melhor a necessidade do sistema do ponto de vista técnico, físico e financeiro. O método escolhido para esta aplicação será o AHP (*Analytic Hierarchy Process*).

O AHP fornece um procedimento compreensivo e racional para estruturar um problema, para representar e quantificar seus elementos, para relacionar estes elementos com as metas globais e para avaliar soluções alternativas. É utilizado pelo mundo todo em uma ampla variedade de situações de decisões, em campos como governo, negócios, indústria, saúde e educação. No setor elétrico, vem sendo empregado em diversos estudos para priorização de obras de manutenção, expansão e direcionamento dos recursos financeiros.

A Figura 1.1 apresenta o detalhe das etapas propostas nesse trabalho.

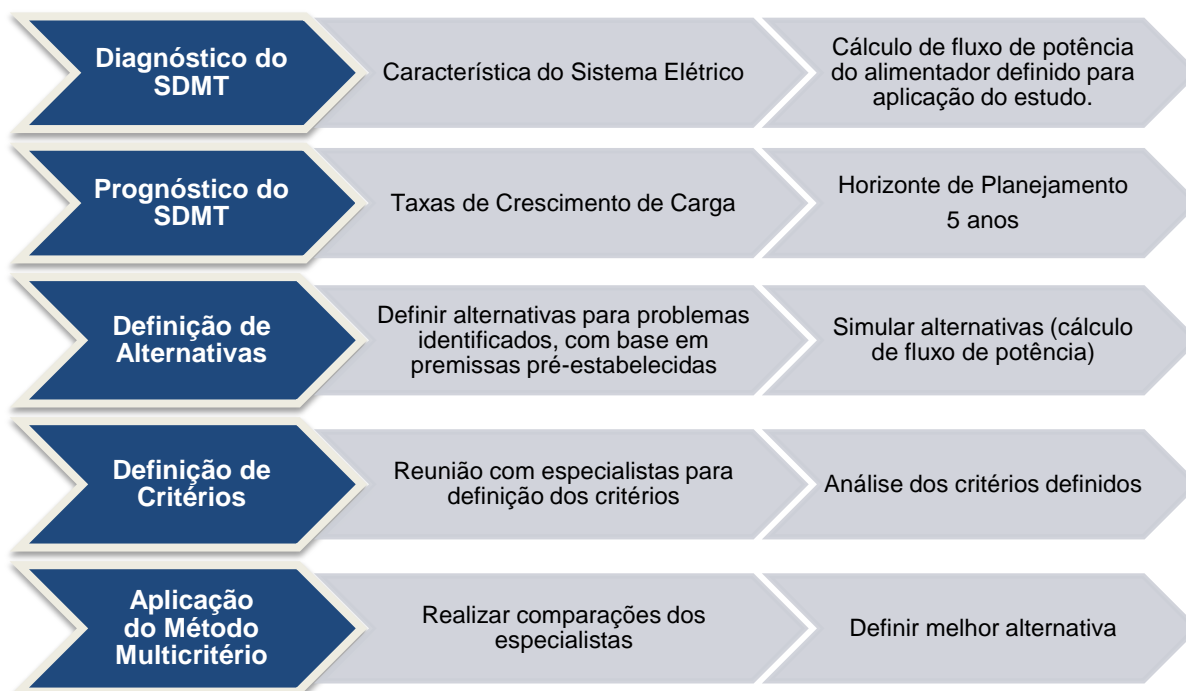


Figura 1.1 – Fases de desenvolvimento da pesquisa

### 1.3 Objetivos Específicos

Como objetivo geral deste trabalho tem-se o desenvolvimento de uma metodologia para determinar a solução mais adequada para problemas identificados em um Sistema de Distribuição de Média Tensão, através da utilização de uma ferramenta sólida que auxilie na tomada de decisão e que mostre a relevância da consideração de outros aspectos além do custo financeiro das soluções planejadas, critério predominante na maioria das empresas na definição do plano de obras. Para alcançar este objetivo, foram traçados alguns objetivos específicos, os quais são:

- Caracterizar e compreender os conceitos e a regulamentação do planejamento da expansão do sistema elétrico;
- Conhecer os métodos para cálculo de fluxo de potência e identificar o mais adequado para aplicação do estudo;
- Estudo do método AHP e demais metodologias de análise multicritério;

- Estabelecer as variáveis e critérios que influenciam no planejamento da expansão do sistema elétrico para as distribuidoras de energia;
- Aplicar o método AHP para determinar a solução mais adequada para o sistema de distribuição de energia elétrica estudado;
- Analisar resultados e validar a metodologia desenvolvida.

#### **1.4 Estrutura da dissertação**

Esta dissertação está dividida em 6 capítulos, incluindo este introdutório.

O Capítulo 2 compreende a revisão da literatura, buscando trabalhos publicados no tema em estudo. São abordados conceitos de Planejamento da Expansão do Sistema Elétrico, Fluxo de Potência, em especial para o Método BFS, e métodos de análise multicritério.

O Capítulo 3 tem por objetivo detalhar a metodologia utilizada neste trabalho, destacando as etapas do processo de análise e decisão. Serão apresentadas as premissas e critérios adotadas para determinação de ações de planejamento da expansão, assim como o método multicritério AHP para auxílio a tomada de decisão.

O Capítulo 4 é dedicado à apresentação da região definida para aplicação da metodologia. Serão apresentadas as principais características do sistema estudado realizado o diagnóstico do SDMT, prognóstico no horizonte de planejamento e proposta de soluções para a adequação do fornecimento de energia elétrica de acordo com as premissas de planejamento.

O Capítulo 5 irá utilizar as alternativas propostas no capítulo 4 para aplicação da metodologia AHP. Serão descritos os critérios que serão utilizados e apresentados os julgamentos realizados pelos especialistas através das matrizes de comparação. A alternativa escolhida será analisada ao longo do horizonte de planejamento.

O Capítulo 6 apresenta as considerações finais, assim como algumas propostas para trabalhos futuros.





## 2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

A eletricidade representa um incremento na qualidade de vida da sociedade. A partir do momento em que esta se insere em uma determinada região, os benefícios notados pela população local são inúmeros, como melhores condições nas residências e maiores possibilidades de emprego e produção. Segundo Knak (2012), a facilidade de conversão entre os mais diversos tipos de energia torna cada vez mais difícil a vida sem a energia elétrica.

Desta forma, a iniciação de processos de discussão quanto à qualidade deste produto é coerente e cada vez mais presente nos diversos eventos idealizados para debater o tema. Os estudos de qualidade, em uma análise inicial, são determinados pela continuidade do fornecimento de energia, pois é notório que a interrupção no fornecimento causa impactos expressivos. Entretanto, reconhece-se que há também a qualidade da energia elétrica como um produto comercial, mesmo que não ocorram interrupções, como por exemplo, os níveis de tensão entregues ao consumidor final (LUSVARGHI, 2010).

O crescimento exponencial das aplicações de dispositivos eletrônicos e de equipamentos automatizados na rede reforça ainda mais a importância deste assunto, uma vez que estes são mais sensíveis à qualidade de energia elétrica entregue. A aplicação destes dispositivos pode ser verificada tanto no cotidiano das pessoas quanto nos processos produtivos.

Entretanto, aliado às ações com a finalidade de manter os indicadores de qualidade dentro dos limites regulatórios, através do planejamento e execução de uma rotina de manutenção nos ativos da distribuidora, existe uma preocupação quanto ao crescimento da carga, visando manter a qualidade do produto e do serviço e em condições técnicas adequadas. Desta forma, a expansão do sistema de distribuição deve ser planejada, tendo em vista o cenário atual do mercado e projeções de crescimento para um horizonte mínimo de 5 anos para Sistemas de Distribuição em Média Tensão (SDMT). Neste aspecto, o módulo 2 do PRODIST (ANEEL, 2015a) estabelece as diretrizes e requisitos mínimos para o planejamento da expansão do sistema de distribuição.

Visando maior organização e entendimento, a revisão da literatura será apresentada em três tópicos que delimitam a pesquisa, ou seja, a proposta da melhor obra para expansão do sistema de distribuição, através do cálculo do fluxo de potência e métodos de apoio à tomada de decisão.

Primeiramente será abordado o setor elétrico brasileiro, trazendo o histórico e alguns conceitos básicos, fundamentando a necessidade do planejamento da expansão do sistema. Após serão abordadas as técnicas utilizadas para cálculo de fluxo de potência, ferramenta fundamental para retratar o comportamento de um determinado sistema elétrico e essencial para projeção de soluções no nível de planejamento. Finalizando este capítulo, serão apresentadas metodologias multicritérios para apoio a tomada de decisão, utilizadas no âmbito empresarial para priorização de investimentos. Para todos os métodos abordados neste capítulo, serão destacados pontos positivos e negativos, visando justificar as técnicas utilizadas neste trabalho.

## **2.1 O Sistema Elétrico de Potência**

O sistema elétrico de potência (SEP) engloba três atividades principais: geração, transmissão e distribuição. A primeira baseia-se na transformação de alguma forma de energia (geralmente mecânica) em energia elétrica. Entre as fontes de obtenção desta energia, destacam-se os recursos hídricos, além das energias térmica, solar, eólica, nuclear, entre outras. No Brasil, pode-se dizer que a principal forma de produção de energia provém de usinas hidrelétricas, representando 70,6% da matriz elétrica do país (EPE, 2014).

Por motivos técnico-econômicos, os geradores de energia são projetados para gerar tensões de até 25 kV (quilo volts) e então elevadas para valores entre 69 e 765 kV nas subestações para a etapa de transmissão. Através dessa elevação, obtêm-se valores reduzidos de corrente, diminuindo significativamente as perdas por Efeito Joule (calor). Desta forma é possível utilizar condutores com bitolas menores, tornando a transmissão economicamente viável (KAGAN, et al, 2010).

As linhas de transmissão percorrem longas distâncias até as subestações rebaixadoras, que reduzem a tensão para as classes de 23 e 13,8 kV, apropriadas

para a distribuição da energia na rede primária. Esta, por sua vez, alimenta os transformadores de distribuição que fornecem energia elétrica pela rede secundária aos consumidores de pequeno porte, os quais necessitam de uma tensão adequada para ligação dos aparelhos (220/127 V ou 380/220 V). Alguns consumidores de maior porte possuem subestações próprias, sendo estas alimentadas através da rede primária (KAGAN, 2010).

Segundo a ANEEL (2015b), caracteriza-se como distribuição “o segmento do setor elétrico dedicado à entrega de energia para um usuário final. Como regra geral, o sistema de distribuição pode ser considerado como o conjunto de instalações e equipamentos elétricos que operam, geralmente, em tensões inferiores a 230 kV, incluindo sistemas de baixa tensão”. O serviço é prestado atualmente no Brasil por 63 concessionárias, além de uma grande quantidade de permissionárias<sup>1</sup>.

### 2.1.1 Histórico do Sistema de Distribuição de Energia Elétrica

O SEP, com seus primeiros vestígios na segunda metade do século XIX, tem sua evolução paralela às mudanças do cenário industrial nacional. Do antigo sistema centralizado, onde os benefícios da energia elétrica estavam presentes em grandes centros urbanos e praticamente inacessíveis em áreas rurais, até o atual Sistema Interligado Nacional (SIN), com notável expansão a partir da segunda metade do século XX, foram instituídas inúmeras regulamentações na busca de um fornecimento de energia de qualidade. Durante esse período foram verificadas algumas crises, paralisações de obras, racionamentos de energia, construções, crescimento populacional, avanços tecnológicos, além de diversas outras situações que contribuíram para levar o sistema elétrico aos padrões atuais (GOMES, et al, [200-]).

Avançando na linha do tempo, já nas décadas de 1980 e 1990, o setor passou por uma grande crise, resultando em uma quantidade significativa de dívidas e investimentos não realizados, uma vez que as receitas tarifárias eram insuficientes para financiar um novo ciclo de expansões e melhorias em curto prazo. Diante deste

---

<sup>1</sup> Permissionárias: Cooperativas de eletrificação rural que passaram por um processo de enquadramento, obtendo a permissão do serviço público de distribuição de energia elétrica.

cenário, foi instituído pela Lei 8.031, de 12 de abril de 1990, o Programa Nacional de Desestatização (PND), estabelecendo um novo modelo, assentado na criação de um mercado competitivo de energia elétrica. No entanto as desestatizações se iniciaram somente em 1995. A condição prévia para que se implementasse este modelo foi a desverticalização da cadeia produtiva, separando as atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, que a partir daquele momento foram caracterizadas como áreas de negócio independentes (GOMES, et al, [200-]).

Diante da privatização do serviço público de energia, surgiu a necessidade da criação de um órgão fiscalizador e regulamentador para o sistema elétrico brasileiro, a fim de zelar pela melhoria e boa qualidade do mesmo. Foi então que no ano de 1996, através da Lei 9.427, instituiu-se a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), autarquia sob regime especial, vinculada ao Ministério de Minas e Energia<sup>2</sup> (MME), com a finalidade de regular e fiscalizar a produção, transmissão e comercialização de energia elétrica. Desde então, tem-se concentrado esforços para melhorar a qualidade de energia no país (GOMES, et al, [200-]).

O fornecimento de energia, já não era uma atividade de responsabilidade única do Estado. Através de licitações, empresas privadas adquiriram a concessão do serviço em diversas regiões do país. Tendo em vista esse novo cenário energético, nos anos de 2000 e 2001, a ANEEL publicou duas resoluções estabelecendo disposições relativas à continuidade da distribuição de energia elétrica às unidades consumidoras e disposições relativas à conformidade dos níveis de tensão em regime permanente, respectivamente (GOMES, et al, [200-]).

No que diz respeito à continuidade do serviço prestado, a Resolução nº 024/2000 estabeleceu um novo padrão de gestão da qualidade, tendo como base os indicadores de desempenho do sistema, como DEC e FEC. A ANEEL definia os limites de DEC e FEC para cada conjunto de unidades consumidoras, baseada em análises comparativas de desempenho, e a partir do momento em que um conjunto excedesse os limites estabelecidos pelo agente regulador, a distribuidora estaria sujeita ao pagamento de penalidades por violação do indicador (ANEEL, 2000, 2011).

---

<sup>2</sup> O MME é um órgão de administração federal direta, criado pela Lei 3.782, de 22 de julho de 1960, que atua como indutor e supervisor nas áreas de geologia, recursos minerais e energéticos, aproveitamento da energia hidráulica, mineração e metalurgia, petróleo, combustível e energia elétrica.

A conformidade do produto foi abordada na Resolução nº 505, de 26 de novembro de 2001 (ANEEL, 2001), a qual resgatou e atualizou conceitos da portaria 047 de 1978 do antigo Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (DNAEE), estabelecendo limites para os níveis de tensão em regime permanente. Foram criados os indicadores DRP e DRC que representavam respectivamente a duração relativa da transgressão precária e crítica, além de procedimentos e requisitos para a realização das medições de avaliação dos níveis de tensão.

A partir de 31 de dezembro de 2008 entrou em vigência os Procedimentos de Distribuição (PRODIST). O PRODIST é um conjunto de normas elaboradas e publicadas pela ANEEL, divididas atualmente em nove módulos, que regulamentam e padronizam as atividades técnicas relacionadas ao funcionamento e desempenho dos sistemas de distribuição de energia elétrica. Em especial no oitavo módulo são abordados os tópicos qualidade do serviço e qualidade do produto, no qual são definidos os critérios para avaliação dos indicadores de desempenho do sistema, assumindo a função das resoluções 024/2000 e 505/2001 (PEREIRA, 2009).

O PRODIST é revisado constantemente através da realização de audiências públicas, as quais buscam contribuições das empresas para aprimoramentos da regulamentação existente, flexibilizando metodologias e métodos com o objetivo de atender as características de cada região, prezando pela qualidade do fornecimento de energia aos consumidores.

## **2.2 Planejamento da Expansão do Sistema Elétrico de Distribuição**

A evolução e revisão da legislação do setor elétrico existente faz com que as distribuidoras de energia aumentem seus esforços para garantir os níveis adequados de qualidade do serviço e do produto entregue aos seus consumidores. Por conseguinte, as empresas vêm adotando estratégias de manutenção e expansão do sistema de forma a atender a necessidade do mercado e respeitando as restrições orçamentárias da companhia.

Devido ao elevado número de unidades consumidoras e grandes extensões de rede, característica marcante dos sistemas de distribuição no Brasil, torna-se praticamente impossível atender em curto prazo todas as necessidades

diagnosticadas, tendo em vista os recursos muitas vezes limitados em função do cenário econômico nacional. Assim, é necessário que as empresas priorizem seus investimentos levando em consideração o custo-benefício e distribua-os no horizonte de estudo do setor de planejamento.

Neste aspecto a ANEEL, através do PRODIST, define diretrizes para o planejamento da expansão do sistema de distribuição, orientando as concessionárias na elaboração de estudos de previsão de demanda, caracterização da carga e do sistema elétrico, critérios técnicos e econômicos que devem ser observados, assim como o formato que estas informações devem ser enviadas ao órgão regulador (ANEEL, 2015a). O fluxograma que compõem as seções do módulo 2 do PRODIST se encontra no Anexo A.

Segundo Sousa (2013) o problema de planejamento da distribuição pode ser genericamente estabelecido da seguinte forma:

Seja um sistema de distribuição de energia elétrica, novo ou existente, que deve atender um conjunto fixo de consumidores (barras de consumo). A necessidade de atender a demanda com qualidade e confiabilidade exige a expansão da rede com a construção de novos circuitos e/ou troca das linhas existentes por outras de maior capacidade, construção de subestações e ampliação das existentes. Minimizar os custos relacionados com os investimentos, a confiabilidade e a operação da rede, satisfazendo um conjunto de restrições operacionais, físicas e econômicas constituem o problema de planejamento da expansão. (SOUSA, 2013, p. 19).

O planejamento da expansão do sistema de distribuição se inicia através da realização de um diagnóstico do desempenho do sistema elétrico baseado no histórico de medições dos equipamentos supervisionados. O objetivo, de forma geral, é retratar o cenário de máxima demanda em todos os patamares de carga, observando o comportamento de grandezas como nível de tensão, carregamento e perdas elétricas em regime permanente. Esta análise permite verificar a condição dos circuitos e determinar o desempenho destes através de critérios estabelecidos pela empresa e agente regulador (GONEN, 2008).

Este processo é desenvolvido através de *softwares* de simulação de fluxo de potência, através da importação de informações da base de cadastro georreferenciado da empresa, somada aos dados de faturamento de consumidores,

geração de usinas conectadas no sistema, curvas típicas de consumidores de baixa tensão, etc. (CANDIAN, 2008).

A conclusão do diagnóstico permite a identificação das necessidades do sistema elétrico, onde se inicia o planejamento propriamente dito. De acordo com Candian (2008), o planejamento consiste em um estudo baseado nas projeções do crescimento de demanda ao longo dos anos, de modo a se obter prognósticos de curto, médio e longo prazo sobre as condições de operação dos sistemas elétricos.

A ANEEL (2015a) estabelece o horizonte de planejamento da expansão do sistema como 5 anos para o Sistema de Distribuição de Média Tensão (SDMT) e 10 anos para o Sistema de Distribuição de Alta Tensão (SDAT), com revisão anual e análise crítica entre o planejado e o realizado no ano anterior. Define-se como SDAT o conjunto de instalações com tensão iguais ou superiores a 69 kV e inferiores a 230 kV, enquanto o SDMT compreende as instalações com tensão superiores a 1 kV e inferiores a 69 kV (ANEEL, 2015d).

Dando ênfase ao SDMT, define-se então um plano de obras para toda área de concessão da distribuidora, contendo novos alimentadores, reforço de redes existentes e instalação de novos equipamentos, tendo em vista a projeção de demanda para os próximos 5 anos, de forma detalhada para as obras a serem realizadas nos próximos 2 anos. Segundo a ANEEL (2015a), devem ser observados:

- Os planos diretores dos municípios e a legislação ambiental, além de levar em consideração outros planos de desenvolvimento regionais existentes;
- O plano de universalização dos serviços de energia elétrica da distribuidora;
- A evolução espacial prevista do mercado e as condicionantes ambientais para o horizonte de estudo.

Para Fletcher e Strunz (2007), o planejamento do sistema elétrico visa determinar fatores fundamentais que devem ser levados em consideração nas decisões que abordam os investimentos das distribuidoras, portanto são necessárias estratégias organizadas na elaboração de propostas de expansão e melhoria do sistema elétrico, baseadas no diagnóstico realizado e posteriormente compará-las economicamente.

Neste sentido, os estudos devem envolver a comparação entre duas ou mais alternativas previamente formuladas para um determinado alimentador (CANDIAN,

2008; SOUSA, 2013). Essas comparações são, fundamentalmente, de três naturezas:

- Técnica: A análise técnica é baseada no desempenho das alternativas sob o ponto de vista elétrico. A extensão das redes de distribuição faz com que esta seja a parte do sistema elétrico com grandes quantidades de materiais e equipamentos elétricos, e onde se verifica uma parcela importante das perdas técnicas. Neste sistema, necessitam de maior atenção as quedas de tensão e a confiabilidade da rede, pois estas afetam diretamente ao consumidor e são passíveis de multas segundo normas da agência reguladora;
- Econômica: Envolve a avaliação do custo e benefício da alternativa. Nos últimos anos, observou-se um aumento dos custos de operação, assim como para aquisição de novos equipamentos, indicando a importância de se utilizar corretamente o recurso investido;
- Social: A imagem da distribuidora junto à sociedade, assim como o impacto ambiental da construção de novas redes, deve ser medido da mesma forma que as demais análises.

Assim, tendo em vista as premissas e critérios adotados pela distribuidora, em convergência com as exigências da ANEEL, as empresas utilizam métodos de planejamento, os quais estabelecem a melhor alternativa para uma determinada região, assim como um conjunto de obras que devem ser priorizados para o horizonte previsto.

### 2.2.1 Métodos de Planejamento da Expansão do SDMT

Na literatura existem diversas propostas para resolver problemas de planejamento do sistema da distribuição. A diferença entre os trabalhos publicados está basicamente na complexidade do modelo proposto e técnica de soluções adotadas para um problema de otimização. Entre as propostas apresentadas, encontram-se técnicas de otimização clássicas como os algoritmos de *Branch-and-Bound* (PAIVA, et al., 2005), e técnicas meta-heurísticas como Algoritmos Genéticos



(MIRANDA, et al., 1994; RAMIREZ-ROSADO; BERNAL-AGUSTÍN, 1998), Busca Tabu (COSSI et al., 2012), *Simulated Annealing* (NAHMAN; PERIC, 2008; PARADA et al., 2004), Colônia de Formigas (GÓMEZ et al., 2004) e Algoritmos Evolutivos (MENDOZA et al., 2006a; DIAZ-DOURADO et al., 2002b),

Segundo Sousa (2013), a limitação dos métodos meta-heurísticos é o tempo computacional e a falta de um critério de convergência. A maioria destas técnicas utiliza um problema de fluxo de carga para calcular o ponto de operação do sistema de distribuição e verificar a viabilidade das soluções obtidas para cada proposta, considerando também aspectos como segurança, confiabilidade, economia e qualidade.

Basicamente, o planejamento do SDMT pode ser realizado em duas fases (SOUSA, 2013):

- Alocação, repotencialização e especificação de subestações e determinação de bitolas dos condutores de alimentadores principais e de circuitos laterais;
- Alocação de dispositivos de controle e proteção para contemplar a confiabilidade da rede, prevendo também interligações vislumbrando um cenário de contingência.

De forma geral, os trabalhos publicados contemplam apenas a primeira fase. Os aspectos relativos à confiabilidade são considerados após a etapa de planejamento, através do projeto de controle e proteção da rede. Neste aspecto, destacam-se dois modelos: estático e múltiplo estágio. O primeiro analisa um único período de planejamento, utilizando a previsão de demanda no final do período, considerando que todos os investimentos serão realizados de uma só vez (COSSI, 2008).

O modelo múltiplo estágio considera a divisão do horizonte de planejamento em várias etapas, sendo que os investimentos na rede são realizados em diferentes estágios de acordo com a previsão de demandas. Este modelo é o que mais se aproxima da realidade e converge com as orientações da ANEEL (ANEEL, 2015a).

Kagan (1992) propõe resolver o problema de expansão de sistemas de distribuição com programação linear inteira mista, considerando um modelo multiobjetivo, que representa:

- a) Múltiplos estágios;
- b) Subestações existentes com expansão de novas unidades;
- c) Novas subestações durante o processo de previsão;
- d) Alimentadores existentes com possibilidade de decisão de recondutoramento;
- e) Alimentadores futuros com diferentes bitolas e tipos de cabos para cada caminho;
- f) Restrições de tensão e balanço de energia;
- g) Limites de queda de tensão;
- h) Restrições de radialidade e segurança.

Além disso, a modelagem matemática proposta por Kagan é baseada nas seguintes hipóteses:

- a) Fator de potência constante para todos os estágios do período de planejamento;
- b) As curvas de carga não foram consideradas na formulação;
- c) As cargas são representadas por um modelo de corrente constante;
- d) O estudo de previsão de carga local é previamente avaliado e torna-se uma entrada para modelos de Planejamento da Expansão da Distribuição;
- e) Período de planejamento é dividido em vários estágios, onde cada um deles tem o mesmo tempo de duração.

Fletcher e Strunz (2007) propõem um modelo de planejamento generalizado do sistema de distribuição, caracterizando as necessidades dos consumidores e fornecendo as condições de projeto e orientações gerais para as decisões de planejamento de curto prazo. Os parâmetros considerados são as capacidades e quantidade de transformadores de distribuição e de subestações, bitolas e comprimentos dos alimentadores de distribuição e o valor da tensão nominal nos níveis primário e secundário da rede. O modelo compõe a definição de abrangência de subestações e alimentadores e minimiza o custo total por usuário a partir de hipóteses futuras, considerando as perdas técnicas durante a vida útil dos equipamentos, investimentos realizados no sistema e custos associados às interrupções.

Haffner et al (2008a) e Haffner et al. (2008b), apresentam um modelo de planejamento dinâmico de sistemas de distribuição incluindo geração distribuída. A função objetivo é a minimização dos custos referentes à instalação (circuitos e subestações), operação e manutenção da rede e geração distribuída. Os autores afirmam que o modelo linear inteiro misto resultante permite encontrar uma solução ótima utilizando um algoritmo *Branch & Bound*.

Lavorato (2010) propõe o planejamento estático de sistemas de distribuição como um problema de programação linear inteiro misto. São considerados os objetivos de médio e longo prazo e ações de curto prazo como alocação de equipamentos. Desta forma, para analisar estes fatores de maneira simultânea, implementaram-se duas técnicas: um algoritmo heurístico construtivo especializado e um algoritmo *Branch & Bound* não linear. O modelo busca minimizar custos de operação e construção, sujeito às restrições de variação de potência, magnitude de tensão, capacidade dos circuitos e subestações, controle de TAPs e radialidade.

Lotero e Contreras (2011) apresentam um modelo multi-estágio, com o objetivo de minimizar os custos em investimentos, operação e manutenção. A função objetivo não linear é linearizada por partes resultando em um modelo linear inteiro misto, o qual é resolvido através de *solvers* comerciais (GAMS/CPLEX). O modelo proposto permite encontrar múltiplas soluções, em que numa etapa posterior são calculados os seus índices de confiabilidade.

Sousa (2013) apresenta uma metodologia heurística que utiliza dois diferentes modelos de programação linear binária mista (MLB). O primeiro efetua o planejamento ótimo do sistema sem considerar a confiabilidade e o segundo visa obter a melhor solução para o problema de planejamento, considerando alocação de chaves para situações de contingência. Dessa forma, através de técnicas clássicas, são abordados os custos dos investimentos, aliado ao comportamento da operação do sistema, e os custos operacionais através do cálculo da energia não distribuída.

Viacava (2014) apresenta uma proposta para o planejamento de sistemas de distribuição através da aplicação de recursos de automação, considerando o crescimento de carga, análise no final do horizonte de planejamento e distribuição das obras ano a ano.

## 2.3 Fluxo de Potência

Conforme citado no item anterior, os estudos de planejamento dos sistemas elétricos, bem como a operação dos mesmos, são baseados em simulações de fluxo de potência, através da utilização de ferramentas computacionais que dispõem das funcionalidades apropriadas para realização dos cálculos necessários. Neste aspecto, diversos *softwares* foram desenvolvidos para esta finalidade e estão presentes nos centros de operação e planejamento das distribuidoras.

O cálculo de fluxo de potência (ou fluxo de carga) em uma rede de energia elétrica consiste essencialmente na determinação do estado da rede, da distribuição dos fluxos e de algumas outras grandezas de interesse. A modelagem para este tipo de problema é estática, indicando que a rede é representada por uma gama de equações e inequações algébricas. Esta representação é utilizada em situações onde as variações do estado da rede sejam suficientemente lentas para que possam ser desconsideradas. Entretanto, efeitos transitórios podem ser contemplados através de uma modelagem dinâmica envolvendo também equações diferenciais (MONTICELLI, 1983).

Os componentes que integram um sistema de energia podem ser divididos em dois grupos: os que estão ligados entre um nó qualquer e o nó-terra (é o caso de geradores, cargas, reatores e capacitores) e os que estão conectados entre dois nós quaisquer da rede (linhas de transmissão, redes de distribuição, transformadores, etc.). Entre estes, os geradores são considerados parte externa do sistema, modelados como injetores de potência nos nós da rede. A parte interna é constituída pelos demais componentes. As equações básicas do fluxo de carga são obtidas impondo-se a primeira e segunda lei de Kirchhoff, que contemplam a conservação das correntes em um determinado nó da rede e a lei das tensões em malha fechada, respectivamente (MONTICELLI, 1983).

As ferramentas computacionais desenvolvidas contemplam diferentes métodos de cálculo de fluxo de potência, que embora sejam iguais em suas essências e conceitos, possibilitam algumas adequações de acordo com a característica da rede estudada. Por exemplo, na alta tensão, onde linhas são operadas com tensões acima de 69 kV, o método Newton-Raphson e suas variações se mostram mais efetivos, devido a característica de rede interligada. Já

para sistemas de distribuição, onde se opera com tensões inferiores a 35 kV, o método mais utilizado é o *Backward Forward Sweep*, o qual atende a expectativa devido a característica radial destas redes (CARVALHO, 2006; LODDI, 2010).

De acordo Carvalho (2006), a evolução na área de fluxo de potência em sistemas radiais é vital para uma eficiente operação e contínuo desenvolvimento destes como um todo. O aperfeiçoamento das técnicas existentes e as novas metodologias visam melhorar a precisão dos resultados e a eficiência dos métodos. Desde sua formulação inicial na década de 60, diversos métodos foram propostos para resolver um problema de fluxo de potência para sistemas radiais. Carvalho (2006) e Loddi (2010) apresentam de forma detalhada estes trabalhos e algumas serão destacadas neste capítulo.

### 2.3.1 Histórico dos estudos de fluxo de potência

Na década de 50, utilizava-se o método de Gauss-Seidel para a resolução de problemas de fluxo de potência. O método, mesmo tratando as informações de forma eficiente, é considerado muito lento devido ao número excessivo de iterações necessárias para encontrar a solução. Além disso, à baixa capacidade de processamento dos computadores da época contribuiu para a pouca utilização desta metodologia (CARVALHO, 2006; LODDI, 2010).

No final da década de 60, Tinney e Hart (1967) apresentaram a resolução de um problema de fluxo de potência pelo método Newton-Raphson. No entanto o desenvolvimento deste modelo considerou apenas as particularidades de linhas de transmissão de energia pela sua característica malhada, deixando de lado os sistemas radiais de distribuição de energia em média tensão. A partir de então, esta ferramenta tornou-se referência em estudos de fluxo de potência em rede malhadas, pois entre suas qualidades estão a rápida e eficiente convergência, reduzindo o número de iterações.

Ainda no mesmo ano, Berg, Hawkins e Pleines (1967) desenvolveram o primeiro trabalho dedicado a sistemas de distribuição, que foi considerado a base para iniciação dos estudos e efetivação da metodologia *Backward/Forward*. Nesta época, não se deu tanto destaque a esta análise, pois o foco das pesquisas estava

em linhas de transmissão. Até mesmo na década de 70, quando Kersting e Mendive (1976) apresentaram uma leitura da técnica *Ladder* para resolução de fluxo de potência em sistemas radiais, ainda sim as análises, em um contexto prático, se mantiveram de forma muito simplória para redes de distribuição, não envolvendo toda a criticidade necessária nos diagnósticos. Somente na década de 80, com a atualização da legislação e aumento da competitividade, assim como a necessidade de melhorias na qualidade do fornecimento, o setor de distribuição começou a ser estudado de forma mais intensa.

Acompanhando este cenário, Monticelli (1983) propõe a utilização do Método Desacoplado Rápido, que tem como característica a rápida e eficiente convergência. No entanto, propõe a alteração dos eixos das impedâncias como forma de ajustar a alta relação compensação R/X (resistência e reatância) encontradas nos sistemas de distribuição, o qual provocava dificuldades de convergência.

Shimohammadi et al (1988) propõem o método *Backward Forward Sweep* (BFS), baseado na técnica *Ladder*. Conforme indica o próprio nome, o método consiste em duas etapas básicas: varredura para trás (*backward*), onde são calculadas as correntes nas linhas, iniciando das barras finais em direção à subestação; e a varredura para frente (*forward*) que realiza os cálculos das quedas de tensão com as atualizações das correntes, partindo da subestação em direção as barras finais. Essas etapas são repetidas até a obtenção da convergência do algoritmo. O método BFS tornou-se o principal método de solução, de grande aplicabilidade em redes fracamente malhadas.

Baran e Wu (1989) apresentaram um método baseado no modelo Newton-Raphson, porém levando em consideração as características das redes de distribuição, tornando-o exclusivo para sistemas radiais de energia elétrica. A metodologia desenvolvida propõe um novo modelo de equações para o cálculo de fluxo de potência, denominadas pelos autores de “equações de fluxo de ramos”, diferente do que se tinha na literatura para linhas de transmissão. Outra melhoria importante para a convergência do método é a utilização de uma matriz de sensibilidade (Jacobiana) modificada, que atende as características radiais.

Neste intervalo, até os anos atuais, diversos estudos foram desenvolvidos, incrementando aos modelos apresentados novas alternativas buscando maior velocidade e eficiência na convergência da solução. A evolução do cenário elétrico nacional, que incorpora o uso da geração distribuída, é outro agente que provoca a

investigação por inovações e melhorias contínuas nos modelos para cálculo de fluxo de potência (LODDI, 2010).

### 2.3.2 Método *Backward Forward Sweep* (BFS)

Conforme apresentado anteriormente, diversas técnicas para o cálculo do fluxo de potência foram desenvolvidas ao longo dos anos, de acordo com as necessidades e características encontradas em cada sistema elétrico. Entre elas, pode-se destacar o método *Backward Forward Sweep*, o qual apresenta grande utilidade em sistemas radiais de distribuição de energia elétrica e representa uma das principais técnicas aplicadas no cenário atual.

Esta solução de fluxo de carga, proposta por Shimohammadi et al (1988), é fundamentada na técnica *Ladder*, a qual está baseada em varreduras que modelam a rede de distribuição como se fosse uma árvore, onde o barramento de referência é a seção principal e os ramos subsequentes são níveis derivados do barramento de referência.

A metodologia BFS consiste em basicamente duas etapas, já destacadas anteriormente. A etapa *Backward Sweep* inicialmente realiza a soma das correntes ou fluxos de potência das extremidades até o barramento de referência (subestação). A etapa *Forward Sweep* calcula as quedas de tensão, partindo da subestação até os barramentos finais, gerando novas tensões de acordo com as correntes ou fluxos de potência estimados na primeira etapa.

A definição de um valor para a magnitude e o ângulo da tensão na saída do circuito dá início ao algoritmo, que primeiramente considera a rede sem carga alguma, gerando tensões iguais a todos os barramentos do sistema elétrico. Assim, como ilustra a Figura 2.1, a partir dos barramentos terminais da rede, através da soma das correntes que chegam ou o somatório das potências da barra à jusante, o algoritmo calcula as tensões dos nós a montante (DRESCH, 2014).

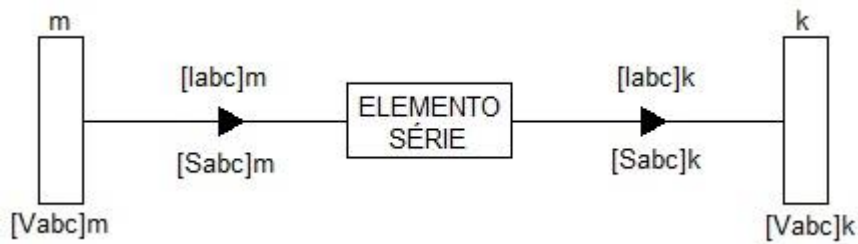


Figura 2.1 – Modelo básico de um segmento de linha

Fonte: (DRESCH, 2014), adaptado pelo autor.

A equação 2.1 apresenta como é realizado o cálculo das tensões.

$$[V_{abc}]_m = [a] \times [V_{abc}]_k + [b] \times [I_{abc}]_k \quad (2.1)$$

Os elementos  $[V_{abc}]$  e  $[I_{abc}]$  são os vetores 3x1 das tensões de fase das correntes de linha, em cada fase da rede. As grandezas  $[a]$  e  $[b]$  são matrizes gerais 3x3 relacionadas com os tipos de elementos da linha. Esta etapa tem o nome de *Backward Sweep* (DRESCH, 2014).

Após esta primeira execução, realiza-se o teste de convergência na tensão da subestação. O teste calcula o erro entre o valor nominal ( $V_{i-sub}^{nom}$ ) e o valor obtido por meio da varredura *Backward Sweep* ( $V_{i-sub}^{comp}$ ) para todas as fases, utilizando a equação 2.2. Se o erro em todas as fases for menor que uma determinada tolerância, o algoritmo convergiu, caso contrário, inicia a etapa seguinte.

$$\text{Erro} = \frac{|V_{i-sub}^{nom} - V_{i-sub}^{comp}|}{V_{i-sub}^{nom}} \quad (2.2)$$

Posteriormente, partindo da subestação, utilizando a tensão especificada e as correntes dos ramais, ou os somatórios das potências, calculadas anteriormente, as tensões das barras a jusante são recalculadas através da equação 2.3.

$$[V_{abc}]_k = [A] \times [V_{abc}]_m - [B] \times [I_{abc}]_k \quad (2.3)$$

Onde  $[A]$  e  $[B]$  são matrizes gerais 3x3 relacionadas com os tipos de elementos da linha. Após varrer a rede recalculando as tensões das barras, partindo da subestação até os barramentos finais o algoritmo recomeça. Esta etapa tem o



nome de *Forward Sweep*. A varredura é concluída quando um critério de convergência pré-estabelecido for alcançado (DRESCH, 2014).

### 2.3.2.1 Soma de Corrente

Primeiramente formalizado por Shimohammadi (1988) o método BFS por soma de corrente foi muito bem detalhado por Zimmerman (1995). O algoritmo iterativo por soma de corrente, aplicado a solução de sistemas radiais, funciona basicamente em 3 etapas principais. Inicialmente, o algoritmo calcula a injeção de corrente solicitada por cada uma das cargas instaladas no sistema, através da equação 2.4.

$$I_{i-k} = \left( \frac{S_{i-k}}{V_{i-k}} \right)^* \quad (2.4)$$

$I_{i-k}$  é a injeção de corrente na barra  $k$  na fase  $i$  para uma tensão  $V_{i-k}$ .  $S_{i-k}$  é a carga complexa da barra  $k$  na fase  $i$ .

Na etapa seguinte, conforme é ilustrado na Figura 2.2, é obtida as correntes de linha que chegam às barras iniciais do circuito (subestação), através da soma das correntes de linha a jusante da barra  $k$  e as requeridas pela carga na barra  $k$ , determinadas através da equação 2.5.

$$[I_{abc}]_k = [I_{abc}]_{S_k} + \sum_{d \in D_k} [I_{abc}]_d \quad (2.5)$$

$[I_{abc}]$  é um vetor  $3 \times 1$  da corrente de linha.  $S_k$  define a carga conectada na barra  $k$ .  $D_k$  é o conjunto de todas as linhas a jusante da barra  $k$ .

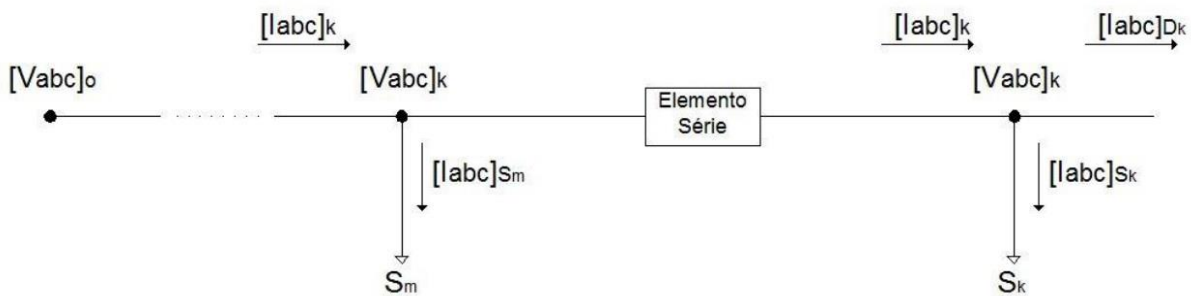


Figura 2.2 – Rede radial genérica de distribuição – Método Soma de Corrente

Fonte: (DRESCH, 2014).

Através destas informações, executa-se a etapa de *backward sweep* e verifica-se a convergência do algoritmo através da equação 2.2. Na etapa de *forward sweep*, utilizando as correntes de linhas calculadas e armazenadas na etapa anterior, calcula-se as quedas de tensões da rede pela equação 2.3. O algoritmo irá se encerrar quando um critério de convergência for alcançado. O algoritmo para o fluxo de cargas pelo método BFS por soma de corrente está no Anexo B.

### 2.3.2.2 Soma de Potência

Desenvolvido na mesma época por Baran e Wu (1989), se mostrando de forma diferenciada por suas formulações, o método BFS por soma de potência foi muito bem detalhado por Zimmerman (1995).

Quando realizada por soma de potência, o algoritmo do método BFS busca somar as potências requerida pela rede para o cálculo de queda de tensão, e não a corrente como detalhado no item 2.3.2.1. A vantagem disso está na maior precisão das potências ativas e reativas do circuito. Durante a etapa *backward sweep*, para calcular as tensões dos nós a montante da barra  $k$ , o algoritmo calcula a potência requerida pela barra  $S_k$ , somando as potências solicitadas pela rede à jusante da barra  $S_d$  e a potência da carga conectada a barra  $S_{L_k}$ , conforme equação 2.6. A Figura 2.3 apresenta uma rede genérica de distribuição.

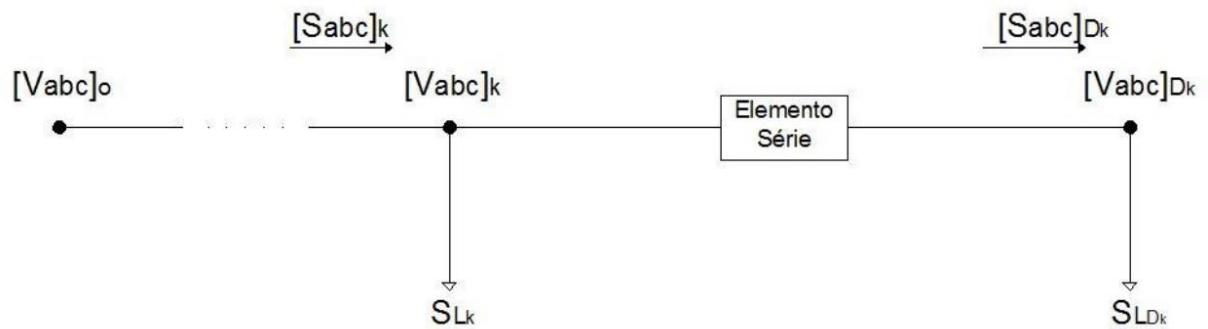


Figura 2.3 – Rede radial genérica de distribuição – Método Soma de Potência

Fonte: (DRESCH, 2014).

$$S_k = S_{L_k} + \sum_{d \in D_k} S_d = S_{L_k} + \sum_{d \in D_k} S_{L_d} + \sum_{d \in D_k} z_d \left( \frac{S_d}{V_d} \right)^2 \quad (2.6)$$

$D_k$  é o conjunto de todos os nós a jusante da barra  $k$ . As potências requeridas pela rede à jusante reúnem às cargas conectadas nas barras a jusante  $S_{L_d}$  e as perdas ocorridas nas linhas à jusante. Desta forma os cálculos na etapa *backward sweep* ficam de acordo com a equação 2.7.

$$[V_{abc}]_m = [a][V_{abc}]_k + [b] \left( \frac{[S_{abc}]_k}{[V_{abc}]_k} \right)^* \quad (2.7)$$

Na etapa *forward sweep*, utilizando o somatório de potência em cada nó, calculados na etapa anterior, calculam-se as quedas de tensões, partindo da subestação em direção às barras finais, através da equação 2.8

$$[V_{abc}]_k = [A][V_{abc}]_m - [B] \left( \frac{[S_{abc}]_k}{[V_{abc}]_k} \right)^* \quad (2.8)$$

O algoritmo para quando os critérios de convergência forem alcançados. O algoritmo para o fluxo de cargas pelo método BFS por soma de corrente está no Anexo C.

## 2.4 Análise Multicritério e Tomada de Decisão

Saaty (1991) afirma que o tomador de decisões, motivado pela necessidade de prever ou controlar uma série de elementos, geralmente enfrenta um complexo sistema de componentes correlacionados, como recursos, resultados desejados, grupos de pessoas, entre outros. Quanto maior o entendimento destes componentes, melhor será a previsão, e como consequência, a decisão se torna mais assertiva.

O estado de competição em que nossa sociedade está submetida exige a utilização de ferramentas cada vez mais eficientes, eficazes e flexíveis para a tomada de decisão. Além destes atributos, tais instrumentos devem ser capazes de tratar problemas complexos em uma linguagem de simples entendimento, tornando-os acessíveis aos decisores sem a necessidade de investir tempo e dinheiro em utilizá-los. Dentre os elementos da teoria da decisão, destacam-se os seguintes (COSTA, 2002):

- **Decisor:** unidade responsável pela tomada de decisão. Pode ser composta por um indivíduo ou por um grupo de indivíduos;
- **Alternativa viável:** estratégia ou curso de ação que pode ser adotado pelo decisor;
- **Cenário:** “estado de natureza” projetado para o futuro;
- **Critério:** propriedade ou variável à luz da qual a alternativa é avaliada;
- **Atributo:** valor do desempenho da alternativa à luz do critério;
- **Tabela de pagamentos:** tabela com valores a serem retornados pelas alternativas.

O desenvolvimento de um processo decisório é uma atividade desafiadora e exige a construção de um modelo estruturado. Segundo Costa (2002), as etapas que envolvem uma decisão estão bem desenhadas e contemplam desde a base de dados, a qual é processada e submetida a um sistema de informações, que então servirão de apoio a decisão, conforme Figura 2.4.



Figura 2.4 – Fluxo do Processo Decisório

Fonte: (COSTA, 2002), adaptado pelo autor.

De acordo com Themra (2009) problemas de tomada de decisão são encontrados em áreas como gestão de negócios, por exemplo, no planejamento estratégico, na produção industrial, na logística, no controle de estoques, na compra e venda de ações, na concessão de créditos. Decisões também são tomadas em processos de avaliação de ensino e de aprendizagem na área educacional, assim como, no controle de redes de computadores, na matemática, nos estudos de biologia e de medicina, entre outros.

Diversos métodos de tomada de decisão têm sido desenvolvidos de acordo com a complexidade dos problemas encontrados, dos critérios e alternativas de solução. Os critérios, também denominados atributos, são entendidos como fatores que guiam a decisão e as alternativas são cursos de intenção de ações para resolver um problema (TCHEMRA, 2009).

Os critérios ou atributos desejáveis em uma decisão complexa se dividem em quantitativos e qualitativos e variam de acordo com o problema. A necessidade de ter mais de um critério de avaliação, buscando agregar qualidade e precisão nos estudos, e de congregarem na tomada de decisão atributos com unidades de medida

distintas moveu os estudos da área na direção do julgamento multicritério (FERRET, 2012).

Gomes e Freitas Jr. (2000) entendem que as características destes métodos de forma geral devem englobar:

- a) A análise do processo de decisão em que essa metodologia é aplicada, sempre com o objetivo de identificar informações/regiões críticas;
- b) Melhor compreensão das dimensões do problema;
- c) Possibilidade de se ter diferentes formulações válidas para o problema;
- d) Em problemas complexos, as situações nem sempre devem encaixar-se dentro de um perfeito formalismo e, em particular, que estruturas que representam apenas parcialmente a comparabilidade entre as alternativas possam ser relevantes ao processo de auxílio à decisão;
- e) Uso de representações explícitas de uma estrutura de preferências, em vez de representações numéricas definidas artificialmente, pode muitas vezes ser mais apropriado a um dado problema de tomada de decisão.

De acordo com Ferret (2012) outro fator importante para a determinação da técnica mais apropriada é o número de critérios que irão compor a análise, uma vez que a opção de poucos critérios pode desconsiderar aspectos importantes para a construção do objetivo. Em contrapartida, muitos atributos podem desviar a atenção de pontos essenciais na análise, além de exigir maior tempo de julgamento em fatores que trazem menos impacto ao resultado.

#### 2.4.1 Métodos Multicritério

A tomada de decisão com múltiplos critérios é o estudo da inclusão de critérios conflitantes na tomada de decisão. É uma disciplina em que se produz uma grande quantidade de artigos e livros, desde a década de 1960 (SALOMON, 2010).

Diversas metodologias têm sido desenvolvidas para a construção de modelos de decisão, tais como: árvores de decisão, teoria de jogos e programação linear. A mais recente vertente de desenvolvimento metodológico no contexto de tomada de

decisão caracteriza-se por abordar a solução de problemas decisórios à luz de vários critérios. Na literatura, tais metodologias têm sido denominadas Auxílio Multicritério à Decisão (AMD), *Multicriteria Decision Making* (MCDM) e *Multicriteria Decision Aid* (MCDA) (COSTA, 2002).

Dentre os vários métodos de MCDM, para solução de problemas discretos, podem ser citados, entre outros (SALOMON, 2010):

- *Analytic Hierarchy Process* (AHP);
- *Elimination et Choix Traduisant la Réalité* (ELECTRE);
- *Measuring Attractiveness by a Categorical Based Evaluation Technique* (MACBETH);
- *Multi-Attribute Utility Theory* (MAUT).

Devido a grande variedade de métodos de MCDM, algumas classificações foram propostas e adotadas. Salomon (2010) apresenta os métodos de forma dividida em duas escolas de abordagens: Escola Europeia e Norte-Americana. Segue abaixo uma breve descrição de cada um dos métodos referenciados acima.

#### 2.4.1.1 Método AHP

Entre os métodos desenvolvidos no ambiente das decisões multicritério, merece destaque para o método AHP. Proveniente da Escola Norte-Americana, o Método de Análise Hierárquica é baseado na divisão do problema de decisão em níveis hierárquicos para melhor compreensão e avaliação. Esta metodologia é bastante difundida atualmente por ser de fácil análise e de simples manuseio, sendo a mais utilizada em artigos científicos (ALVES, NYKIEL e BELDERRAIN, 2007) (SALOMON, 2010).

A aplicação do AHP inicia-se com a organização de uma hierarquia de objetivos e critérios representativa dos diferentes pontos de vista envolvidos na sua resolução. A montagem dessa estrutura hierárquica é geralmente a parte mais complexa da aplicação do método. Posteriormente são calculadas as prioridades através de operações matemáticas na forma matricial, além de calculadas as

consistências dos julgamentos dos decisores (ALVES, NYKIEL e BELDERRAIN, 2007).

#### 2.4.1.2 Método ELECTRE

Proveniente da escola europeia, o método ELECTRE baseia-se em princípios relativamente flexíveis, na medida em que admite a possibilidade de que algumas alternativas não sejam comparáveis entre si e ainda dispensam a propriedade de transitividade nas comparações alternativas. Esse método permite indicar a alternativa que o tomador de decisão possui maior afinidade, expressando uma opinião diante do contexto. Entre as desvantagens da utilização do método ELECTRE está a dificuldade de comparar duas alternativas, seja por falta de informação ou por excesso de subjetividade do tomador de decisão. Outra dificuldade se dá pela complexidade do método devido ao grande número de parâmetros relacionados no seu desenvolvimento (ALVES, NYKIEL e BELDERRAIN, 2007).

Os métodos ELECTRE foram os primeiros da escola francesa. Diversas versões da metodologia foram desenvolvidas, e hoje se encontra na literatura pelo menos cinco metodologias bem estruturadas com algumas variações entre si. Há duas partes principais de uma aplicação ELECTRE: primeiramente são construídas as relações que visam comparar de maneira abrangente cada par de ações e em um segundo momento é realizado um processo de exploração que elabora recomendações obtidos na primeira fase. A natureza da recomendação depende do problema a ser abordado: a escolha, a classificação ou ordenação. Normalmente os métodos ELECTRE são usados para descartar algumas alternativas para o problema, que são inaceitáveis (SALOMON, 2010).



#### 2.4.1.3 Método MACBETCH

A classificação por nacionalidade é controversa com relação ao método MACBETCH, proposto por europeus, mas conceitualmente inserido na Escola Norte-Americana. Surgiu em 1994 com o objetivo de ser um novo método para tomada de decisões, servindo como uma nova alternativa de análise de problemas de forma diferenciada. O método visa a medição da atratividade mediante a utilização de técnicas de avaliação fundamentais em categorias, por intermédio da construção de escalas numéricas de intervalos baseadas na elaboração de juízos, respeitando as diferenças de atratividade entre duas ações (SALOMON, 2010).

Neste método, a preferência do tomador de decisão é medida através da sua atratividade por determinada alternativa, sendo a mesma quantificada pelo uso de uma escala de diferenças de atratividade, sendo: muito fraca, fraca, muito moderada, forte, muito forte. Apresenta-se como um método de uso potencial pela grande facilidade que tem em se obter as escalas, transformando-as de ordinais para cardinais (SCHMIDT, 1995).

#### 2.4.1.4 Método MAUT

A Teoria da Utilidade Multiatributo, derivou da Teoria da Utilidade, um modelo matemático para representar o desejo do tomador de decisão pelos bens que este poderá obter. Consiste na agregação de diferentes atributos com critério único de síntese, que equivale a uma compensação entre os mesmos, o que sugere uma quantidade que contrabalanceie a desvantagem de um critério em relação à vantagem de outro. Por este motivo é chamado de método compensatório (DUARTE, 2011).

A Teoria da Utilidade permite avaliar as consequências de um problema através de um processo de elicitação de preferências que busca incorporar ao problema o comportamento do decisor em relação ao risco. Esse procedimento permite criar uma nova escala, chamada de escala de utilidade, que determina para cada resultado um valor de utilidade. O método MAUT permite a modelagem desse

comportamento em relação às incertezas existentes nos atributos ou critérios envolvidos no problema e a determinação da função utilidade do atributo (DUARTE, 2011).

No conjunto de métodos de Apoio Multicritério a Decisão, o MAUT é o único que recebe o nome de teoria. Esta distinção está associada à forma como se obtém a função utilidade multiatributo (DUARTE, 2011).

#### 2.4.2 Comparação entre os Métodos Multicritérios

A grande variedade de métodos multicritérios existentes e a multiplicidade de características inerentes a cada um torna indispensável que seja realizada uma pesquisa com o objetivo de selecionar o método mais adequado à pesquisa realizada. Alguns autores realizaram estudos sobre os métodos MCDM mais utilizados.

Salomon e Montevechi (2001) apresentam algumas comparações entre os métodos AHP, TOPSIS e ELECTRE. Saunders (1994) analisou as características técnicas dos métodos *Social Judgement Theory* (SJT), MAUT, AHP e *Point Allocation* (PA). Já Guglielmetti, Marins e Salomon (2003) avaliaram alguns MCDM de acordo com determinadas características de desempenho, abordando um comparativo entre os métodos AHP, MAHP e ELECTRE. Shimizu (2006) evidenciou um quadro comparativo entre os quatro métodos abordados anteriormente, conforme pode-se observar no Quadro 2.1.

A realização desse estudo envolve a pesquisa na literatura existente, além da percepção sobre aspectos como, consistência, lógica, transparência, facilidade de utilização, quantidade de aplicações práticas, publicações científicas, tempo requerido para o processo de análise e disponibilidade de software.

<b>Características/Modelos</b>	<b>MAUT</b>	<b>AHP</b>	<b>ELECTRE</b>	<b>MACBETH</b>
Principais Características do Modelo	Teoria Utilidade	Autovetor, autovalor consistência	Teoria da Utilidade	Atratividade TU
Fase de aplicação do processo decisório	Decisão	Decisão	Decisão	Decisão
Aplicações típicas	Classificação	Classificação custo/benefício	Classificação	Classificação
Aplicação do método sem software	Inviável em reunião	Inviável em reunião	Inviável em reunião	Inviável em reunião
Volume de informações de entrada	Pouco	Até médio	Pouco	Médio
Parte executada pelo computador	Maioria	Maioria	Maioria	Maioria
Compreensão conceitual do modelo	Médio a complexo	Médio a complexo	Complexo	Complexo
Tempo aprendido 1ª aplicação	Médio	Até médio	Médio	Médio
Compreensão decisor modelo	Médio	Fácil	Médio	Médio
Trata problemas complexos não quantitativos	Sim	Possível	Possível	Possível
Quantidade de aplicações práticas	Grande	Grande	Média	Pequena
Conceito na área acadêmica	Bom	Prático e polêmico	n/a	n/a
Volume publicações científicas	Grande	Grande	Médio	Pequeno
Tratamento de dados quantitativos subjetivos	Sim	Sim	Sim	Sim
Requer cultura geral adequada decisor	Não	Não	Não	Não
Trabalha internamente com ambiguidade	Não	Sim	Sim	Sim
Flexibilidade casos diferentes	Boa	Grande	Boa	Boa
Pressupõe trabalho em grupo	Indiferente	Recomendado	Indiferente	Indiferente
Requer líder no processo	Desejável	Desejável	Necessário	Desejável
Níveis de atuação do problema	Estratégico, Tático e Operacional	Estratégico, Tático e Operacional	Estratégico, Tático e Operacional	Estratégico, Tático e Operacional
Capacidade de abrangência	Média	Grande	Média	Média
Ajuda a estruturar problema decisão	Não	Não	Não	Não

Quadro 2.1 – Comparação da aplicabilidade de Métodos Multicritério

Fonte: (SHIMIZU, 2006), adaptado pelo autor.

De acordo com Guglielmetti, Marins e Salomon (2003) e Shimizu (2006), entende-se que o método AHP é adequado devido a características como:

- Proporcionar ranking completo de alternativas;
- Permitir avaliação da consistência dos julgamentos;
- Facilidade de utilização em grupo;
- Facilidade na estruturação do problema;
- Estrutura permite o rápido aprendizado;
- Transparência no processamento e nos resultados;
- Permite trabalhar com grande número de julgamentos;
- Possibilita tratar quantitativamente um conjunto de variáveis qualitativas.

Embora destacadas as vantagens do AHP, esse método é alvo de muitas críticas no meio acadêmico, as quais já foram refutadas em sua grande maioria (SAATY, VARGAS e WHITAKER, 2009). As principais críticas podem ser generalizadas em seis tipos (GOMES, 2007):

- Dificuldades na conversão de comparações linguísticas em numéricas;
- Inconsistências impostas pela escala linear de 1 a 9;
- Entendimento das questões por quem faz as comparações;
- Inversão na ordem de prioridade das alternativas existentes, com a exclusão ou inclusão de alternativas ou critérios;
- O número de comparações necessárias pode ser alto;
- Os axiomas do método.

As três primeiras críticas referem-se, principalmente à escala fundamental, e de fato, já existem outras escalas que já foram adotadas para aplicação no AHP. Variantes do AHP original chegaram a ser desenvolvidas a partir de contestações, contudo, através de diversos experimentos e utilização na prática, a habilidade da Escala Fundamental para capturar informação e retratar a intensidade de preferência de cada indivíduo está comprovada (SALOMON, 2010).

A quarta e a sexta alternativa trata-se de uma crítica não somente para o AHP, mas para os métodos multicritérios em geral. A inversão de prioridades no

AHP é tratada como algo coerente, uma vez que o método entende que todas as comparações são igualmente importantes para a obtenção do resultado. A retirada de um critério ou alternativa, pelo conceito dessa metodologia, deve interferir no resultado final obtido. Este é um fator que fere um dos axiomas do método (SALOMON, 2010).

Outra crítica se refere ao número elevado de comparações, quando o modelo estruturado é composto por um grande número de critérios e alternativas. Entretanto, quando comparado a outras metodologias como, por exemplo, o método MACBETH, o AHP apresenta menos comparações. Outro comentário com relação a esta crítica é que esta foi alvo de pesquisa, onde foram criados algoritmos e *softwares*, como o Expert Choice, que tornam mais rápida a solução do problema e também incorporam simplificações que permitem identificar se as comparações já podem ser encerradas ou o impacto que a próxima comparação irá gerar no resultado (SALOMON, 2010).

Desta forma, não há dúvidas que o método AHP é válido e tem grande contribuição para o auxílio à tomada de decisão, estando presente em diversos trabalhos do setor elétrico (FERRET, 2012), (DAZA, 2010) (SOARES, 2015), (VARGAS, *et al.*, 2011).

Ainda, Colin (2007) explica que o AHP deve ser entendido mais como um processo de estruturação do pensamento do que um algoritmo que resolve problemas. Dois dos seus principais benefícios são a imposição de disciplina e a consistência no processo de pensamento, questionando perguntas que às vezes passam despercebidas em processos de tomada de decisão.

#### 2.4.3 Aplicações do AHP no sistema de distribuição de energia

Dentre os métodos de análise multicritério utilizados em sistemas de distribuição de energia, merecem destaque as metodologias Bellman-Zadeh (CANHA, 2004), (BERNARDON, 2007) e Fuzzy (BARIN, 2012). Estas são técnicas bem estruturadas e complexas, com trabalhos muito bem elaborados, que também trabalham com a opinião de especialistas.

Daza (2010) utiliza o AHP com o objetivo de melhor determinar a alocação de dispositivos de proteção em redes de distribuição de energia elétrica. A grande contribuição desse trabalho está na criação de uma nova metodologia de alocação desses equipamentos, validação da opinião de especialistas e desta forma produzindo uma resposta mais adequada para projeção da confiabilidade no circuito.

Vargas et al (2011) e Ferret (2012) utilizam a metodologia AHP para hierarquizar alimentadores com a finalidade de receber atividades de manutenção preventiva, através da definição de critérios de confiabilidade, critérios técnicos e dados históricos da rede. As alternativas são os alimentadores que serão priorizados de acordo com o julgamento de especialistas da distribuidora estudada.

Soares (2015) apresenta uma comparação entre as metodologias AHP e PROMETHEE para a priorização de investimentos na rede primária de distribuição de energia elétrica, buscando associar aspectos práticos como a otimização da capacidade de execução das empresas.

### 3 METODOLOGIA PARA PRIORIZAÇÃO MULTICRITÉRIO

Este trabalho apresenta uma metodologia para indicar a melhor alternativa para solução técnica do sistema de distribuição de energia elétrica de uma determinada região. A determinação desta alternativa será estudada através de um diagnóstico do sistema existente, realizando simulações em *software* de fluxo de potência utilizando o método BFS. Sendo identificada a necessidade de melhoria no atendimento à região, serão realizadas simulações de obras a serem realizadas com o intuito de atender os consumidores de forma adequada, conforme premissas regulatórias e de planejamento, visando também atender o crescimento da demanda.

Ao universo das obras possíveis será aplicado o método de auxílio à tomada de decisão AHP, o qual através de critérios pré-estabelecidos irá determinar qual a obra a ser executada. Na aplicação do método serão utilizados a opinião de especialistas e os dados calculados pelo fluxo de potência.

Desta forma, este capítulo tem a finalidade de trazer as etapas da metodologia desenvolvida para alcançar o objetivo proposto.

#### 3.1 Diagnóstico e Prognóstico do Sistema Elétrico

Inicialmente será realizado o diagnóstico do Sistema de Distribuição em Média Tensão. Esta etapa tem por objetivo retratar o cenário de máxima demanda em todos os patamares de carga, observando aspectos como nível de tensão, carregamento e demais grandezas em regime permanente. Desta forma é possível examinar se o desempenho dos circuitos verificados está de acordo com o determinado pela ANEEL com relação à qualidade do fornecimento de energia.

As informações obtidas na etapa de diagnóstico serão reproduzidas para os próximos 5 anos, horizonte de planejamento conforme definido pela ANEEL, através da projeção de carga. Assim, são utilizadas taxas de crescimento para compor o prognóstico, visando estimar o comportamento do sistema elétrico.

Estas etapas permitirão o planejamento das ações que devem ser tomadas a cada ano, para garantir o atendimento adequado de acordo com o crescimento da carga. As ações podem envolver obras de grande porte, como recondutoramentos, novos alimentadores, instalação ou deslocamento de equipamentos especiais, ou até mesmo a reconfiguração de alimentadores através de transferências de carga.

### 3.2 Premissas e Critérios de Planejamento

Serão adotadas algumas premissas e critérios que nortearão os estudos para identificação da necessidade de adequação dos alimentadores estudados. Esses critérios são adotados de acordo com limites definidos pela ANEEL ou então premissas normalmente utilizadas pelo setor de planejamento das distribuidoras. Os principais fatores que serão observados neste trabalho são:

- **Carregamento:** corresponde à relação entre a corrente de operação do sistema de distribuição e a corrente nominal do condutor. Serão determinadas nesse trabalho obras para circuitos com carregamentos superiores a 80% para alimentadores com possibilidade de transferência de carga e 90% para alimentadores radiais. Esses limites são definidos justamente para os circuitos operarem com uma folga, de forma que possam receber carga de outros circuitos em casos de contingência. Estes critérios podem variar para cada distribuidora.
- **Queda de tensão:** corresponde à queda de tensão ao longo das redes de distribuição, ocorrida em função das cargas e perdas no sistema elétrico. É um critério regulado pela ANEEL, sendo seus limites definidos no módulo 8 do PRODIST (ANEEL, 2015e). As tabelas com os limites inferiores e superiores de tensão em regime permanente para sistemas de média e baixa tensão estão no Anexo D. Serão determinadas obras para sistemas com tensão em regime permanente inferior a  $0,93 \text{ pu}^3$ .

---

<sup>3</sup> Sistema por unidade, mais conhecido pela sua abreviatura pu, é uma forma de expressar as grandezas elétricas em um circuito de forma normalizada, com base em valores pré-determinados.



Outros critérios também são determinantes para realização de obras, como o fator de potência e perdas técnicas, porém são indicadores tratados em um nível secundário, pois, diferentemente do carregamento e nível de tensão, não são sensíveis aos consumidores. Entretanto, em situações pontuais, podem acarretar grande impacto financeiro para a distribuidora e nesses casos são observados com mais atenção.

A continuidade do fornecimento, medidos através dos indicadores DEC e FEC é tão importante quanto os demais critérios, pois além de acarretar multas e compensações financeiras para a distribuidora, impacta diretamente no consumidor. Entretanto, na maioria dos casos, ações para redução desses índices estão mais ligadas à manutenção da rede, ou alocação ótima de equipamentos telecomandados, do que a expansão propriamente dita. Nesse trabalho, a confiabilidade será considerada como um dos critérios para decisão da melhor alternativa de obra.

Quando da necessidade de recondução ou construção de novas redes, para definição do condutor utilizado nas alternativas, será admitido como carregamento máximo de 50% para a rede nova construída, considerando o ano base. Esse valor será utilizado nesse trabalho como forma de atender o crescimento de demanda estimado em longo prazo, sem necessidade de realizar novas obras dentro do horizonte de 5 anos. O Anexo E indica os condutores utilizados em sistemas de distribuição em média tensão com sua respectiva corrente nominal.

Quanto aos níveis de tensão em regime permanente, a construção de redes com condutores de maior capacidade interfere também nas quedas de tensão ao longo do alimentador devido às características físicas e elétricas dos mesmos. Também será avaliada a alocação de reguladores de tensão e banco de capacitores. Será utilizado como premissa que o ponto ideal para instalação de um novo regulador de tensão ou deslocamento de um existente será nas barras em que a tensão esteja na ordem de 0,95 pu, como forma de se obter maior ganho destes equipamentos (TOSHIBA, 2012).

Com base nessas premissas, serão determinadas as alternativas para adequar as necessidades identificadas e poderão ser distribuídas ao longo do horizonte de planejamento. A solução definida como ideal deve manter os critérios de carregamento e nível de tensão adequados até o ano 5.

### 3.3 Análise e definição das alternativas

De acordo com as premissas estabelecidas, são elaboradas alternativas para atender adequadamente o sistema de distribuição estudado no ano base e também a projeção de carga esperada dentro do horizonte de planejamento. Essas alternativas são analisadas, considerando também outros critérios que influenciam na escolha da melhor solução. Nesse aspecto, será utilizado o método AHP para auxílio à tomada de decisão.

#### 3.3.1 Método AHP

O método *Analytic Hierarchy Process* (AHP) é utilizado para auxílio à tomada de decisão de situações complexas. Auxiliar as pessoas a escolher e a justificar a sua escolha é a principal atribuição do método, determinando a decisão mais adequada para a solução de um problema. Foi desenvolvido na década de 1970 pelo Prof. Thomas Saaty, então na Escola Wharton da Universidade da Pensilvânia (WOLFF, 2008), (VARGAS, *et al.*, 2011).

O método, a partir de sua apresentação, é extensivamente estudado e refinado através de contribuições e críticas oriundas do meio acadêmico e empresarial.

A variedade e contexto das aplicações do método, o tornam fortemente indicado também para situações relacionadas ao planejamento de ações no setor elétrico, as quais envolvem a definição de onde deve ser aplicado determinado recurso, alocação de algum equipamento específico, elaboração de um plano de obras.

A operação do método AHP tem como objetivo, a partir de um conjunto de alternativas, estimar prioridades para cada uma delas. O procedimento se dá pela geração de critérios de decisão pelo tomador de decisão e pela comparação das alternativas, em pares, em relação a esses critérios. Assim, o resultado é o vetor de prioridades das alternativas, isto é, a ordenação de importância delas. Na etapa de comparação, assim como na etapa de definição dos critérios e alternativas, são consideradas as opiniões dos especialistas da área em estudo (WOLFF, 2008).

### 3.3.2 Conceitos e Etapas do Método AHP

Todo o problema estruturado de acordo com o método AHP, deve ter definido de forma clara todos os componentes que compõe o estudo a ser realizado. Segundo Costa (2002, p. 16-17) este método baseia-se em três etapas de pensamento analítico:

#### 3.3.2.1 Construção de Hierarquias

O problema é estruturado em níveis hierárquicos, o que facilita a maior compreensão e avaliação do mesmo. Para aplicação desta metodologia é necessário que as alternativas, assim como os critérios, sejam estruturadas de forma hierárquica, sendo que o primeiro nível corresponde ao objetivo geral ou meta do problema, o segundo aos critérios e o terceiro nível refere-se às alternativas. Eventualmente o objetivo geral pode ser dividido em outros objetivos, representando um nível secundário com metas que permitem alcançar o objetivo principal.

*Objetivo:* Representa o objetivo que deve ser alcançado. Neste trabalho o objetivo é determinar a solução mais adequada para atender a expansão do sistema elétrico estudado.

*Critérios:* São os fatores que influenciam diretamente no objetivo, cada um com diferente relevância. Esta etapa é muito importante para buscar a assertividade da metodologia e será realizada pelos especialistas, determinando e comparando critérios técnicos, físicos e financeiros.

*Alternativas:* São as ações que podem ser tomadas para atender o objetivo geral. As alternativas estão representadas nesse trabalho como as possíveis soluções determinadas de acordo com as premissas de planejamento estabelecidas.

Segundo Bornia e Wernke (2001) a ordenação hierárquica possibilita ao decisor ter uma “visualização do sistema como um todo e seus componentes, bem como interações destes componentes e os impactos que os mesmos exercem sobre

o sistema”. Essa visualização facilita a compreensão de forma global do problema e da relação de complexidade, ajudando na avaliação da dimensão e conteúdo dos critérios, através da comparação homogênea dos elementos. A Figura 3.1 apresenta a estrutura de um problema em hierarquias.

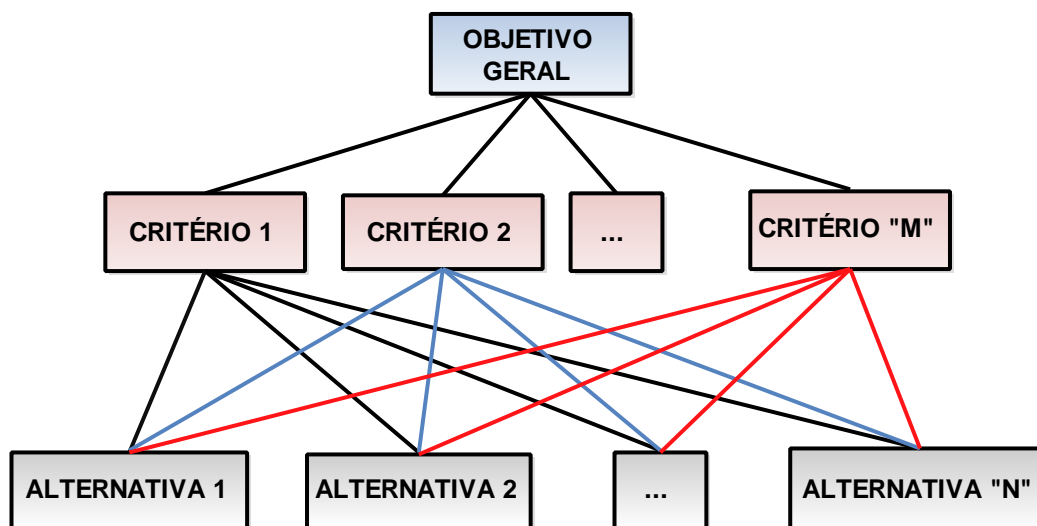


Figura 3.1 – Estruturação do problema em hierarquias

Fonte: (SAATY, 1991), adaptado pelo autor.

### 3.3.2.2 Definição das Prioridades

Esta etapa consiste na comparação em pares das alternativas e critérios do problema, definindo as prioridades tendo em vista o foco principal do problema. Os especialistas usam suas experiências na área e sua intuição para comparar as alternativas. Pode-se dividir em 3 etapas.

- **Julgamentos Paritários**

Consiste na comparação propriamente dita, sendo esta feita para os elementos de um nível da hierarquia à luz de cada elemento em conexão em um nível superior. De acordo com a Figura 3.1, os critérios serão julgados em pares com relação ao objetivo geral. Posteriormente, as alternativas serão comparadas à luz de cada critério.

As comparações irão compor a matriz de julgamento A, a qual será utilizada para realização dos cálculos no desenvolvimento do método. A matriz de julgamento será composta por valores presentes no Quadro 3.1.

<b>Escala Numérica</b>	<b>Escala Verbal</b>
1	Ambos elementos são de igual importância.
3	Moderada importância de um elemento sobre o outro
5	Forte importância de um elemento sobre o outro
7	Importância muito forte de um elemento sobre o outro
9	Extrema importância de um elemento sobre o outro
2, 4, 6, 8	Valores intermediários entre opiniões adjacentes
Incremento 0,1	Valores intermediários na graduação mais fina de 0,1

Quadro 3.1 – Escala Numérica de Saaty

Fonte: (SAATY, 1991).

A quantidade de julgamentos necessária para a construção de uma matriz de julgamento genérica A se dá através da equação 3.1.

$$Julgamentos = \frac{n * (n - 1)}{2} \quad (3.1)$$

Onde n é o número de elementos pertencentes a esta matriz.

Os elementos da matriz de julgamento A são definidos pelas condições demonstradas na Figura 3.2.

C	A <sub>1</sub>	A <sub>2</sub>	A <sub>n</sub>
A <sub>1</sub>	1	x	... y
A <sub>2</sub>	1/x	1	... z
	⋮	⋮	⋮
A <sub>n</sub>	1/y	1/z	... 1

Figura 3.2 – Matriz de Julgamentos

Fonte: (WOLFF, 2008).

Onde  $A$  são as alternativas comparadas a luz de um critério  $C$ , e os elementos  $x$ ,  $y$  e  $z$  representam os índices de comparação.

Para preencher a planilha, o especialista age por linhas, ou seja, ele se pergunta qual é a importância do elemento desta linha em relação a cada elemento de todas as colunas. A diagonal principal sempre receberá o valor unitário, pois esta faz a comparação entre o mesmo elemento. O preenchimento das matrizes deve ser feita pelo tomador de decisão, desde que esse entenda o método AHP.

- **Normalização das Matrizes de Julgamento**

Obtenção de quadros normalizados através da soma dos elementos de cada coluna das matrizes de julgamentos e posterior divisão de cada elemento destas matrizes pelo somatório dos valores da respectiva coluna.

- **Cálculo das Prioridades Médias Locais (PML) e Globais (PG)**

As PML's são as médias das linhas dos quadros normalizados, enquanto a PG indica o vetor de prioridade global, que armazena a prioridade associada a cada alternativa em relação ao foco principal. A prioridade global é calculada através da multiplicação dos vetores das prioridades médias locais.

### **3.3.3 Consistência Lógica**

A lógica ou o pensamento científico são fatores que devem ser considerados em uma decisão, no entanto a opinião diante de soluções de tomadas de decisão envolve muito mais a intuição e outras características emocionais do que propriamente a lógica. Logo, é comum ocorrer, em um primeiro momento de comparação entre critérios e alternativas, inconsistências nos julgamentos pela incapacidade do especialista enxergar todos os detalhes de uma decisão complexa de uma só vez (WOLFF, 2008).

Neste aspecto, o método AHP propõe o cálculo de uma medida de inconsistência das informações oriundas das comparações dos especialistas, sendo

este um dos grandes diferenciais desta metodologia. A verificação é baseada na determinação de um Índice de Consistência (IC) em função dos valores de autovalores encontrados para a matriz de comparação formatada (SAATY e TRAN, 2007).

O cálculo do IC é realizado com base na obtenção do autovalor da matriz de comparação, obtido através dos autovetores. A equação 3.4 é utilizada para o cálculo do IC.

$$IC = \frac{\lambda_{max} - n}{n - 1} \quad (3.4)$$

Onde  $n$  é a quantidade de critérios avaliados.

O Índice de Consistência determina a coerência geral das informações prestadas pelo especialista, porém deve-se considerar que quanto mais elementos forem envolvidos na análise, maior a probabilidade de inconsistência no resultado. Por esse motivo se introduz o conceito de Razão de Consistência (RC), que leva em consideração a coerência geral das informações, mas que também estabelece o valor em função da quantidade de critérios avaliados. O RC é determinado através da equação 3.5 (SAATY e TRAN, 2007).

$$RC = \frac{IC}{IR} \quad (3.5)$$

Onde IR é o Índice Randômico de Consistência, determinado através de experiências realizadas por Saaty e Tran (2007). A Tabela 3.1 indica os valores de IR dependendo da quantidade de elementos contidos na matriz, assim como o máximo RC admissível para que as comparações sejam consistentes. Em geral, um nível de consistência de 10% é tolerável, com exceção de matrizes inferiores a 5 elementos. As situações em que os limites são violados recomenda-se que os especialistas revisitem suas avaliações.

Tabela 3.1 – Valores do índice randômico de consistência

Quantidade de Elementos	Valor IR	RC Máximo
1	0,00	0,00
2	0,00	0,00
3	0,52	0,05
4	0,89	0,08
5	1,11	0,10
6	1,25	0,10
7	1,35	0,10
8	1,40	0,10
9	1,45	0,10
10	1,49	0,10
11	1,52	0,10
12	1,54	0,10
13	1,56	0,10
14	1,58	0,10
15	1,59	0,10

Eventualmente depara-se com situações muito complexas e com interesses e análise de diversas áreas de uma estrutura organizacional, as quais se podem causar inconsistências nas comparações. Nesses casos, é desejável integralizar as diversas opiniões através da média geométrica (SAATY, 2005). No entanto, tal integralização apresenta resultados adequados quando não há dispersão das opiniões das análises dos especialistas, caso contrário a média geométrica não apresentará resultados representativos. Nesses casos, o mais adequado é encontrar uma resposta final sob a perspectiva de cada área, as quais podem ser avaliadas a nível organizacional da empresa, inserindo estes resultados como critérios ou alternativas dentro de uma nova priorização.

### 3.4 Definição da alternativa

Ao término do processo de análise multicritério, o resultado será a decisão pela alternativa adequada que irá atender o crescimento do mercado e com base nas premissas e critérios estabelecidos na metodologia. A

Figura 3.3 ilustra o fluxograma para método proposto.



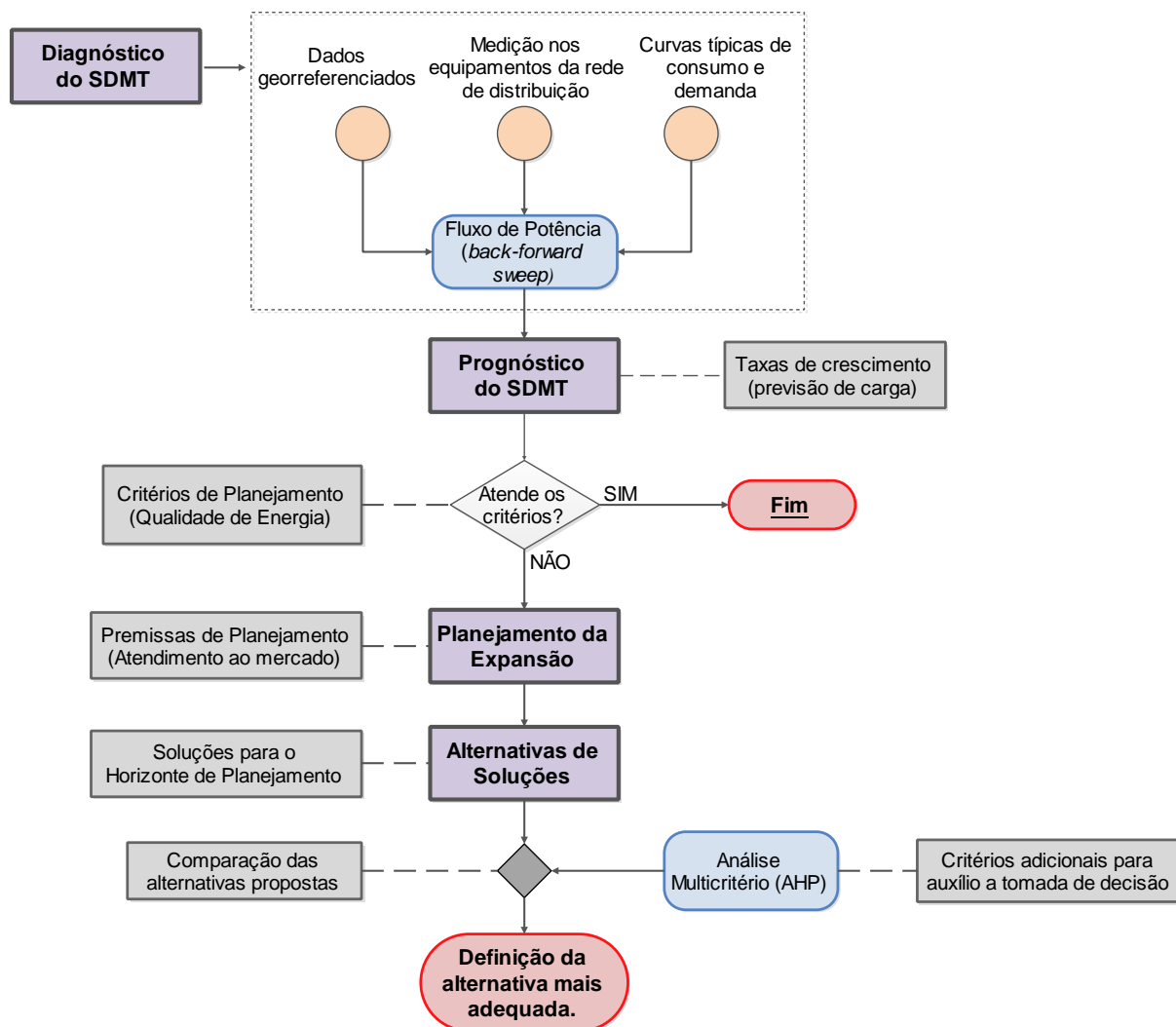


Figura 3.3 – Fluxograma da metodologia proposta

Fonte: Autor



## **4 ESTUDO DE CASO: DIAGNÓSTICO DO SISTEMA DE MÉDIA TENSÃO E SIMULAÇÃO DE ALTERNATIVAS**

As redes de distribuição primária, ou de média tensão, emergem da subestação de distribuição (SE) e são denominadas como circuitos alimentadores de distribuição de energia elétrica. No caso da rede aérea, operam radialmente com possibilidade de transferência de carga entre os circuitos como opção em situações de contingência, como por exemplo, a manutenção preventiva ou corretiva, ou até mesmo a interrupção do fornecimento (KAGAN, OLIVEIRA e ROBBA, 2010).

O SDMT deve atender os consumidores de energia, presentes em regiões urbanas e rurais, o que determina a característica de cada sistema. Os alimentadores da zona urbana, por exemplo, geralmente apresentam densidade de carga elevada, atendendo basicamente escritórios, lojas, residências e alguns casos empresas com cargas elevadas. Têm períodos de funcionamento bem definidos e seu crescimento de carga é praticamente vegetativo, devido ao surgimento ou aquisição de novos equipamentos elétricos (KAGAN, OLIVEIRA e ROBBA, 2010).

Os alimentadores rurais têm como particularidade a baixa densidade de carga, com consumidores residenciais e agroindustriais, com hábitos de consumo diferentes dos demais. Caracterizam-se pela extensão de rede, o que indica em casos de cargas elevadas a necessidade de equipamentos reguladores de tensão para manter a qualidade do produto adequada.

Este capítulo apresenta um estudo de caso, onde foi analisado um alimentador rural de uma concessionária distribuidora de energia elétrica localizada no Estado do Rio Grande do Sul. Será realizado um diagnóstico do SDMT, com o objetivo de identificar a característica da rede estudada e indicar soluções no nível de planejamento e expansão do sistema, no intuito de atender o crescimento do mercado dentro do horizonte de planejamento. As soluções serão sinalizadas de acordo com as premissas de planejamento aqui apresentadas.

#### 4.1 Características do sistema de distribuição estudado

O desenvolvimento dessa dissertação prevê a aplicação das metodologias apresentadas nesse trabalho em um modelo real de um sistema de distribuição em média tensão. Com esse objetivo, foram utilizados como base deste estudo os alimentadores de uma determinada subestação de distribuição de propriedade de uma concessionária de energia elétrica localizada no estado do Rio Grande do Sul. Inicialmente, é importante identificar algumas características típicas da região estudada. A Figura 4.1 apresenta a topologia do sistema de média tensão da região avaliada.

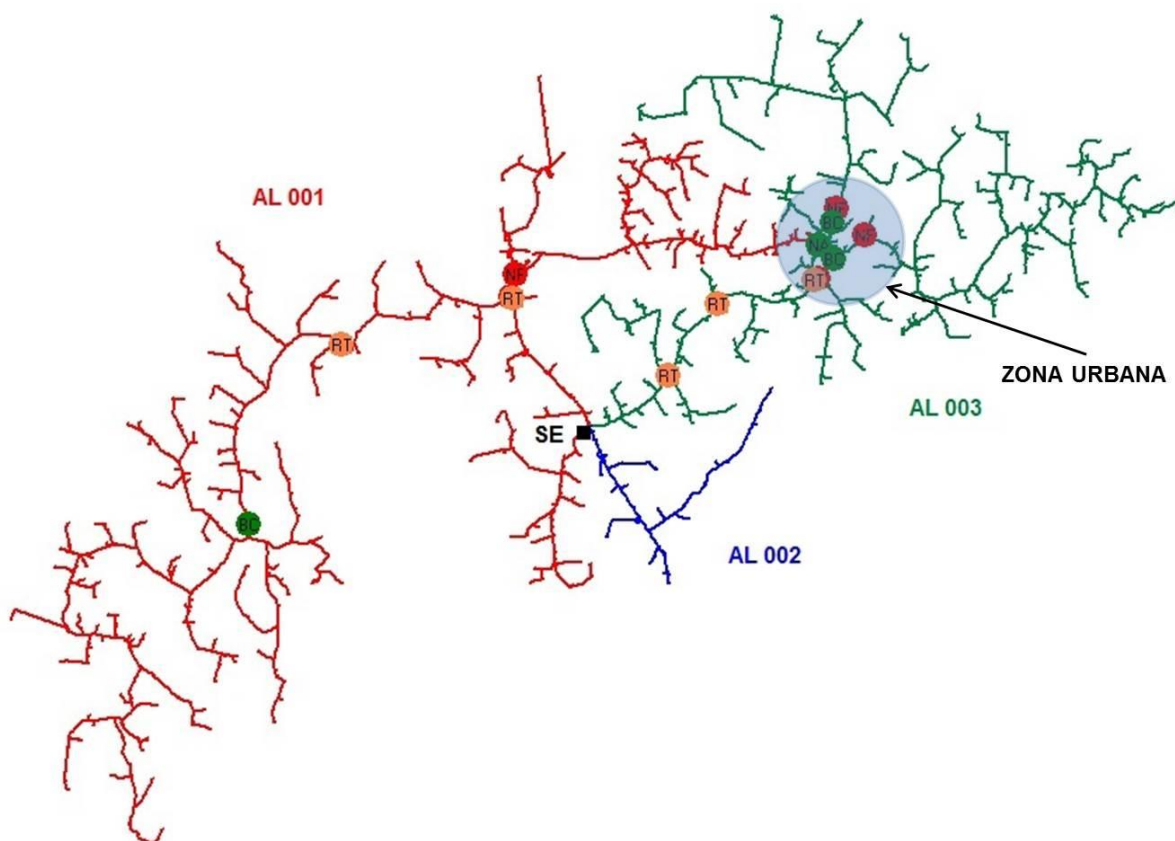


Figura 4.1 – Topologia do SDMT estudado

Fonte: Autor

A característica de carga da região se enquadra como rural, com densidade de carga muito baixa, consumidores residenciais e agroindustriais, com hábitos de consumo diferenciados, distribuídos em três alimentadores atendidos em tensão

nominal de 13,8 kV. Em especial o AL 003, ilustrado na cor verde na Figura 4.1, também atende uma região urbana de um pequeno município.

Ainda analisando a figura acima, além dos alimentadores possuem elementos essenciais para a estrutura da rede e fornecimento da energia, como postes (no caso da rede aérea), condutores, transformadores de distribuição, ferragens, isoladores, entre outros, é possível identificar também a presença de equipamentos especiais, como reguladores de tensão (RT), banco de capacitores (BC) e religadores telecomandados normalmente abertos (NA) e normalmente fechados (NF). Estes equipamentos têm por objetivo auxiliar na qualidade de atendimento, atuando diretamente em indicadores como nível de tensão, fator de potência, carregamento, proteção e recomposição do sistema no menor tempo possível. Abaixo, segue um descritivo desses equipamentos (KAGAN, OLIVEIRA e ROBBA, 2010).

- **Regulador de Tensão:** Equipamento instalado nas redes de distribuição que tem por finalidade regular o nível de tensão em sua saída, mantendo-a constante independente da tensão de entrada. Na prática cada regulador de tensão regula sua própria fase, formando um conjunto denominado Banco de Reguladores de Tensão;
- **Banco de Capacitores:** Dispositivo instalado para fornecer potência reativa no sistema em que estiver inserido. A finalidade de sua aplicação está na redução das perdas nos condutores, correção do fator de potência, redução de quedas de tensão e carregamento dos alimentadores;
- **Religadores Telecomandados:** Os religadores são dispositivos de interrupção que abrem seus contatos repetidas vezes, conforme ajustado, em defeitos transitórios e bloqueia defeitos permanentes. Esses bloqueios são realizados de forma temporizada, conforme estudos de seletividade entre os equipamentos de proteção. Também podem ser utilizados como opções telecomandadas para transferências de carga entre alimentadores do sistema de distribuição.

A Tabela 4.1 apresenta informações físicas relevantes com relação ao sistema em estudo. É conveniente salientar que o padrão de rede é convencional,

com condutores nus e postes de concreto e madeira instalados ao longo dos alimentadores.

Tabela 4.1 – Características físicas dos alimentadores em estudo

	<b>AL 001</b>	<b>AL 002</b>	<b>AL 003</b>
<b>Extensão de rede MT (km)</b>	373,8	34	277,9
<b>Rede Trifásica</b>	221,6	29,8	174,7
<b>Rede Bifásica</b>	8,8	0,0	1,6
<b>Rede Monofásica</b>	143,4	4,2	101,6
<b>Postes</b>	4251	469	3586
<b>Clientes</b>	1307	99	2399
<b>TRs de distribuição</b>	363	25	323
<b>TRs particulares</b>	75	11	52
<b>Total de Chaves</b>	213	29	197
<b>Religadores</b>	2	0	3
<b>Reguladores de Tensão</b>	2	0	3
<b>Banco de Capacitores</b>	1	0	2
<b>Condutor (troncal)</b>	1/0 AWG	1/0 AWG	1/0 AWG

## 4.2 Configuração de Parâmetros e Critérios de Planejamento

Para realização do cálculo do fluxo de potência, será utilizado o *software* Interplan®. O Interplan é um sistema computacional utilizado para estudos de planejamento de curto e médio prazo, que possibilita a visualização e edição gráfica da rede e a definição de configurações de rede otimizada para atender objetivos previamente fixados. Tendo como uma de suas principais finalidades o cálculo do fluxo de potência, o *software* possui funções como o planejamento da operação e expansão da rede, através da importação das informações da base de dados da distribuidora. No que diz respeito ao planejamento da expansão do sistema de distribuição, pode-se destacar as seguintes ferramentas (DAIMON, 2015):

- Avaliação do mercado espacial (por quadrículas ou centro de carga) de região delimitada a partir do mercado global;
- Diagnóstico da rede para anos futuros e estabelecimento de áreas carentes de reforços;
- Proposição de alternativas e reforços na rede através de ferramentas gráficas.

O Interplan® é amplamente utilizado nas distribuidoras de energia elétrica no Brasil, sendo considerada uma ferramenta confiável para operação e planejamento dos sistemas. Baseado nessas características, este *software* foi escolhido para utilização nesse trabalho. Alguns conceitos e telas de configuração elaboradas para este trabalho estão no Apêndice A.

### 4.3 Modelagem de Carga

As cargas são classificadas de acordo com a característica do sistema elétrico. Em função das características intrínsecas, as cargas podem ser mais ou menos susceptíveis aos fenômenos permanentes ou transitórios relativos à forma de onda da tensão de suprimento. Segue abaixo breve definição dos modelos de carga (KAGAN, OLIVEIRA e ROBBA, 2010):

- **Potência Constante:** Para estas cargas, as potências ativa e reativa não variam, independentemente do valor da tensão de fornecimento. Como exemplo deste modelo, têm-se os motores elétricos de indução, considerando a potência ativa.
- **Corrente Constante:** São cargas em que a intensidade da corrente absorvida não varia de acordo com a variação de tensão. Apresentam este comportamento os fornos a arco e as lâmpadas de descarga, fluorescentes, vapor de mercúrio e vapor de sódio.
- **Impedância Constante:** Nestas cargas a impedância se mantém constante, independentemente da variação da tensão de fornecimento.

São exemplos de cargas desta natureza os capacitores e equipamentos de aquecimento resistivos, como chuveiros e torneiras elétricas.

Segundo ANEEL (2015a) e ONS (2011), em regime permanente, a carga preferencialmente deve ser representada pelo modelo potência constante, para as potências ativa e reativa. No sub-módulo 23.3 dos Procedimentos de Rede do ONS (2011), ao serem definidas as diretrizes para estudos de estabilidade eletromecânica, em relação à modelagem de carga, está escrito no item 8.2.10: “Se não houver informações para representação da carga em função da tensão, deve-se representá-la como 50% de potência constante e 50% de impedância constante para a parte ativa, e como 100% de impedância constante para a parte reativa”.

Para o sistema estudado utilizou-se o para modelagem 40% das cargas como potência constante e 60% como impedância constante, por esta representar a característica de carga dos alimentadores estudados. As telas e configurações de parâmetros de fluxo de potência e visualização estão no Apêndice A.

#### 4.4 Diagnóstico do SDMT estudado

De acordo com ANEEL (2015a), os estudos de planejamento da expansão devem ser realizados considerando as condições de carga leve, média e pesada. Os horários em que ocorrem estas condições podem variar de acordo com a região. A Figura 4.2 apresenta os horários de 4 patamares de carga considerados, sendo o patamar 3 o horário de ponta.

Número de Patamares <input type="text" value="4"/>				
Período	Hora Inicial	Hora Final	Hora Cálculo	Ponta
0 às 7 h	0	7	4	Não
7 às 18 h	7	18	15	Não
18 às 21 h	18	21	20	Sim
21 às 24 h	21	0	22	Não

Figura 4.2 – Patamares de carga

Fonte: Autor.



De acordo com o método BFS, primeiramente são definidos as tensões nas barras iniciais ou subestações. Assim, foi definido como 1,01 pu os valores ajustados no relé regulador de tensão da subestação sendo, neste caso, fixo para todos os patamares de carga.

Através de curvas típicas de consumo para consumidores de baixa tensão é determinada uma demanda equivalente para cada patamar de carga. Essas curvas são obtidas através de campanhas de medição periódicas realizadas pelas distribuidoras, que visam caracterizar um comportamento diário de demanda lida para os consumidores, de acordo com o consumo e tipo de carga (FRANCISQUINI, 2006). A Figura 4.3 apresenta um exemplo de curva típica importada para o Interplan® para um consumidor residencial com consumo mensal entre 160 e 300 kW.

Para os clientes atendidos por subestações particulares conectados diretamente na média tensão, os quais possuem contrato de demanda, é possível retirar da base de dados de faturamento da distribuidora as leituras de demandas máximas mensais, que correspondem à demanda faturada para cada cliente. Esses consumidores podem possuir diferentes contratos para horários de ponta e fora ponta, assim como para períodos secos e frios, conforme critérios estabelecidos na Resolução nº 414/2010 da ANEEL (ANEEL, 2010). Desta forma, obtém-se valores de demanda atribuídos a todos os transformadores, particulares dos clientes e de propriedade da distribuidora, e então é possível realizar o cálculo de fluxo de potência através das iterações do método BFS.

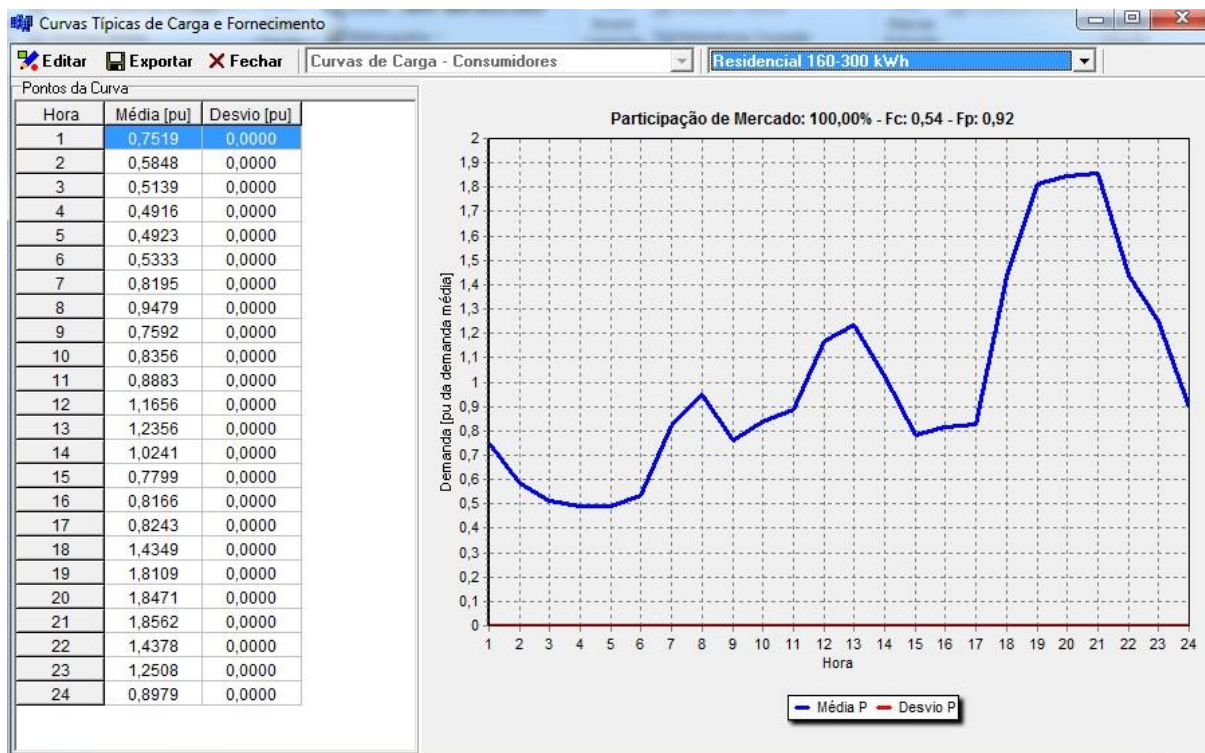


Figura 4.3 – Exemplo de curva típica de consumo de cliente residencial

Fonte: Autor

Considerando as informações retratadas acima, com o intuito de representar o cenário de maior carregamento, foi identificado, através de medições oriundas de sistemas supervisórios, o mês de máxima demanda dos circuitos envolvidos e então extraída a base de dados para posterior importação ao Interplan® referente ao mês escolhido. Para o estudo de caso, foi considerado o mês de fevereiro de 2014.

Desta forma, a Tabela 4.2 apresenta os resultados para o cálculo de fluxo de carga dos três alimentadores estudados para o ano base.

Tabela 4.2 – Diagnóstico do SDMT estudado

AL	S (MVA)	Carreg (A)	Carreg (%)	Perdas (kW)	V <sub>MÍN</sub> (pu)	Nº Clientes	Extensão (km)	Capacitor (kVAr)
001	1,88	85,49	30,32	235,17	0,95	1307	373,86	600
002	0,48	21,08	7,48	4,85	0,99	99	33,99	0
003	4,38	199,89	<b>105,50</b>	1037,64	<b>0,89</b>	2399	277,98	1200

A Figura 4.4 ilustra as curvas de carga dos alimentadores, indicando a demanda em cada patamar de carga.

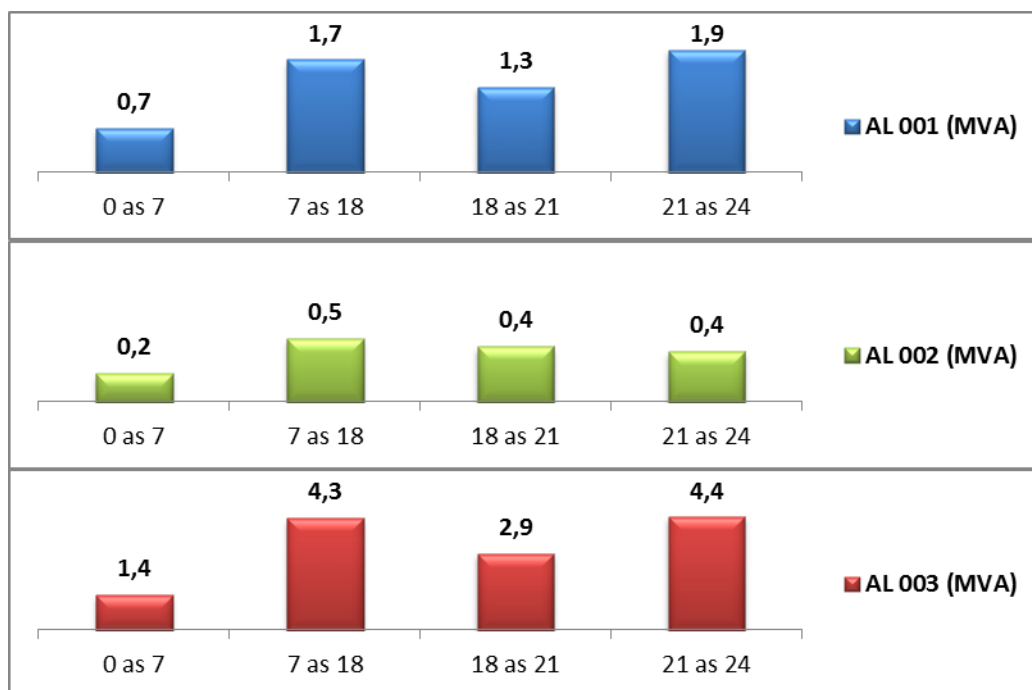


Figura 4.4 – Curvas de carga dos alimentadores

Fonte: Autor.

A Figura 4.5 ilustra o carregamento na troncal dos alimentadores no horizonte de planejamento.

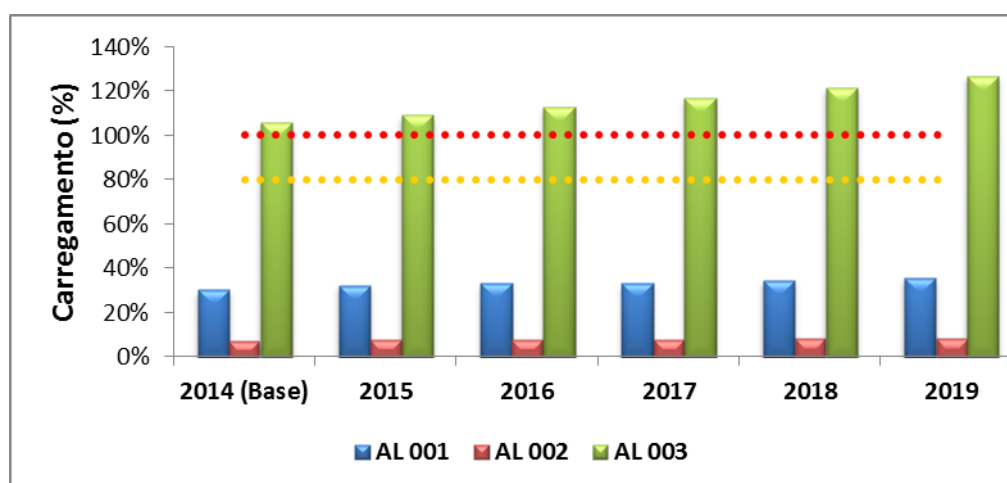


Figura 4.5 – Carregamento no horizonte de planejamento

Fonte: Autor

O níveis de tensão mínimos nos alimentadores no horizonte de planejamento estão representados pela

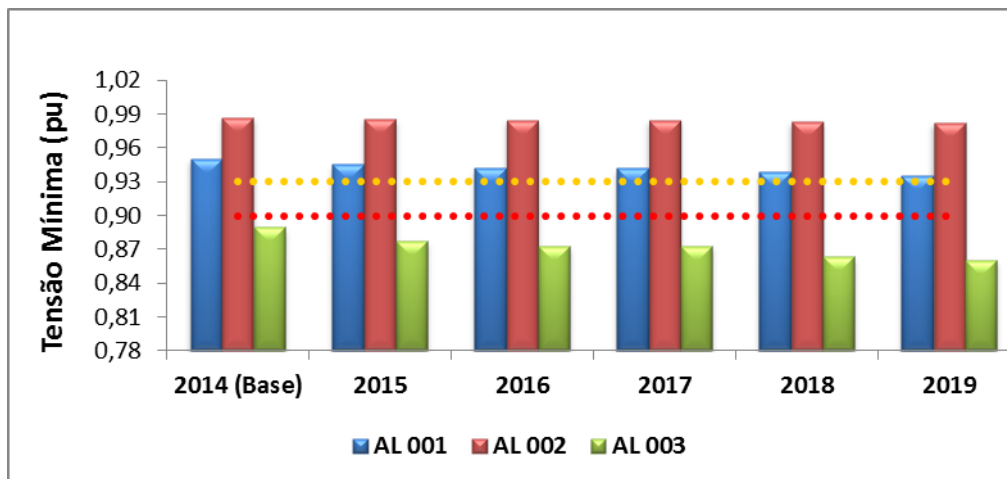


Figura 4.6 – Tensão mínima no horizonte de planejamento

Fonte: Autor

As taxas de crescimento utilizadas seguem na Tabela 4.3. Estas foram determinadas baseadas na perspectiva econômica da região, históricos de crescimento, entre outros fatores que determinam essa projeção.

Tabela 4.3 – Taxas de crescimento de carga

2015	2016	2017	2018	2019
3,32%	3,30%	3,38%	3,70%	3,72%

Conforme detalhado no capítulo anterior, os alimentadores 001 e 002 se enquadram dentro das condições de carregamento adotadas como adequadas pela distribuidora (30% e 7,5%, respectivamente) e também atendem o limite mínimo de tensão de 0,93 pu definido pela ANEEL (0,95 e 0,99, respectivamente). Esta condição não é verificada no alimentador 003, o qual possui carregamento superior a 100% e tensão em regime permanente inferior a 0,90 pu, o que determina níveis de tensão críticos na média tensão conforme ANEEL (2015e). Desta forma, o AL 003 será o alimentador escolhido para aplicação do modelo proposto neste trabalho.

A Figura 4.7 ilustra a condição de carregamento do AL 003. Os trechos coloridos na cor verde, significa que o carregamento é inferior a 80%. O trechos em

amarelo representam os condutores que estão operando entre 80 e 100%, enquanto os trechos em vermelho estão acima de 100% da corrente nominal do alimentador. No próximo item será detalhado os condutores que estão em sobrecarga.

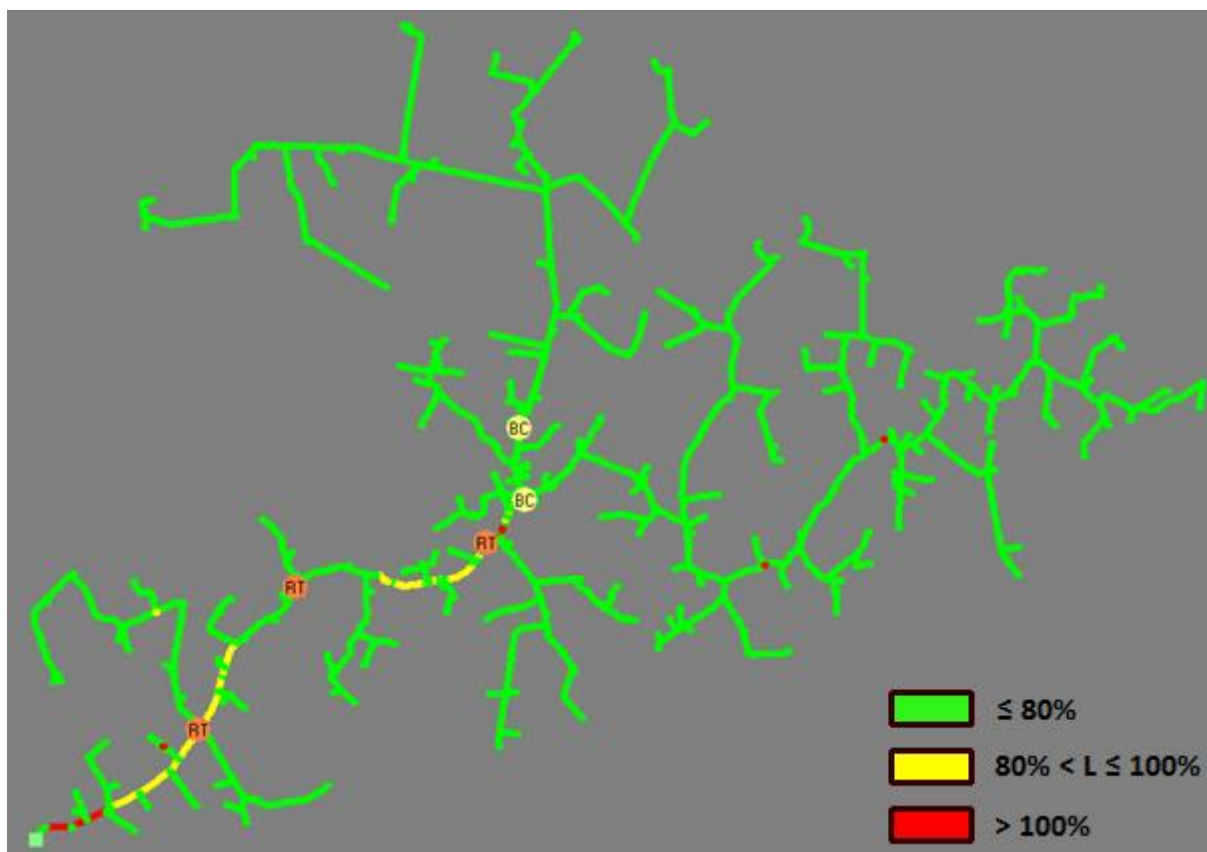


Figura 4.7 – Cálculo de fluxo de potência AL 003 – Carregamento

Fonte: Autor

A Figura 4.8 ilustra a condição de tensão em regime permanente do AL 003. As barras que estão coloridas na cor verde, representam níveis de tensão adequados. Os pontos em amarelo refletem níveis de tensão precários, entre 0,93 e 0,9 pu, enquanto os pontos em vermelho representam níveis de tensão críticos. Para estas simulações, está sendo considerado que os reguladores de tensão estão operando com seu ganho máximo.

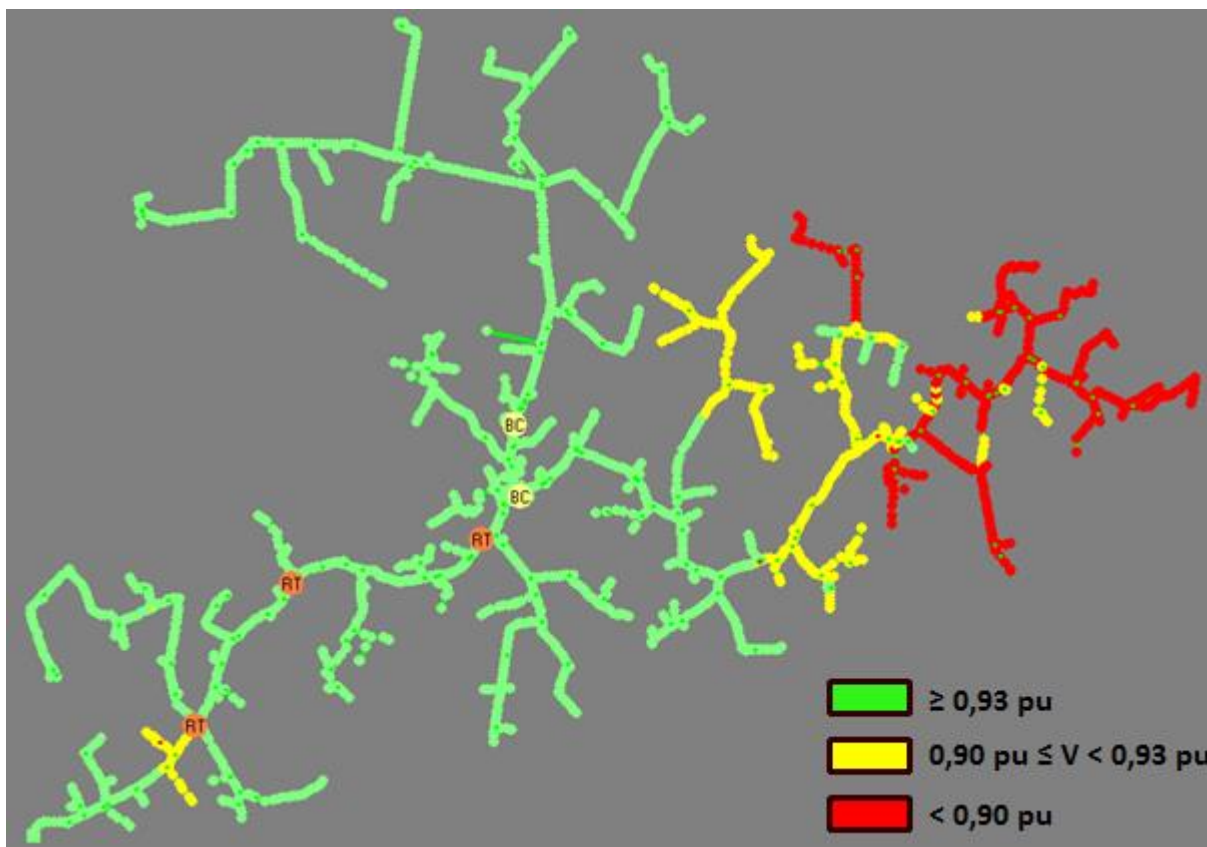


Figura 4.8 – Cálculo de fluxo de potência AL 003 – Níveis de Tensão

Fonte: Autor

Entre os 375 transformadores instalados neste alimentador, 72 deles estão submetidos a níveis precários de tensão e 46 atendidos em níveis críticos, totalizando 118 transformadores em condições inadequadas de fornecimento de energia.

Conforme verificado na Figura 4.7, uma parcela significativa da troncal do alimentador 003 está operando em sobrecarga. A Figura 4.9 ilustra na cor amarelo, a troncal do AL. Caracteriza-se como troncal o trecho de alimentador, com seção constante, que parte da subestação até o ponto mais próximo desta, onde a maior corrente a jusante é menor ou igual à maior corrente de qualquer ramal a montante.

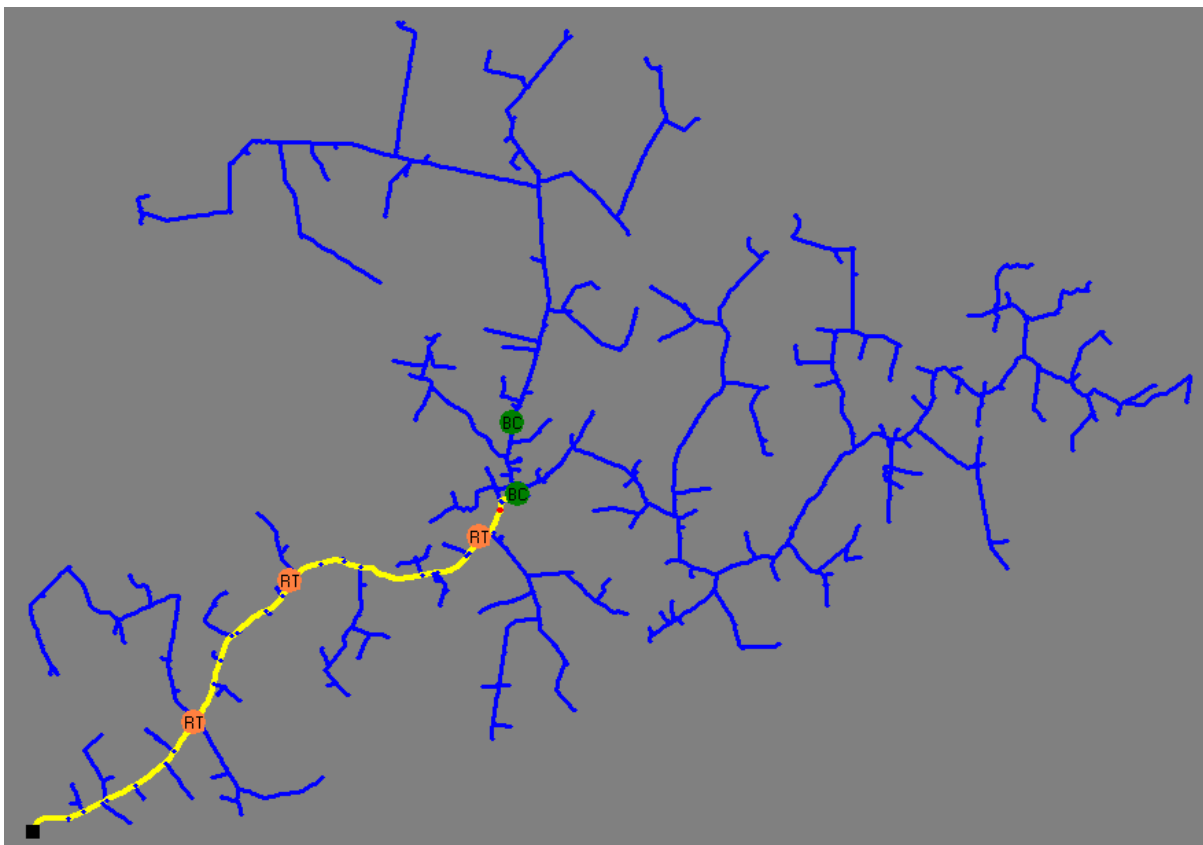


Figura 4.9 – Troncal do alimentador 003

Fonte: Autor

A Tabela 4.4 identifica os condutores da troncal do alimentador totalizando 19,127 km de rede trifásica. Através da simulação, foi possível verificar que 12,9 km (67%) da rede troncal está operando com carregamento superior a 80%, faixa limite que especifica a necessidade de obra conforme capítulo 3.

Tabela 4.4 – Condutores da troncal do AL 003

Condutor	Comprimento (km)	Comprimento com carreg. >80% (km)	Corrente nominal (A)	Carreg. máx/trecho (%)	Carreg. mín/trecho (%)
<b>4/0 AWG</b>	0,516	0	282	70,4	70,4
<b>1/0 AWG</b>	12,925	8,108	195	101,7	69,2
<b>2 AWG</b>	3,973	3,696	150	90	79,6
<b>4 AWG</b>	1,713	1,101	113	105,6	73,9
<b>Total</b>	19,127	12,905	-	105,6	69,2

## 4.5 Soluções identificadas para adequação do alimentador estudado

Após a realização do diagnóstico, é elaborado um plano de ações com intuito de adequar possíveis irregularidades quanto às condições ideais de atendimento em termos de distribuição de energia elétrica. Conforme apresentado no item anterior, o AL 003 apresentou problemas quanto ao carregamento e nível de tensão em regime permanente, quando considerado a condição de maior carregamento do alimentador. O objetivo de um plano de obras em um horizonte de planejamento, é antecipar essas irregularidades, executando obras de acordo com a estimativa de operação do sistema nos próximos 5 anos, através das taxas de crescimento de demanda projetadas. No entanto, em função de diversos fatores, entre eles, a restrição orçamentária das distribuidoras, muitas vezes não é possível executar o plano de acordo com a necessidade. Dessa forma, ações pontuais são tomadas de forma a mitigar as condições de operação do sistema.

Nesse aspecto, as soluções elaboradas nesse trabalho tem caráter corretivo e visam ajustar os problemas já diagnosticados na região em estudo. O objetivo principal é tornar adequados os níveis de carregamento e tensão em regime permanente, vislumbrando o crescimento de demanda esperado através da previsão de carga.

### 4.5.1 Reconfiguração dos Alimentadores

A primeira opção a ser analisada é a reconfiguração dos alimentadores, pois esta é uma ação sem custo e de resultado imediato. No entanto, neste caso, a transferência de carga entre os alimentadores existentes é inviável, pois a configuração das redes não permite a transferência de um montante de carga suficiente para eliminar o problema do AL 003 sem causar nenhum problema nos alimentadores vizinhos.

Os alimentadores desta subestação possuem uma característica rural com extensões consideráveis. A única alternativa de transferência de carga nesse caso seria para o alimentador 001, porém impacta significativamente nos níveis de tensão



deste. Foi analisado também a criação de uma interligação, através da construção de um pequeno trecho de rede que possibilitasse uma outra oportunidade de manobra, mas que também não representa uma situação adequada de energia.

Logo, surgem como alternativas apenas obras de grande porte, como o recondutoramento da troncal ou a construção de um novo alimentador.

Os custos estimados para as obras são calculados com base em custos modulares definidos de acordo com o histórico de obras e são apresentados no Anexo F.

#### 4.5.2 Obra 1: Reforço em Rede Compacta

O objetivo desta solução não é alterar a topologia do alimentador, apenas reforçar a troncal com condutor em rede compacta e garantindo a premissa de 50% de carregamento. Por se tratar de uma rede isolada garante maior confiabilidade para defeitos transitórios e outros defeitos relacionados a animais e vegetação. No entanto essa estrutura eleva o custo total da obra.

A obra contempla as seguintes adequações:

- 11 km de reforço com condutor 95 mm<sup>2</sup> (rede compacta);
- 7,5 km de reforço com condutor 4/0 AWG;
- 0,6 km de reforço com condutor 1/0 AWG;
- 1 deslocamento de regulador de tensão;
- Custo: R\$ 2,0 milhões.

Com o objetivo de reduzir o custo da obra, não foi utilizado rede compacta em toda a troncal. À medida que a corrente reduz ao longo do alimentador, é possível utilizar condutores com menor capacidade nominal, justificando a utilização dos cabos 4/0 e 1/0 AWG. A substituição dos condutores altera as quedas de tensão e possibilita o deslocamento a jusante de um regulador de tensão existente. A Tabela 4.5 indica os valores de simulação referentes a obra 1.

Tabela 4.5 – Diagnóstico do SDMT com obra 1

Cenário	S (MVA)	Carreg (A)	Carreg (%)	Perdas (kW)	V <sub>MÍN</sub> (pu)	Nº Clientes	Extensão (km)	Capacitor (kVAr)
<b>Antes</b>	4,38	199,89	106,50	1037,64	0,89	2399	277,98	1200
<b>Depois (2014)</b>	3,86	173,25	50,51	457,90	0,94	2399	277,98	1200
<b>Depois (2019)</b>	4,77	213,87	62,35	685,53	0,93	2399	277,98	1200

#### 4.5.3 Obra 2: Reforço em Rede Convencional

Assim como a obra 1, não altera a topologia do alimentador. O objetivo é reconduzir a rede no padrão convencional, utilizando condutores de maior capacidade, de acordo com as premissas estabelecidas. Essa estrutura não garante a mesma confiabilidade da obra 1, pois a rede é nua e está mais exposta à intempéries. No entanto, o custo para realização de uma obra deste porte é menor, pois possibilita a construção de vãos maiores (o que implica na instalação de uma menor quantidade de postes) e o próprio condutor apresenta um custo reduzido. Abaixo segue descritivo da obra e os valores simulados para a obra 2 na Tabela 4.6.

- Adequação saída do AL rede 95 mm<sup>2</sup>;
- 6,0 km de reforço com condutor 336,4 AWG;
- 12,0 km de reforço com condutor 4/0 AWG;
- 1,0 km de reforço com condutor 1/0 AWG;
- 1 deslocamento de regulador de tensão;
- Custo: R\$ 1,5 milhões.

Tabela 4.6 – Diagnóstico do SDMT com obra 2

Cenário	S (MVA)	Carreg (A)	Carreg (%)	Perdas (kW)	V <sub>MÍN</sub> (pu)	Nº Clientes	Extensão (km)	Capacitor (kVAr)
<b>Antes</b>	4,38	199,89	106,50	1037,64	0,89	2399	277,98	1200
<b>Depois (2014)</b>	3,85	171,79	41,90	419,86	0,93	2399	277,98	1200
<b>Depois (2019)</b>	4,77	213,58	52,09	628,39	0,92	2399	277,98	1200

#### 4.5.4 Obra 3: Novo alimentador em rede convencional

A obra número 3 tem como objetivo a construção de um novo alimentador para dividir a carga do AL 003. O novo alimentador garante maior confiabilidade para a rede nova construída, mas mantém o mesmo padrão de confiabilidade a rede existente que não será alterada. No entanto, beneficia todos os consumidores atendidos pela subestação, pois gera maiores alternativas de interligações e transferências em situações de contingência.

O custo torna-se mais elevado em função na necessidade de um novo módulo de alimentador na subestação, porém o padrão convencional adotado torna o custo da obra viável.

Abaixo segue descritivo da obra, que irá contemplar o padrão convencional de rede.

- Adequação saída dos ALs rede 95 mm<sup>2</sup>;
- 10,6 km de rede nova com condutor 4/0 AWG;
- 3,5 km de reforço com condutor 4/0 AWG;
- 2 novos reguladores de tensão;
- 2 deslocamentos de regulador de tensão;
- Transferência de carga do AL 001 para o AL Novo;
- Custo: R\$ 1,8 milhões.

A Figura 4.10 apresenta o detalhamento da obra 3, indicando o traçado do novo alimentador, os trechos em que a rede é reforçada, assim como os deslocamento de reguladores de tensão.

A construção de um novo alimentador permite dividir as cargas do AL 003, reduzindo perdas e aumentando flexibilidade operativa. A topologia do novo AL e do AL 003 está ilustrada na Figura 4.11.

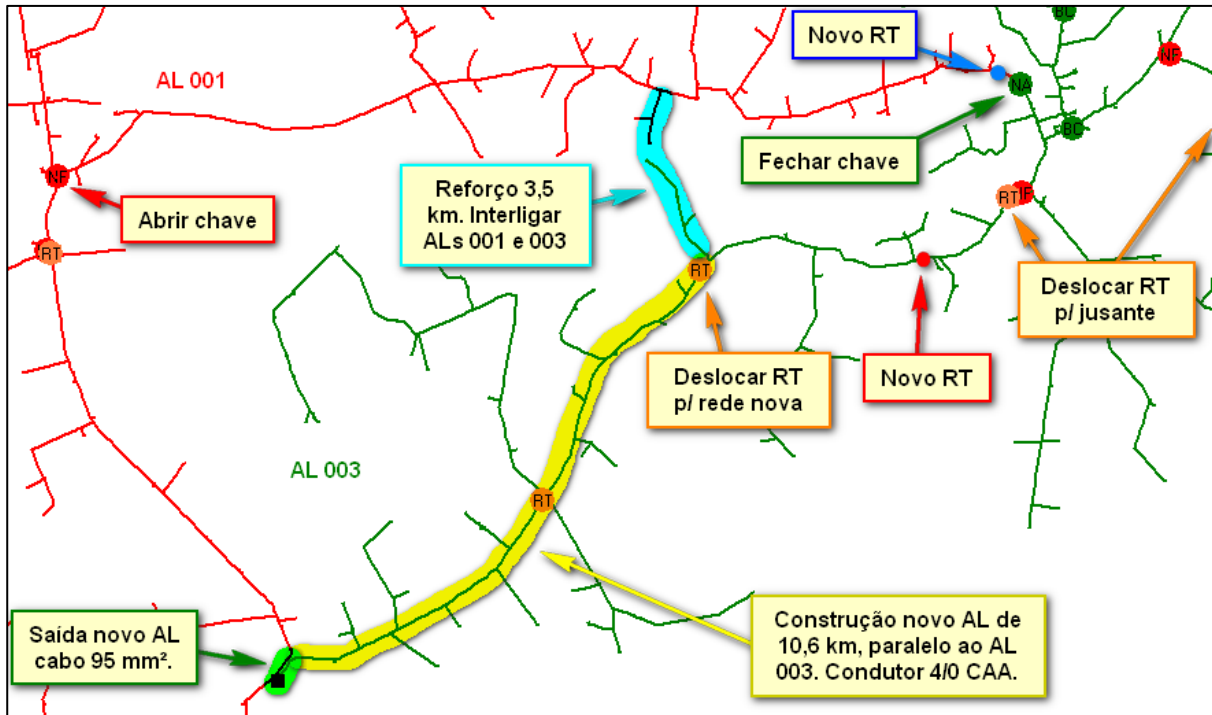


Figura 4.10 – Detalhamento da obra 3

Fonte: Autor

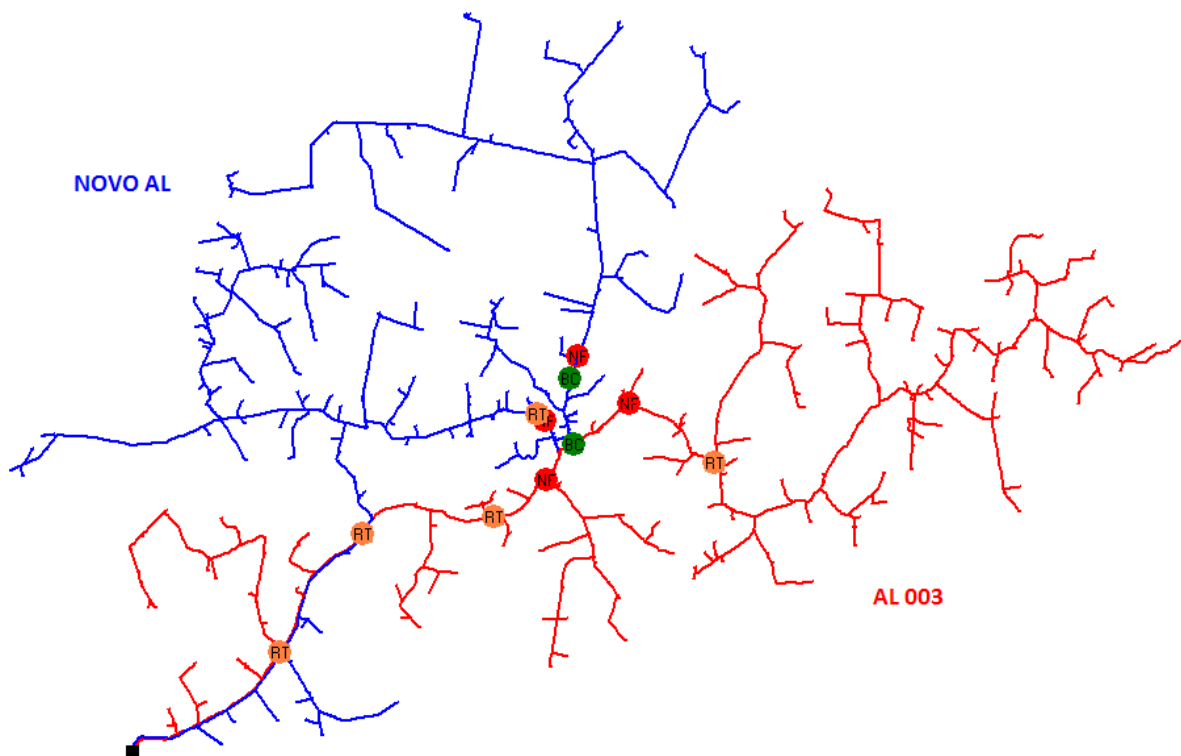


Figura 4.11 – Topologia com a construção da obra 3

Fonte: Autor

É possível verificar que na Figura 4.11 que o antigo AL 003 é dividido em dois alimentadores, sendo uma parte mantida na troncal antiga e outra no novo alimentador. O novo AL possibilita ainda a transferência de carga do AL 001, proporcionando também benefício neste.

Esta configuração foi definida de forma a manter números de clientes e extensão semelhantes nos dois alimentadores, sendo que o novo AL atenderia a parte urbana do município. De acordo com o crescimento da carga, a configuração pode ser reavaliada, visto que o novo alimentador torna a rede mais flexível do ponto de vista operativo.

A Tabela 4.7 destaca os valores simulados para obra 3 para o horizonte de planejamento de 5 anos para os alimentadores após a divisão de carga do AL 003.

Tabela 4.7 – Diagnóstico do SDMT com obra 3

Cenário	S (MVA)	Carreg (A)	Carreg (%)	Perdas (kW)	V <sub>MÍN</sub> (pu)	Nº Clientes	Extensão total MT (km)	Capacitor (kVAr)
<b>Antes AL 001</b>	1,88	85,49	30,32	235,17	0,95	1307	373,86	600
<b>Antes AL 003</b>	4,38	199,89	106,50	1037,64	0,89	2399	277,98	1200
<b>Depois AL 001 (2014)</b>	1,41	63,41	18,49	174,43	0,96	758	303,00	600
<b>Depois AL 003 (2014)</b>	2,65	115,50	60,80	395,77	0,95	1354	183,23	600
<b>Depois Novo AL (2014)</b>	1,75	79,77	28,20	186,62	0,96	1594	177,15	600
<b>Depois AL 001 (2019)</b>	1,66	74,73	21,79	212,11	0,95	758	303,00	600
<b>Depois AL 003 (2019)</b>	3,29	143,86	76,20	594,55	0,93	1354	183,23	600
<b>Depois Novo AL (2019)</b>	2,15	98,01	34,50	274,13	0,94	1594	177,15	600

Essas informações são suficientes para a comparação entre as obras descritas. O objetivo principal nessa etapa é determinar ações com base em premissas de planejamento que resolvem os problemas de carregamento e tensão em regime permanente. Para definir a melhor alternativa a ser executada, torna-se necessário a aplicação da metodologia AHP com base em critérios pré-estabelecidos, o que será o assunto do próximo capítulo.

## 5 APLICAÇÃO DA METODOLOGIA MULTICRITÉRIO

O levantamento de alternativas para solução de problemas no setor elétrico é prática muito comum nas empresas. Análises comparativas são realizadas, seja para definir as regiões onde serão direcionados os investimentos, seja para decidir qual a melhor solução identificada para um determinado sistema. Neste aspecto, profissionais de diversas áreas das empresas são envolvidos com o objetivo de estabelecer critérios e alternativas, atribuindo pesos e valores de acordo com sua visão como área.

Esse capítulo tem por objetivo apresentar os resultados do método AHP para o estudo de caso desse trabalho. Serão destacados os critérios estabelecidos, a análise dos especialistas e a alternativa vencedora.

### 5.1 Definição de critérios

A definição dos critérios é etapa importante do processo, pois estes irão fundamentar toda a análise e irá impactar diretamente no resultado final. A seleção de critérios é desenvolvida juntamente com especialistas da distribuidora. Participaram da construção do modelo, especialistas das seguintes áreas:

- Dois Engenheiros de Planejamento de Expansão da Distribuição;
- Um Engenheiro de Planejamento de Manutenção da Distribuição;
- Um Engenheiro de Planejamento de Operação da Distribuição.

A escolha de mais de um engenheiro de expansão ocorre por estes estarem diretamente ligados à expansão do sistema. Após reunião entre os profissionais envolvidos, foram definidos seis critérios para aplicação no método AHP, sendo eles:

- **Nível de tensão:** refere-se aos níveis de tensão de atendimento aos consumidores em regime permanente. É um critério regulamentado pela ANEEL pelos indicadores DRP e DRC, através de limites estabelecidos no

PRODIST (ANEEL, 2015e). Impactam em severas multas as distribuidoras de energia e compensações financeiras aos clientes quando esses limites são ultrapassados. É sensível ao consumidor, uma vez que níveis de tensão inadequados influenciam na operação dos equipamentos elétricos em residências ou indústrias.

- **Confiabilidade:** assim como os níveis de tensão, é extremamente sensível ao consumidor, uma vez que interrupções no fornecimento de energia causam transtornos de diversas ordens aos consumidores e à distribuidora. Também é regulamentada pelo PRODIST (ANEEL, 2015e) através do estabelecimento de metas aos indicadores coletivos DEC e FEC. Esses indicadores coletivos determinam os limites para os indicadores de continuidade individual para cada unidade consumidora, e estes, quando ultrapassados, acarretam em compensações financeiras aos clientes.
- **Extensão do alimentador:** não indica obrigatoriamente uma má qualidade de atendimento, porém alimentadores extensos envolvem maior dificuldade de inspeção e manutenção, localização de defeitos quando da interrupção do fornecimento e, conseqüentemente, tempo de atendimento.
- **Perdas técnicas:** as perdas são inerentes ao transporte da energia elétrica na rede e estão relacionadas à transformação de energia elétrica em energia térmica nos condutores, perdas nos núcleos dos transformadores, perdas dielétricas, etc. Pode ser entendida como energia que a distribuidora deixa de vender e caracteriza-se como consumo dos equipamentos responsáveis pela distribuição. É calculada para composição da tarifa da distribuidora de acordo com regras definidas no módulo 7 do PRODIST (ANEEL, 2015f).
- **Custo da obra:** assim como os demais, é fator determinante para escolha de uma obra e deve estar de acordo com o orçamento da empresa.
- **Carregamento do alimentador:** a operação de um alimentador acima das condições nominais de seus condutores podem ocasionar problemas como perdas elétricas por aquecimento, aumento da flecha entre os vãos e possíveis rompimentos de condutores, além de reduzir a vida útil



Dessa forma, a Figura 5.1 estrutura o problema de acordo com os critérios estabelecidos.

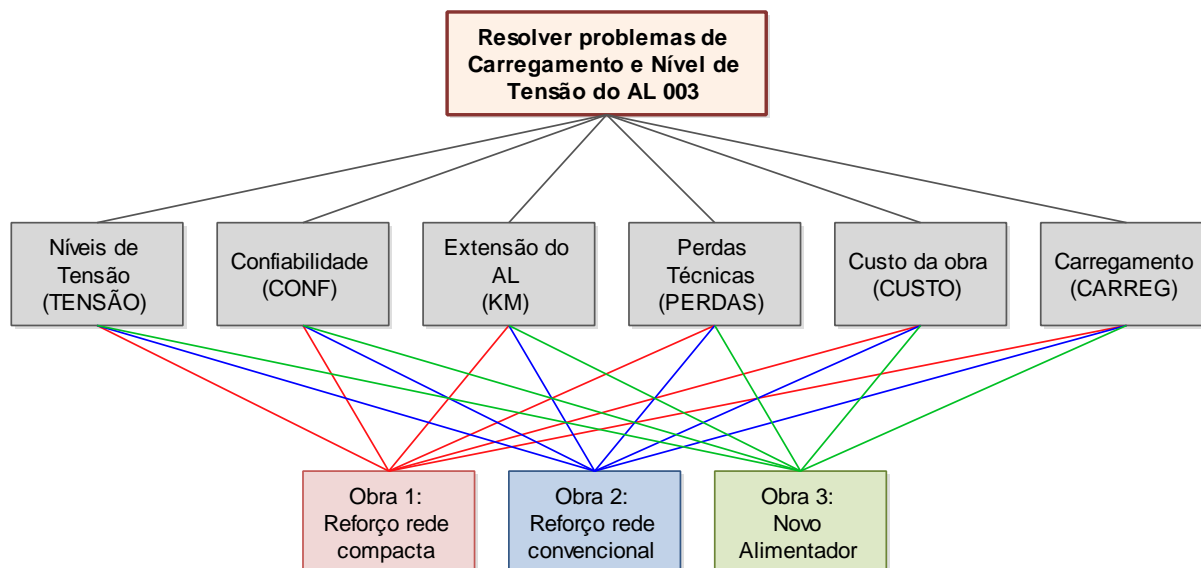


Figura 5.1 – Estrutura do AHP para o estudo de caso

Fonte: Autor

De acordo com a Equação 3.1, a matriz de julgamento dos critérios a luz do objetivo geral terá 15 julgamentos, enquanto cada matriz de alternativas a luz de cada critérios terá 3 julgamentos.

## 5.2 Comparação dos critérios

Com o objetivo de realizar a análise dos critérios, foram disponibilizados questionários aos especialistas para a etapa de comparação par a par. É possível verificar formato do questionário no Apêndice B. Abaixo segue as matrizes de julgamentos dos critérios analisadas por cada especialista a luz do objetivo geral.

A Tabela 5.1 indica o julgamento do Engenheiro de Planejamento de Expansão 1. A Razão de Consistência (RC) é de 5,82%.

Tabela 5.1 – Matriz de Julgamento dos Critérios – Eng. de Expansão 1

	<b>TENSÃO</b>	<b>CONF</b>	<b>KM</b>	<b>PERDAS</b>	<b>CUSTO</b>	<b>CARREG</b>
<b>TENSÃO</b>	1,00	4,00	7,00	6,00	3,00	2,00
<b>CONF</b>	0,25	1,00	4,00	4,00	3,00	0,25
<b>KM</b>	0,14	0,25	1,00	1,00	0,33	0,20
<b>PERDAS</b>	0,17	0,25	1,00	1,00	0,33	0,20
<b>CUSTO</b>	0,33	0,33	3,00	3,00	1,00	0,25
<b>CARREG</b>	0,50	4,00	5,00	5,00	4,00	1,00

A Tabela 5.2 indica o julgamento do Engenheiro de Planejamento de Expansão 2. O RC calculado é de 9,46%.

Tabela 5.2 – Matriz de Julgamento dos Critérios – Eng. de Expansão 2

	<b>TENSÃO</b>	<b>CONF</b>	<b>KM</b>	<b>PERDAS</b>	<b>CUSTO</b>	<b>CARREG</b>
<b>TENSÃO</b>	1,00	4,00	8,00	5,00	5,00	4,00
<b>CONF</b>	0,25	1,00	6,00	4,00	3,00	0,33
<b>KM</b>	0,13	0,17	1,00	0,20	0,20	0,14
<b>PERDAS</b>	0,20	0,25	5,00	1,00	2,00	0,50
<b>CUSTO</b>	0,20	0,33	5,00	0,50	1,00	0,33
<b>CARREG</b>	0,25	3,00	7,00	2,00	3,00	1,00

A Tabela 5.3 destaca as comparações realizadas pelo Engenheiro de Planejamento de Operação. O RC calculado é de 7,50%.

Tabela 5.3 – Matriz de Julgamento dos Critérios – Eng. de Operação

	<b>TENSÃO</b>	<b>CONF</b>	<b>KM</b>	<b>PERDAS</b>	<b>CUSTO</b>	<b>CARREG</b>
<b>TENSÃO</b>	1,00	0,50	4,00	6,00	5,00	0,50
<b>CONF</b>	2,00	1,00	2,00	6,00	5,00	2,00
<b>KM</b>	0,25	0,50	1,00	3,00	5,00	0,33
<b>PERDAS</b>	0,17	0,17	0,33	1,00	0,50	0,20
<b>CUSTO</b>	0,20	0,20	0,20	2,00	1,00	0,33
<b>CARREG</b>	2,00	0,50	3,00	5,00	3,00	1,00

A Tabela 5.3 destaca as comparações realizadas pelo Engenheiro de Planejamento de Manutenção. O RC calculado é de 7,98%.

Tabela 5.4 – Matriz de Julgamento dos Critérios – Eng. de Manutenção

	<b>TENSÃO</b>	<b>CONF</b>	<b>KM</b>	<b>PERDAS</b>	<b>CUSTO</b>	<b>CARREG</b>
<b>TENSÃO</b>	1,00	7,00	0,17	4,00	0,33	4,00
<b>CONF</b>	0,14	1,00	0,11	0,50	0,11	0,50
<b>KM</b>	6,00	9,00	1,00	7,00	1,00	9,00
<b>PERDAS</b>	0,25	2,00	0,14	1,00	0,17	5,00
<b>CUSTO</b>	3,00	9,00	1,00	6,00	1,00	9,00
<b>CARREG</b>	0,25	2,00	0,11	0,20	0,11	1,00

Por se tratar de uma decisão em grupo, conforme descrito no capítulo 3, deve ser calculada a média geométrica dos julgamentos dos especialistas. Desta forma a Tabela 5.5 indica a matriz de julgamento dos critérios já com a média geométrica das opiniões dos profissionais envolvidos. O RC calculado é de 1,62%.

Tabela 5.5 – Média geométrica dos julgamentos dos especialistas

	<b>TENSÃO</b>	<b>CONF</b>	<b>KM</b>	<b>PERDAS</b>	<b>CUSTO</b>	<b>CARREG</b>
<b>TENSÃO</b>	1,00	2,74	2,47	5,18	2,24	2,00
<b>CONF</b>	0,37	1,00	1,52	2,63	1,50	0,54
<b>KM</b>	0,40	0,66	1,00	1,43	0,76	0,54
<b>PERDAS</b>	0,19	0,38	0,70	1,00	0,49	0,56
<b>CUSTO</b>	0,45	0,67	1,32	2,06	1,00	0,71
<b>CARREG</b>	0,50	1,86	1,85	1,78	1,41	1,00

A Tabela 5.6 apresenta o quadro normalizado e as prioridades médias locais (PMLs) para cada critério a luz do objetivo geral. Pode-se verificar que os julgamentos realizados pelos especialistas convergiram para determinação do critério Nível de Tensão como o mais importante em relação ao objetivo geral. Através dos cálculos de RC destacados anteriormente, verifica-se que todos os julgamentos são válidos, com valores de consistência inferiores a 10%.

Tabela 5.6 – Quadros normalizados e Prioridades Médias Locais (PMLs)

	<b>TENSÃO</b>	<b>CONF</b>	<b>KM</b>	<b>PERDAS</b>	<b>CUSTO</b>	<b>CARREG</b>	<b>PML</b>
<b>TENSÃO</b>	0,34	0,37	0,28	0,37	0,30	0,37	<b>0,340</b>
<b>CONF</b>	0,13	0,14	0,17	0,19	0,20	0,10	<b>0,154</b>
<b>KM</b>	0,14	0,09	0,11	0,10	0,10	0,10	<b>0,108</b>
<b>PERDAS</b>	0,07	0,05	0,08	0,07	0,07	0,11	<b>0,073</b>
<b>CUSTO</b>	0,15	0,09	0,15	0,15	0,14	0,13	<b>0,135</b>
<b>CARREG</b>	0,17	0,25	0,21	0,13	0,19	0,19	<b>0,190</b>

### 5.3 Comparação das alternativas

A etapa posterior no desenvolvimento do método AHP contempla a comparação das alternativas a luz de cada critério. Neste caso, devido aos valores estarem simulados no software Interplan®, não é necessário a comparação dos especialistas, visto que esses valores são quantitativos. A única exceção é o critério confiabilidade, que neste caso será utilizada a opinião dos especialistas devido a este não ter sido simulado na ferramenta. Desta forma o critério confiabilidade será qualitativo.

Assim, a Tabela 5.7 apresenta o resumo dos valores simulados no Interplan, assim como dos custos estimados para cada obra. Para a obra 3, foi considerada a média entre os dois alimentadores para os critérios queda de tensão, extensão do alimentador e carregamento. As perdas técnicas do AL 003 e do novo alimentador foram somadas, com o objetivo de representar o total de perdas resultantes.

Tabela 5.7 – Resultados simulados/estimados para cada critério

<b>Crítérios</b>	<b>Obra 1</b>	<b>Obra 2</b>	<b>Obra 3</b>
Queda de tensão (pu)	0,06	0,07	0,05
Extensão do alimentador (km)	277,98	277,98	180,19
Perdas técnicas (kW)	457,90	419,86	582,38
Custo estimado (milhões R\$)	2,00	1,50	1,80
Carregamento (%)	50,5	41,9	44,50

A Tabela 5.8 indica os julgamentos dos especialistas para a confiabilidade das alternativas, que será tratado no método como um critério qualitativo.

Tabela 5.8 – Matriz de julgamentos das alternativas à luz de Confiabilidade

<b>Média geométrica dos julgamentos</b>				<b>Quadros normalizados</b>				<b>PML's</b>
<b>Confiabilidade</b>								RC: 1,36%
	<b>Obra 1</b>	<b>Obra 2</b>	<b>Obra 3</b>		<b>Obra 1</b>	<b>Obra 2</b>	<b>Obra 3</b>	
<b>Obra 1</b>	1,00	4,60	0,54	<b>Obra 1</b>	0,325	0,397	0,315	0,346
<b>Obra 2</b>	0,22	1,00	0,17	<b>Obra 2</b>	0,071	0,086	0,098	0,085
<b>Obra 3</b>	1,86	6,00	1,00	<b>Obra 3</b>	0,605	0,517	0,587	0,570

A Tabela 5.9 apresenta os resultados obtidos nas matrizes de julgamento através da relação dos valores quantitativos, assim como as prioridades médias locais (PML's) e as razões de consistências calculadas. Pode-se verificar que todos os julgamentos são válidos, com RC igual a zero.

Nesta tabela, a relação dos critérios simulados é direta, comparando o quanto cada obra é melhor que a outra referente a cada critério. Como exemplo, tem-se a Equação 5.1.

$$\frac{Obra\ 1}{Obra\ 2_{queda\ de\ tensão}} = \frac{1}{0,06/0,07} = 1,17 \quad (5.1)$$

Tabela 5.9 – Matrizes de julgamentos das alternativas à luz de cada critério

Relação de valores simulados				Quadros normalizados			PML's	
<b>Ganhos de níveis de tensão</b>							RC: 0,00%	
	<b>Obra 1</b>	<b>Obra 2</b>	<b>Obra 3</b>		<b>Obra 1</b>	<b>Obra 2</b>	<b>Obra 3</b>	
<b>Obra 1</b>	1,00	1,17	0,83	<b>Obra 1</b>	0,327	0,327	0,327	<b>0,327</b>
<b>Obra 2</b>	0,86	1,00	0,71	<b>Obra 2</b>	0,280	0,280	0,280	<b>0,280</b>
<b>Obra 3</b>	1,20	1,40	1,00	<b>Obra 3</b>	0,393	0,393	0,393	<b>0,393</b>
<b>Extensão dos alimentadores</b>							RC: 0,00%	
	<b>Obra 1</b>	<b>Obra 2</b>	<b>Obra 3</b>		<b>Obra 1</b>	<b>Obra 2</b>	<b>Obra 3</b>	
<b>Obra 1</b>	1,00	1,00	0,65	<b>Obra 1</b>	0,282	0,282	0,282	<b>0,282</b>
<b>Obra 2</b>	1,00	1,00	0,65	<b>Obra 2</b>	0,282	0,282	0,282	<b>0,282</b>
<b>Obra 3</b>	1,54	1,54	1,00	<b>Obra 3</b>	0,435	0,435	0,435	<b>0,435</b>
<b>Perdas Técnicas</b>							RC: 0,00%	
	<b>Obra 1</b>	<b>Obra 2</b>	<b>Obra 3</b>		<b>Obra 1</b>	<b>Obra 2</b>	<b>Obra 3</b>	
<b>Obra 1</b>	1,00	0,92	1,27	<b>Obra 1</b>	0,348	0,348	0,348	<b>0,348</b>
<b>Obra 2</b>	1,09	1,00	1,39	<b>Obra 2</b>	0,379	0,379	0,379	<b>0,379</b>
<b>Obra 3</b>	0,79	0,72	1,00	<b>Obra 3</b>	0,273	0,273	0,273	<b>0,273</b>
<b>Custo estimado</b>							RC: 0,00%	
	<b>Obra 1</b>	<b>Obra 2</b>	<b>Obra 3</b>		<b>Obra 1</b>	<b>Obra 2</b>	<b>Obra 3</b>	
<b>Obra 1</b>	1,00	0,75	0,90	<b>Obra 1</b>	0,290	0,290	0,290	<b>0,290</b>
<b>Obra 2</b>	1,33	1,00	1,20	<b>Obra 2</b>	0,387	0,387	0,387	<b>0,387</b>
<b>Obra 3</b>	1,11	0,83	1,00	<b>Obra 3</b>	0,323	0,323	0,323	<b>0,323</b>
<b>Carregamento</b>							RC: 0,00%	
	<b>Obra 1</b>	<b>Obra 2</b>	<b>Obra 3</b>		<b>Obra 1</b>	<b>Obra 2</b>	<b>Obra 3</b>	
<b>Obra 1</b>	1,00	0,83	0,88	<b>Obra 1</b>	0,299	0,299	0,299	<b>0,299</b>
<b>Obra 2</b>	1,21	1,00	1,06	<b>Obra 2</b>	0,361	0,361	0,361	<b>0,361</b>
<b>Obra 3</b>	1,13	0,94	1,00	<b>Obra 3</b>	0,340	0,340	0,340	<b>0,340</b>

A relação direta dos valores simulados indica uma matriz com consistência máxima, uma vez que não contempla a subjetividade da opinião dos especialistas, como pode-se verificar na Tabela 5.8 para o critério confiabilidade.

As prioridades médias locais calculadas permite identificar quais são as obras mais importantes para cada critério.

#### 5.4 Cálculo da Prioridade Global

Em posse dos valores de prioridades médias locais das matrizes de comparação dos critérios e das alternativas, é possível calcular a prioridade global, indicando qual a obra mais importante para o estudo de caso e com base nos critérios estabelecidos. Os cálculos realizados serão detalhados no Apêndice B. A Tabela 5.10 apresenta um quadro resumo com os vetores de prioridade médias locais e o vetor de prioridade global.

Tabela 5.10 – Resumo dos vetores PML's e prioridades globais

<b>Crítérios</b>	<b>Peso</b>	<b>Obra 1</b>	<b>Obra 2</b>	<b>Obra 3</b>
TENSAO	0,340	0,327	0,280	0,393
CONF	0,154	0,346	0,085	0,570
KM	0,108	0,282	0,282	0,435
PERDAS	0,073	0,348	0,379	0,273
CUSTO	0,135	0,290	0,387	0,323
CARREG	0,190	0,299	0,361	0,340
Prioridade Global	-	0,316	0,287	0,396

Desta forma, pode-se concluir que a obra 3 é a mais importante, com prioridade global de 39,6%. Diante de todas as comparações realizadas, a construção do novo alimentador é a que melhor atende as necessidades da região em estudo. O fator determinante para tornar esta alternativa vencedora são os aspectos referentes ao ganho dos níveis de tensão, maior confiabilidade devido as possibilidades de interligações criadas por uma rede nova e redução da extensão dos alimentadores. Não é a melhor alternativa do ponto de vista de perdas, custo e

carregamento, entretanto, devido aos pesos atribuídos nas matrizes de julgamentos, a obra 3 sobressaiu-se em relação as demais.

A segunda melhor opção é a obra 1, com prioridade global de 31,6%, que prevê o reforço de rede no padrão em rede compacta, pois apresenta maior ganho com relação os níveis de tensão e confiabilidade. A obra 2 é a opção menos viável, com prioridade global de 28,7%. O método AHP possibilita essa hierarquização, indicando em ordem de importância as melhores alternativas, caso a primeira opção seja inviabilizada por algum fator externo a metodologia aplicada.

Desta forma, através da utilização da metodologia AHP, a obra 3, que envolve a construção de um novo alimentador, é a melhor alternativa para o atendimento de energia elétrica para o SDMT estudado.

### 5.5 Análise da alternativa vencedora no horizonte de planejamento

Conforme verificado no item anterior, a obra 3 foi definida como vencedora com base nos critérios estabelecidos pelos especialistas, através do julgamento dos especialistas e análise das simulações de fluxo de potência. As figuras 5.2 e 5.3 ilustram a condição dos alimentadores quanto ao carregamento e tensão.

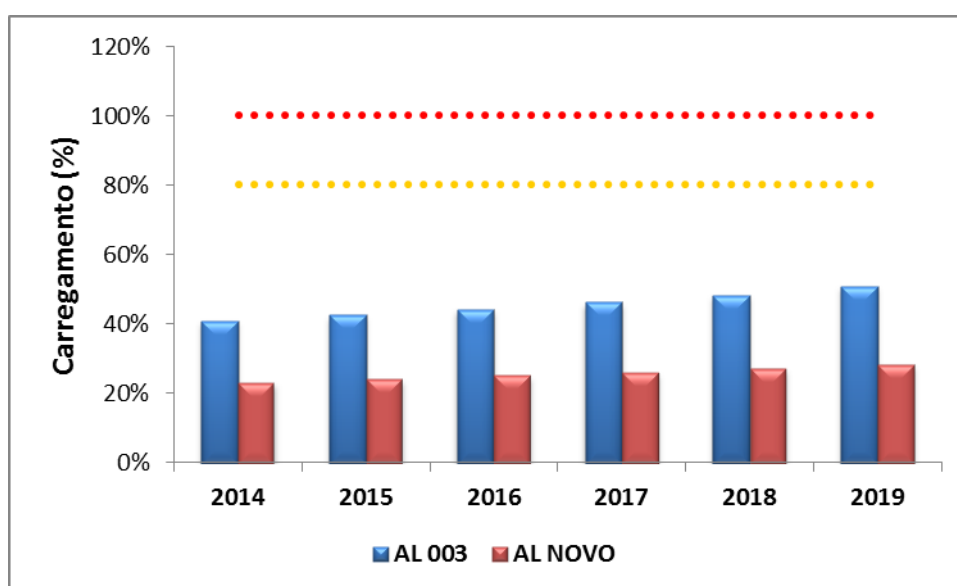


Figura 5.2 – Carregamento pós obra 3 no horizonte de planejamento

Fonte: Autor

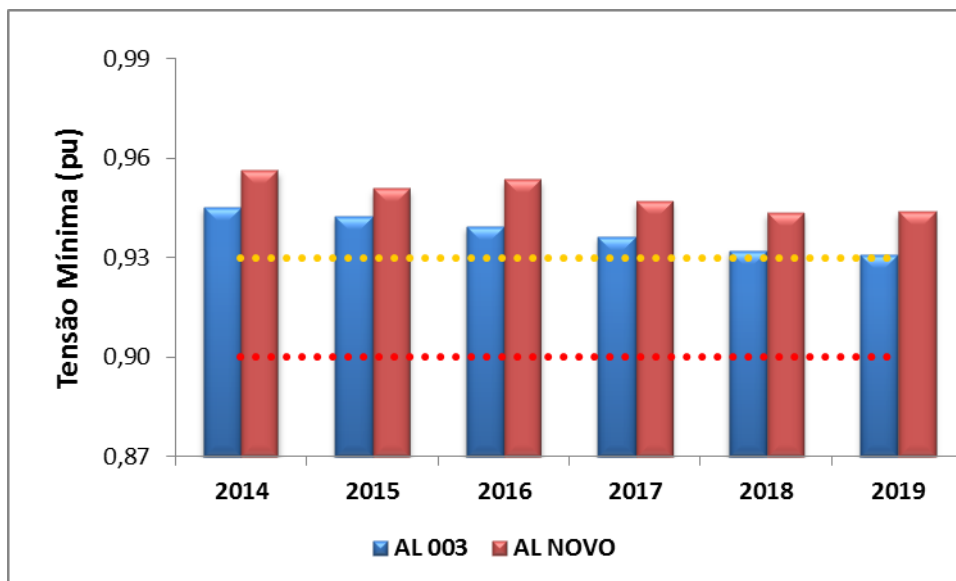


Figura 5.3 – Tensão mínima pós obra 3 no horizonte de planejamento

Fonte: Autor

As necessidades de expansão do sistema elétrico são identificadas no ano base e geralmente são definidas ações que irão ocorrer ao longo dos 5 anos do horizonte de planejamento. No caso da obra 3, todas as etapas relatadas na Figura 4.10 do capítulo anterior, são necessárias para tornar o atendimento adequado já no ano seguinte ao ano base. Através dos gráficos acima, pode-se verificar que esta obra consegue atender todo o horizonte de planejamento, com indicadores adequados no que diz respeito a capacidade dos alimentadores.

No ano de 2019 é possível verificar que o indicador de tensão do AL 003 está muito próximo do limite, conforme Figura 5.3. Dessa forma, no próximo diagnóstico, a ser realizado no próximo ano, possivelmente surgirão novas necessidades, como a alocação de equipamentos reguladores de tensão ou ajuste do relé 90 na subestação.



## 6 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Conforme detalhado nesse trabalho, o planejamento da expansão do sistema elétrico é uma das principais atividades no setor elétrico e busca o fornecimento de energia com qualidade dentro dos padrões exigidos pela ANEEL. No cenário atual, as distribuidoras elaboram um plano de obras com o objetivo de atender o crescimento do mercado, porém em muitas vezes tem como barreira o orçamento destinado a estas ações e acabam adequando suas obras ao recurso reduzido. Nesse aspecto, este trabalho trouxe a metodologia AHP como apoio para a definição da melhor obra a ser realizada para um determinado sistema, considerando diversos aspectos além do custo. Dessa forma, verificou-se que o método atribuiu como vencedora, através da opinião dos especialistas entrevistados, a opção de médio custo, considerando que esta irá melhor contribuir com indicadores de continuidade e conformidade. Conforme resultados obtidos, a execução desta obra proporcionará maior qualidade de energia, gerando indicadores adequados aos consumidores e a distribuidora.

A aplicação da metodologia BFS para o cálculo de fluxo de potência atende o objetivo do trabalho de forma satisfatória e corrobora sua utilização para sistemas de distribuição radiais, devido a sua rápida e eficiente convergência. O Interplan® como ferramenta para utilização da metodologia é um *software* confiável. No entanto é importante ressaltar que essa metodologia é aplicável mesmo com outros *softwares*.

Importante destacar que o método AHP atende plenamente os requisitos como ferramenta de apoio a tomada de decisão. O método é de fácil aplicação e entendimento, o que beneficia a rotina de trabalho sem grandes interferências nas atividades diárias.

A principal dificuldade em termos de planejamento no cenário atual está em estimar a confiabilidade de uma obra. As distribuidoras hoje não tem uma ferramenta confiável para tal estudo, e se baseiam em dados históricos para cálculos de taxas de falhas. Neste trabalho, a confiabilidade foi tratada como um critério qualitativo, o qual os especialistas julgaram com base em sua experiência e indicaram a obra que melhor atende esse critério. Como premissas, os especialistas avaliaram as possibilidades de interligações entre alimentadores, a capacidade de transferir

cargas para reduzir o número de clientes atingidos, entre outros. Estes atributos somente podem ser considerados através de uma metodologia complexa, atribuída a uma ferramenta que tenha esta finalidade. Na falta dessa ferramenta, a sensibilidade dos especialistas consultados é um importante recurso, por estes conhecerem as particularidades do sistema. Os demais critérios foram utilizados para comparação os próprios dados simulados.

A vantagem de uma comparação considerando os valores simulados é a maior consistência nos julgamentos e pode eliminar esta etapa de comparação por especialistas. Entretanto, o objetivo deste trabalho não envolve propor esta adequação ao método AHP, mas sim fomentar novos desafios para o desenvolvimento de novas metodologias de auxílio a tomada de decisão.

O modelo construído para aplicação nesse estudo pode ser adaptado para demais cenários dentro do setor elétrico e é adequado para comparação entre obras. No entanto, quando o objetivo é definir ou priorizar obras em diferentes sistemas, adequadas a um recurso já estabelecido, é importante a utilização de técnicas de apoio, como programação linear, método MAUT, etc.

A análise ano a ano das obras, como foi tratado no item 5.5 através dos gráficos disponibilizados permite calcular redução dos custos com perdas e multas e compensações financeiras evitadas de níveis de tensão. Nesse trabalho, a alternativa definida como vencedora atende os critérios dentro do horizonte de planejamento, mas também podem ser definidas ações segregadas ao longo dos 5 anos.

Por fim, são dados como satisfatórios os resultados obtidos pela metodologia proposta, servindo de referência para os atuais desafios do setor elétrico relacionados a alocação eficiente dos investimentos.

## **6.1 Trabalhos futuros**

Entre os trabalhos futuros, pode-se mencionar o desenvolvimento de uma metodologia para o planejamento dinâmico, através da proposição automática de soluções tendo em vista as necessidades identificadas e os critérios e premissas estabelecidos.

Uma abordagem que pode garantir maior eficiência na metodologia aplicada nesse trabalho está relacionada à estimativa mais apurada do critério confiabilidade. Esta estimativa garante maior consistência nas comparações das alternativas em relação a este critério.

Outro ponto que pode ser abordado é um estudo que consiga normalizar os critérios em relação ao objetivo geral, convertendo diferentes unidades de grandezas para uma única, facilitando a comparação entre os critérios. A conversão dos valores de critérios em valores monetários é uma alternativa muito coerente, porém necessita de uma maior quantidade de informações referente a aspectos financeiros das empresas distribuidoras. Estas relações podem alavancar desenvolvimento de novas metodologias de análise multicritério.

O foco desse trabalho foi propor ações para uma única subestação e adequar as condições de fornecimento de energia elétrica de acordo com os critérios de planejamento. Outro critério importante que pode ser utilizado em trabalhos futuros e que envolvam mais subestações, onde o objetivo é priorizar os investimentos, é o número de transformadores submetidos a níveis de tensão inadequados e não somente a tensão mínima. Essa informação mede um impacto mais significativo do ponto de vista do cliente e também permite trabalhar com estimativas de ganho em indicadores como DRP e DRC.

## **6.2 Trabalhos publicados**

- **UPEC 2015 – 50th International Universities' Power Engineering Conference**

Título do trabalho: Prioritizing solutions in electric power distribution systems through the AHP methodology using Backward Forward Sweep method for scenario simulation.

Data/Local: 1 a 4 de setembro de 2015. Staffordshire University. UK.



## REFERÊNCIAS

ALVES, L. G. K.; NYKIEL, T. P.; BELDERRAIN, M. C. N. Comparação Analítica entre Métodos de Apoio Multicritério à Decisão (AMD). **XIII Encontro de Iniciação Científica e Pós-Graduação do ITA**, São José dos Campos, 01 a 04 Outubro 2007.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa nº 024**, 2000. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/res2000024.pdf>>. Acesso em: 13 Junho 2015.

\_\_\_\_\_. **Resolução Normativa nº 505**, 2001. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/res2001505.pdf>>. Acesso em: 13 Junho 2015.

\_\_\_\_\_. **Resolução Normativa nº 414**, 2010. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/bren2010414.pdf>>. Acesso em: 20 Julho 2015.

\_\_\_\_\_. **Nota Técnica nº 022/2011 SRD/ANEEL**, 2011. Disponível em: <[http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/NT%20022\\_2010\\_SRD\\_ANEEL.pdf](http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/NT%20022_2010_SRD_ANEEL.pdf)>. Acesso em: 13 Junho 2015.

\_\_\_\_\_. **Procedimentos de Distribuição - Módulo 2 - Planejamento da Expansão do Sistema de Distribuição**, 2015a. Disponível em: <[http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/PRODIST%20-%20M%C3%B3dulo%202\\_Revisao\\_6.pdf](http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/PRODIST%20-%20M%C3%B3dulo%202_Revisao_6.pdf)>. Acesso em: 13 Junho 2015.

\_\_\_\_\_. **Site da ANEEL**, 2015b. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=77&idPerfil=2>>. Acesso em: 13 Junho 2015.

\_\_\_\_\_. **Procedimentos de Distribuição - Módulo 6 - Informações Requeridas e Obrigações**, 2015c. Disponível em: <[http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/PRODIST%20-%20M%C3%B3dulo%206\\_Revisao\\_10.pdf](http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/PRODIST%20-%20M%C3%B3dulo%206_Revisao_10.pdf)>. Acesso em: 16 junho 2015.

\_\_\_\_\_. **Procedimentos de Distribuição - Módulo 1 - Introdução**, 2015d. Disponível em: <[http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/PRODIST%20-%20M%C3%B3dulo%201\\_Revisao\\_7.pdf](http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/PRODIST%20-%20M%C3%B3dulo%201_Revisao_7.pdf)>. Acesso em: 16 junho 2015.

\_\_\_\_\_. **Procedimentos de Distribuição - Módulo 8 - Qualidade da Energia Elétrica**, 2015e. Disponível em: <[http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/M%C3%B3dulo8\\_Revis%C3%A3o\\_6\\_Retificadora%20A7%20A3o\\_1.pdf](http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/M%C3%B3dulo8_Revis%C3%A3o_6_Retificadora%20A7%20A3o_1.pdf)>. Acesso em: 14 Julho 2015.

\_\_\_\_\_. **Procedimentos de Distribuição - Cálculo de Perdas na Distribuição**, 2015f. Disponível em: <[http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/M%C3%B3dulo7\\_Revisao\\_4-2\\_.pdf](http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/M%C3%B3dulo7_Revisao_4-2_.pdf)>. Acesso em: 21 Julho 2015.

BARAN, M. E.; WU, F. F. Optimal Sizing of Capacitors Placed on a Radial System. **IEEE Transactions on Power Delivery**, New York, v. 4, n. 1, p. 735-742, January 1989.

BARIN, A. **Seleção de sistemas de geração de energia elétrica a partir de resíduos sólidos urbanos: uma abordagem com a lógica difusa**. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal de Santa Maria. Santa Maria. 2012.

BERG, R.; HAWKINS, E. S.; PLEINES, W. W. Mechanized calculation of unbalanced load flow on radial distribution circuits. **IEEE Transactions Power Apparatus and Systems**, New York, v. 86, p. 415-421, April 1967.

BERNARDON, D. P. **Novos métodos para reconfiguração das redes de distribuição a partir de algoritmos de tomadas de decisão**. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal de Santa Maria. Santa Maria. 2007.

BOAS, C. D. L. V. **Modelo Multicritérios de Apoio à Decisão Aplicado ao Uso Múltiplo de Reservatórios: Estudo da Barragem do Ribeirão João Leite**. Dissertação (Mestrado em Economia) - Universidade de Brasília. Brasília. 2006.

BORNIA, A. C.; WERNKE, R. A contabilidade gerencial e os métodos multicriteriais. **Revista Contabilidade & Finanças FIPECAPI - FEA - USP**, São Paulo, v. 14, n. 25, p. 60-71, Janeiro/abril 2001.

CANDIAN, F. J. **Planejamento da Expansão de Sistemas Elétricos de Distribuição Considerando Fatores de Riscos em Análise Econômica**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade Estadual Paulista "Júlio de Mesquita Filho. Ilha Solteira. 2008.

CANHA, L. N. **Metodologia para localização e dimensionamento de pequenas fontes de geração distribuída em redes de distribuição a partir de uma análise multicriterial**. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal de Santa Maria. Santa Maria. 2004.

CARVALHO, M. R. **Estudo Comparativo de Fluxo de Potência para Sistemas de Distribuição Radial**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo. São Carlos. 2006.

COLIN, E. C. **Pesquisa Operacional: 170 aplicações em estratégia, finanças, logística, produção, marketing e vendas**. Rio de Janeiro: LTC, 2007.

COSSI, A. M. **Planejamento de Redes de Distribuição de Energia Elétrica de Média e Baixa Tensão**. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) - Universidade Estadual Paulista. Ilha Solteira. 2008.

COSSI, A. M. et al. Primary Power Distribution Systems Planning taking Account Reliability Operation and Expansion Costs. **IET Generation, Transmission & Distribution**, New York, v. 6, p. 274-284, Jan 2012.

COSTA, H. G. **Introdução ao Método de Análise Hierárquica**: análise multicritério no auxílio à decisão. Niterói: H. G. C, 2002.

DAIMON. **Manual do Interplan**. Daimon Engenharia e Sistemas Ltda. São Paulo. 2015.

DAZA, E. F. B. **Utilização da Metodologia AHP para Alocação de Equipamentos Telecomandados em Sistemas de Distribuição para Melhoria da Confiabilidade**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal de Santa Maria. Santa Maria. 2010.

DÍAZ-DORADO, E.; CIDRÁS, J.; MÍQUEZ, E. Application of Evolutionary Algorithms for the Planning of Urban Distribution Networks of Medium Voltage. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v. 17, n. 3, p. 879-884, Ago 2002.

DRESCH, R. F. V. **Análise do Efeito da Modelagem da Carga nas Estimativas de Perdas Elétricas em Sistemas de Distribuição**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal do Rio Grande do Sul. Porto Alegre. 2014.

DUARTE, M. D. D. O. **Modelos de Decisão Multicritério e de Portfólio com Aplicação na Construção de Políticas Energéticas Sustentáveis**. Tese (Doutorado em Engenharia de Produção) - Universidade Federal de Pernambuco. Recife. 2011.

EPE. Empresa de Pesquisa Energética. **Balanco Energético Nacional**, 2014. Disponível em: <[https://ben.epe.gov.br/downloads/Relatorio\\_Final\\_BEN\\_2014.pdf](https://ben.epe.gov.br/downloads/Relatorio_Final_BEN_2014.pdf)>. Acesso em: 13 Junho 2015.

FERRET, R. **Hierarquização de Alimentadores para Fins de Manutenção utilizando Análise Multicriterial**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal de Santa Maria. Santa Maria. 2012.

FLETCHER, R. H.; STRUNZ, K. Optimal Distribution System Horizon Planning - part I: formulation. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v. 22, n. 2, p. 791-799, May 2007.

FRANCISQUINI, A. A. **Estimação de curvas de carga em pontos de consumo e em transformadores de distribuição**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade Estadual Paulista "Júlio Mesquita Filho". Ilha Solteira. 2006.

GOMES, A. C. S. BNDES. **O Setor Elétrico**, Rio de Janeiro, [200-]. Disponível em: <[http://www.bndespar.com.br/SiteBNDES/export/sites/default/bndes\\_pt/Galerias/Arquivos/conhecimento/livro\\_setorial/setorial14.pdf](http://www.bndespar.com.br/SiteBNDES/export/sites/default/bndes_pt/Galerias/Arquivos/conhecimento/livro_setorial/setorial14.pdf)>. Acesso em: 13 Junho 2015.

GOMES, L. F. A. M. **Teoria da Decisão**. São Paulo: Thomson, 2007.

GOMES, L. F.; FREITAS JR, A. A. A importância do apoio multicritério à decisão na formação do administrador. **Revista ANGRAD**, Rio de Janeiro, v. 1, n. 1, p. 82-86, jul/set 2000.

GÓMEZ, J. F. et al. Ant Colony System Algorithm for the Planning of Primary Distribution Circuits. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v. 19, n. 2, p. 996-1004, Ago 2004.

GONEN, T. **Electric Power Distribution System Engineering**. 2. ed. Boca Raton: CRC Press, 2008.

GUGLIELMETTI, F. R.; MARINS, F. A. S.; SALOMON, V. A.. Comparação teórica entre métodos de auxílio à tomada de decisão por múltiplos critérios. **XXIII Encontro Nacional de Engenharia de Produção**, Ouro Preto - MG, 21 a 24 Outubro 2003.

HAFFNER, S. et al. Multistage Model for Distribution Expansion Planning with Distributed Generation - part I: Problem Formulation. **IEEE Transactions on Power Delivery**, New York, v. 23, n. 2, p. 915-923, April 2008a.

HAFFNER, S. et al. Multistage Model for Distribution Expansion Planning with Distributed Generation - part II: Numerical Results. **IEEE Transactions on Power Delivery**, New York, v. 23, n. 2, p. 915-923, April 2008b.

KAGAN, N. **Electrical Distribution System Planning Using Multi-Objective and Fuzzy Mathematical Programming**. Thesis (Ph.D.) - University of London. London. 1992.

KAGAN, N.; OLIVEIRA, C. C. B. D.; ROBBA, E. J. **Introdução aos Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica**. São Paulo: Blucher, 2010.

KERSTING, W. H.; MENDIVE, D. L. An Application of Ladder Network Theory to the Solution of Three-Phase Radial Load-Flow Problems. **IEEE/PES 1976 Winter Meeting**, New York, January 1976.

KNAK, N. **Sistema Multivariável para Avaliação de Desempenho e Estabelecimento de Limites de Continuidade de Fornecimento de Energia utilizando a Lógica Fuzzy**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal de Santa Maria. Santa Maria. 2012.

LAVORATO, M. **Planejamento Integrado da Expansão de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica**. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) - Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação. Campinas. 2010.

LODDI, T. **Cálculo de Fluxo de Potência Unificado em Sistemas de Transmissão e Redes de Distribuição através do Método Newton Desacoplado Rápido com Rotação de Eixos**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal do Paraná. Curitiba. 2010.

LOTTERO, R. C.; CONTRERAS, J. Distribution System Planning with Reliability. **IEEE Transactions on Power Delivery**, New York, v. 26, n. 4, October 2011.



LUSVARGHI, S. A. S. **Impactos Econômicos da Descontinuidade do Serviço Elétrico utilizando um Modelo de Mercado**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal de Itajubá. Itajubá. 2010.

MENDOZA, F.; BERNAL-AGUSTIN, J. L.; DOMINGUEZ-NAVARRO, J. A. Nsga and Spea applied to Multiobjective Design of Power Distribution Systems. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v. 21, n. 4, p. 1938-1945, Nov 2006.

MIRANDA, V.; RANITO, J. V.; PROENÇA, L. M. Genetica Algorithm in Optimal Multistage Distribution Network Planning. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v. 9, n. 4, p. 1927-1933, Nov 1994.

MONTICELLI, A. J. **Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica**. 1. ed. São Paulo: Edgard Blücher Ltda, 1983.

NAHMAN, J. M.; PERIC, D. M. Optimal Planning of Radial Distribution Networks by Simulated Anneling Technique. **EEE Transactions on Power Delivery**, New York, v. 23, n. 2, p. 790-795, May 2008.

ONS. **Procedimentos de Rede - Submódulo 23.3 - Diretrizes e Critérios para Estudos Elétricos**, 2011. Disponível em:

<[http://extranet.ons.org.br/operacao/prdocme.nsf/videntificadorlogico/A7FAD031C11F99858325794500597CD7/\\$file/Subm%C3%B3dulo%2023.3\\_Rev\\_2.0.pdf?openelement](http://extranet.ons.org.br/operacao/prdocme.nsf/videntificadorlogico/A7FAD031C11F99858325794500597CD7/$file/Subm%C3%B3dulo%2023.3_Rev_2.0.pdf?openelement)>. Acesso em: 06 de Dezembro de 2015.

PAIVA, P. C. et al. Integral Planning of Primary-secondary Distribution Systems using Mixed Integer Programming. **IEEE Transactions on Power systems**, New York, v. 20, n. 2, p. 1134-1143, May 2005.

PARADA, V. et al. Optimizacion of Eletric Distribution Feeders using Simulated Anneling. **IEEE Transactions on Power systems**, New York, v. 19, n. 3, p. 1135-1141, July 2004.

PEREIRA, P. R. S. **Métodos para Otimização dos Ajustes dos Reguladores de Tensão e Zonas de TAP em Sistemas de Distribuição**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal de Santa Maria. Santa Maria. 2009.

RAMIREZ-ROSADO, I. J.; BERNAL-AGUSTIN, J. L. Genetic Algorithm Applied to the design of Large Power Distribution Systems. **IEEE Transactions on Power Delivery**, New York, v. 13, n. 2, p. 696-703, May 1998.

SAATY, T. L. **Método de Análise Hierárquica**. São Paulo: McGraw-Hill, Makron, 1991.

SAATY, T. L. Decision-making with the AHP: Why is the principal eingenvector necessary. **European Journal of Operational Research**, v. 145, p. 85-91, 2003.

SAATY, T. L.; TRAN, L. T. On the invalidity of fuzzifying numerical judgments in the Analytic Hierarchy Process. **Mathematical and Computer Modelling**, v. 46, p. 962-975, 2007.

SAATY, T. L.; VARGAS, L. G.; WHITAKER, R. Addressing with brevity criticism of the Analytic Hierarchy Process. **International Journal of the Analytic Hierarchy Process**, v. 1, p. 121-134, 2009.

SALOMON, V. A. P. **Contribuições para Validação de Tomada de Decisão com Múltiplos Critérios**. Tese (Livre-Docência em Engenharia de Produção) - Universidade Estadual Paulista. Guaratinguetá. 2010.

SALOMON, V. A. P.; MONTEVECHI, J. A. B. A Compilation of Comparisons on the Analytic Hierarchy Process and other Multiple Criteria Decision Making Methods: Some Cases developed in Brazil. **ISAHP 2001**, 2001. Disponível em: <<http://isahp.org/2001Proceedings/Papers/071-P.pdf>>. Acesso em: 06 Julho 2015.

SAUNDERS, J. H. **Comparison of Decision Accuracy in the Analytic Hierarchy Process and Point Allocation**, 1994. Disponível em: <<http://www.johnsaunders.com/papers/ahpvpa/ahpvpa.htm>>. Acesso em: 06 Julho 2015.

SCHMIDT, Â. M. A. **Processo de Apoio à Tomada de Decisão - Abordagens: AHP e MACBETH**. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Produção) - Universidade Federal de Santa Catarina. Florianópolis. 1995.

SHIMIZU, T. **Decisão na Organizações**: introdução aos problemas de decisão encontrados nas organizações e nos sistemas de apoio à decisão. 2ª. ed. São Paulo: Atlas, 2006.

SHIMOHAMMADI, D. et al. A Compensation-based Power Flow Method for Weakly Meshed Distribution and Transmission Networks. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v. 3, n. 2, p. 753-762, May 1988.

SOARES, B. N. **Metodologia para Priorização de Investimentos em Redes de Distribuição de Energia Elétrica com Foco em Ganhos Operacionais e Financeiros**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal de Santa Maria. Santa Maria. 2015.

SOUSA, J. D. **Planejamento de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica através de um Modelo de Programação Linear Inteiro Misto (PLIM)**. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) - Universidade Estadual Paulista "Júlio Mesquita Filho". Ilha Solteira. 2013.

TCHEMRA, A. H. **Tabela de Decisão Adaptativa na Tomada de Decisão Multicritério**. Tese (Doutorado em Engenharia) - Universidade de São Paulo. São Paulo. 2009.

TINNEY, W. F.; HART, C. E. Power Flow Solution by Newton's Method. **IEEE Transactions on Power System**, New York, v. 86, p. 1449-1460, November 1967.

TOSHIBA. **Manual de Instruções para Reguladores de Tensão Monofásicos**, 2012. Disponível em: <<https://www.toshiba-bhz.com.br/tic-bhz/downloads/EP-40021%20rev%203%20REGULADOR.pdf>>. Acesso em: 14 ago. 2015.

VARGAS, E. L. et al. Eficiência Energética através do Planejamento das Atividades de Manutenção Preventiva. **IV Congresso Brasileiro de Eficiência Energética**, Juiz de Fora, 28 a 31 Agosto 2011.

VIACAVA, J. E. **Proposta de Metodologia para Planejamento da Expansão de Sistemas de Distribuição de Média Tensão Considerando a Aplicação de Recursos de Automação**. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica - Universidade do Vale do Rio dos Sinos. São Leopoldo. 2014.

WOLFF, C. S. **O método AHP – revisão conceitual e proposta de simplificação**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Pontifícia Universidade Católica. Rio de Janeiro. 2008.

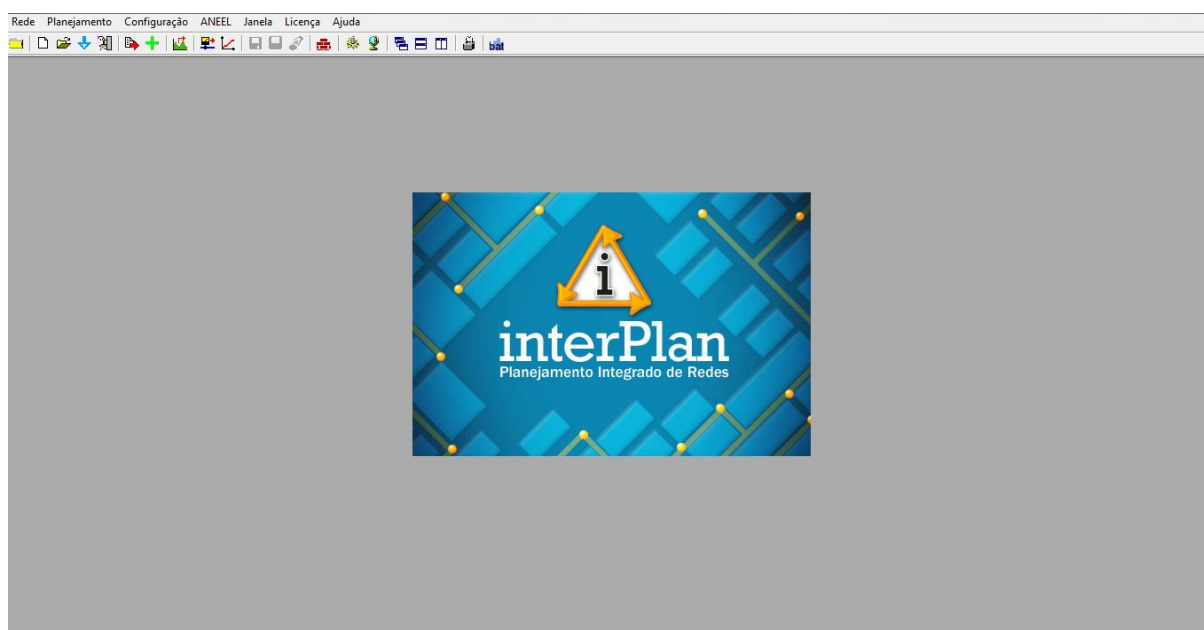
ZIMMERMAN, R. D. **Comprehensive Distribution Power Flow: Modeling, Formulation, Solution Algorithms and Analysis**. Tese (Doutorado em Engenharia) - Faculty of Graduate School of Cornell. New York. 1995.



## APÊNDICE

### Apêndice A – O *Software* Interplan®

A figura abaixo apresenta a tela inicial do Interplan®.



Através dos dados extraídos da base corporativa da distribuidora, o *software* alimenta todos os seus módulos com as informações necessárias para realização das seguintes aplicações (DAIMON, 2015):

- Cálculo da demanda nos centros de carga da rede, com base em curvas de hábitos de consumo e métodos numéricos específicos;
- Cálculo do fluxo de potência e tensões em todas as barras do sistema, com representação gráfica, configurável pelo usuário, em cores dos níveis de fluxos e tensões;
- Diagnóstico do sistema, proposição e análise de reforços, como alocação de capacitores, reguladores de tensão, recondutoramentos, inclusão de novas subestações, etc;

- Visualização da rede topológica e cartografia, recursos gráficos como para medição de distâncias entre barras, além da edição de todos os parâmetros e componentes da rede de distribuição através de interface gráfica;
- Estudos de planejamento com análises de crescimento de mercado por alimentadores primários e por análise espacial de quadriculas georreferenciadas.

A figura abaixo apresenta os parâmetros para fluxo de potência, onde são definidos o modelo de carga utilizado, assim como a metodologia utilizada.

**Parâmetros para fluxo de potência**

Modelagem de carga (%)

Tipo

Utilizar modelo próprio da carga

Utilizar modelo de carga geral

Geral

Potência constante

Impedância constante

Corrente constante

Resistividade do solo

Resistividade (ohms.m)

Precisão

Número máximo de iterações

Tolerância de tensão (pu)

Método de cálculo de fluxo de potência

Back-forward sweep (recomendado)

Análise nodal com eliminação de Gauss

Diagnóstico do Fluxo MT

Pior diagnóstico entre tensões mín e máx

Avaliar apenas tensão mín

Avaliar apenas tensão máx

Diagnóstico do Fluxo BT

Pior diagnóstico entre tensões mín e máx

Avaliar apenas tensão mín

Avaliar apenas tensão máx

Faixas de carreg. trafos

Faixa S1 : de 0 a  Snom

Faixa S2 : de 0,3 a  Snom

Faixa S3 : de 0,5 a  Snom

Faixa S4 : de 0,7 a  Snom

Faixa S5 : de 0,9 a  Snom

Faixa S6 : de 1,1 a  Snom

Faixa S7 : de 1,2 a  Snom

Faixa S8 : de 1,3 a  Snom

Faixa S9 : de 1,5 a  Snom

Faixa S10 : maior que 1,7 Snom

Limitar carregamento máximo nas ETs e EPs

Desligar ETs e EPs com carregamento maior que  %






Na próxima figura são atribuídos dos limites dos critérios de tensão e carregamento, estabelecendo cores para visualização das faixas de carregamento e nível de tensão.

**Parâmetros para visualização do fluxo de potência**

Faixas de tensão (pu) - MÉDIA TENSÃO

Tipo de tensão  
 Fase  Linha




Faixa A  
Mínima: 0,930  
Máxima: 1,050

Representação gráfica  
abaixo de 0,900   
entre 0,900 e 0,930   
entre 0,930 e 1,050   
entre 1,050 e 1,050   
acima de 1,050 

Faixa B  
Mínima: 0,900  
Máxima: 1,050




Faixas de corrente (% cor.adm.cabo)

Mínima: 80  
Máxima: 100

Representação gráfica  
abaixo de 80   
entre 80 e 100   
acima de 100 

Faixas de tensão (V) - NEUTRO MT






Mínima: 5,0  
Máxima: 10,0

Representação gráfica  
até 5,0   
entre 5,0 e 10,0   
acima de 10,0 

Faixas de tensão (pu) - BAIXA TENSÃO

Tipo de tensão  
 Fase  Linha




Faixa A  
Mínima: 0,918  
Máxima: 1,050

Representação gráfica  
abaixo de 0,868   
entre 0,868 e 0,918   
entre 0,918 e 1,050   
entre 1,050 e 1,059   
acima de 1,059 

Faixa B  
Mínima: 0,868  
Máxima: 1,059

Faixas de carreg. (% Snom) - TRAFOS

Mínima: 30  
Máxima: 120

Representação gráfica  
abaixo de 30   
entre 30 e 120   
acima de 120 

Em função da:  
 ET ou EP  
 UTC mais carregada

Tipo Carreg:  
 %Snom  
 %Sadm

Referente aos valores de Baixa Tensão, estão sendo considerado a tensão de fase para um sistema 380/220 V.

## Apêndice B – Questionário fornecido aos especialistas

Comparação dos critérios em relação ao objetivo geral:

Objetivo Geral																		
Níveis de Tensão	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	Confiabilidade
Níveis de Tensão	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	Extensão de rede
Níveis de Tensão	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	Perdas Técnicas
Níveis de Tensão	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	Custo da obra
Níveis de Tensão	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	Carregamento
Confiabilidade	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	Extensão de rede
Confiabilidade	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	Perdas Técnicas
Confiabilidade	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	Custo da obra
Confiabilidade	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	Carregamento
Extensão de rede	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	Perdas Técnicas
Extensão de rede	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	Custo da obra
Extensão de rede	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	Carregamento
Perdas Técnicas	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	Custo da obra
Perdas Técnicas	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	Carregamento
Custo da obra	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	Carregamento

Comparação das alternativas em relação a cada critério:

Critério 1: Níveis de Tensão																		
OBRA 1	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	OBRA 2
OBRA 1	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	OBRA 3
OBRA 2	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	OBRA 3

Critério 2: Confiabilidade (DEC e FEC)																		
OBRA 1	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	OBRA 2
OBRA 1	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	OBRA 3
OBRA 2	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	OBRA 3

Critério 3: Extensão do AL																		
OBRA 1	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	OBRA 2
OBRA 1	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	OBRA 3
OBRA 2	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	OBRA 3



Critério 4: Perdas Técnicas																		
OBRA 1	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	OBRA 2
OBRA 1	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	OBRA 3
OBRA 2	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	OBRA 3

Critério 5: Custo																		
OBRA 1	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	OBRA 2
OBRA 1	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	OBRA 3
OBRA 2	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	OBRA 3

Critério 6: Carregamento																		
OBRA 1	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	OBRA 2
OBRA 1	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	OBRA 3
OBRA 2	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	OBRA 3

## Apêndice C – Cálculos do Método AHP

**a) Média Geométrica da opinião dos especialistas:**

$$Média\ Geométrica = \sqrt[4]{Exp_1 \times Exp_2 \times Ope \times Man}$$

**i. Critérios**

- Tensão x Confiabilidade

$$Média = \sqrt[4]{4 \times 4 \times \frac{1}{2} \times 7} = 2,7355648$$

- Tensão x Extensão do Alimentador

$$Média = \sqrt[4]{7 \times 8 \times 4 \times \frac{1}{6}} = 2,471861834$$

- Tensão x Perdas Técnicas

$$Média = \sqrt[4]{6 \times 5 \times 6 \times 4} = 5,180040128$$

- Tensão x Custo Estimado

$$Média = \sqrt[4]{3 \times 5 \times 5 \times \frac{1}{3}} = 2,236067977$$

- Tensão x Carregamento

$$Média = \sqrt[4]{2 \times 4 \times \frac{1}{2} \times 4} = 2$$

- Confiabilidade x Extensão do Alimentador

$$Média = \sqrt[4]{4 \times 6 \times 2 \times \frac{1}{9}} = 1,519671371$$

- Confiabilidade x Perdas Técnicas

$$Média = \sqrt[4]{4 \times 4 \times 6 \times \frac{1}{2}} = 2,632148026$$

- Confiabilidade x Custo Estimado

$$Média = \sqrt[4]{3 \times 3 \times 5 \times \frac{1}{9}} = 1,495348781$$

- Confiabilidade x Carregamento

$$Média = \sqrt[4]{\frac{1}{4} \times \frac{1}{3} \times 2 \times \frac{1}{2}} = 0,537284966$$

- Extensão do Alimentador x Perdas Técnicas

$$Média = \sqrt[4]{1 \times \frac{1}{5} \times 3 \times 7} = 1,431569123$$

- Extensão do Alimentador x Custo estimado

$$Média = \sqrt[4]{\frac{1}{3} \times \frac{1}{5} \times 5 \times 1} = 0,759835686$$

- Extensão do Alimentador x Carregamento

$$Média = \sqrt[4]{\frac{1}{5} \times \frac{1}{7} \times \frac{1}{3} \times 9} = 0,541082269$$

- Perdas Técnicas x Custo Estimado

$$Média = \sqrt[4]{\frac{1}{3} \times 2 \times \frac{1}{2} \times \frac{1}{6}} = 0,485491772$$

- Perdas Técnicas x Carregamento

$$Média = \sqrt[4]{\frac{1}{5} \times \frac{1}{2} \times \frac{1}{5} \times 5} = 0,562341325$$

- Custo Estimado x Carregamento

$$Média = \sqrt[4]{\frac{1}{4} \times \frac{1}{3} \times \frac{1}{3} \times 9} = 0,707106781$$

## ii. Alternativas

Utilização dos valores simulados

## b) Prioridades Médias Locais

- Matriz de Julgamento dos Critérios

	TENSÃO	CONF	KM	PERDAS	CUSTO	CARREG
TENSÃO	1,00	2,74	2,47	5,18	2,24	2,00
CONF	0,37	1,00	1,52	2,63	1,50	0,54
KM	0,40	0,66	1,00	1,43	0,76	0,54
PERDAS	0,19	0,38	0,70	1,00	0,49	0,56
CUSTO	0,45	0,67	1,32	2,06	1,00	0,71
CARREG	0,50	1,86	1,85	1,78	1,41	1,00

$$\lambda_{max} = 6,10 \text{ (autovalor máximo)}$$

$$IC = \frac{\lambda_{max} - n}{n - 1} = \frac{6,10 - 6}{6 - 1} = 0,020$$

$$RC = \frac{IC}{IR} = \frac{0,020}{1,25} = 1,62\% \quad \text{(Consistente)}$$

- Tensão

$$PML = \frac{\frac{1}{2,91} + \frac{2,74}{7,30} + \frac{2,47}{8,85} + \frac{5,18}{14,08} + \frac{2,24}{7,39} + \frac{2}{5,35}}{6} = 0,340$$

- Confiabilidade

$$PML = \frac{\frac{0,37}{2,91} + \frac{1}{7,30} + \frac{1,52}{8,85} + \frac{2,63}{14,08} + \frac{1,50}{7,39} + \frac{0,54}{5,35}}{6} = 0,154$$

- Extensão do Alimentador

$$PML = \frac{\frac{0,40}{2,91} + \frac{0,66}{7,30} + \frac{1}{8,85} + \frac{1,43}{14,08} + \frac{0,76}{7,39} + \frac{0,54}{5,35}}{6} = 0,108$$

- Perdas Técnicas

$$PML = \frac{\frac{0,19}{2,91} + \frac{0,38}{7,30} + \frac{0,70}{8,85} + \frac{1}{14,08} + \frac{0,49}{7,39} + \frac{0,56}{5,35}}{6} = 0,073$$

- Custo Estimado

$$PML = \frac{\frac{0,45}{2,91} + \frac{0,67}{7,30} + \frac{1,32}{8,85} + \frac{2,06}{14,08} + \frac{1}{7,39} + \frac{0,71}{5,35}}{6} = 0,135$$

- Carregamento

$$PML = \frac{\frac{0,50}{2,91} + \frac{1,86}{7,30} + \frac{1,85}{8,85} + \frac{1,78}{14,08} + \frac{1,41}{7,39} + \frac{1}{5,35}}{6} = 0,190$$

- **Matriz de Julgamento das Alternativas**

	Tensão		
	Obra 1	Obra 2	Obra 3
Obra 1	1,00	1,17	0,83
Obra 2	0,86	1,00	0,71
Obra 3	1,20	1,40	1,00

$$\lambda_{max} = 3,0000 \text{ (autovalor máximo)}$$

$$IC = \frac{\lambda_{max} - n}{n - 1} = \frac{3,0000 - 3}{3 - 1} = 0,00$$

$$RC = \frac{IC}{IR} = \frac{0,00}{0,52} = 0,00\% \quad \text{(Consistente)}$$

- Obra 1

$$PML = \frac{\frac{1,00}{3,06} + \frac{1,17}{3,57} + \frac{0,83}{2,55}}{3} = 0,327$$

- Obra 2

$$PML = \frac{\frac{0,86}{3,06} + \frac{1,00}{3,57} + \frac{0,71}{2,55}}{3} = 0,280$$

- Obra 3

$$PML = \frac{\frac{1,20}{3,06} + \frac{1,40}{3,57} + \frac{1,00}{2,55}}{3} = 0,393$$

Confiabilidade			
	Obra 1	Obra 2	Obra 3
Obra 1	1,0	4,6	0,5
Obra 2	0,2	1,0	0,2
Obra 3	1,9	6,0	1,0

$$\lambda_{max} = 3,0140 \text{ (autovalor máximo)}$$

$$IC = \frac{\lambda_{max} - n}{n - 1} = \frac{3,0140 - 3}{3 - 1} = 0,0070$$

$$RC = \frac{IC}{IR} = \frac{0,0070}{0,52} = 1,36\% \quad \text{(Consistente)}$$

- Obra 1

$$PML = \frac{\frac{1}{3,1} + \frac{4,6}{11,6} + \frac{0,5}{1,7}}{3} = 0,346$$

- Obra 2

$$PML = \frac{\frac{0,2}{3,1} + \frac{1}{11,6} + \frac{0,2}{1,7}}{3} = 0,085$$

- Obra 3

$$PML = \frac{\frac{1,9}{3,1} + \frac{6,0}{11,6} + \frac{1}{1,7}}{3} = 0,570$$

Extensão do Alimentadores			
	Obra 1	Obra 2	Obra 3
Obra 1	1,00	1,00	0,65
Obra 2	1,00	1,00	0,65
Obra 3	1,54	1,54	1,0

$$\lambda_{max} = 3,0000 \text{ (autovalor máximo)}$$

$$IC = \frac{\lambda_{max} - n}{n - 1} = \frac{3,000 - 3}{3 - 1} = 0,00$$

$$RC = \frac{IC}{IR} = \frac{0,00}{0,52} = 0,00\% \quad \text{(Consistente)}$$

- Obra 1

$$PML = \frac{\frac{1,00}{3,54} + \frac{1,00}{3,54} + \frac{0,65}{2,30}}{3} = 0,282$$

- Obra 2

$$PML = \frac{\frac{1,00}{3,54} + \frac{1,00}{3,54} + \frac{0,65}{2,30}}{3} = 0,282$$

- Obra 3

$$PML = \frac{\frac{1,54}{3,54} + \frac{1,54}{3,54} + \frac{1,00}{2,30}}{3} = 0,435$$

Perdas Técnicas			
	Obra 1	Obra 2	Obra 3
Obra 1	1,00	0,92	1,27
Obra 2	1,09	1,00	1,39
Obra 3	0,79	0,72	1,00

$$\lambda_{max} = 3,0000 \text{ (autovalor máximo)}$$

$$IC = \frac{\lambda_{max} - n}{n - 1} = \frac{3,0000 - 3}{3 - 1} = 0,00$$

$$RC = \frac{IC}{IR} = \frac{0,000}{0,52} = 0,00\% \quad \text{(Consistente)}$$

- Obra 1

$$PML = \frac{\frac{1,00}{2,88} + \frac{0,92}{2,64} + \frac{1,27}{3,66}}{3} = 0,348$$

- Obra 2

$$PML = \frac{\frac{1,09}{2,88} + \frac{1,00}{2,64} + \frac{1,39}{3,66}}{3} = 0,379$$

- Obra 3

$$PML = \frac{\frac{0,79}{2,88} + \frac{0,72}{2,64} + \frac{1,00}{3,66}}{3} = 0,273$$

Custo Estimado			
	Obra 1	Obra 2	Obra 3
Obra 1	1,00	0,75	0,90
Obra 2	1,33	1,00	1,20
Obra 3	1,11	0,83	1,00

$$\lambda_{max} = 3,0000 \text{ (autovalor máximo)}$$

$$IC = \frac{\lambda_{max} - n}{n - 1} = \frac{3,00000 - 3}{3 - 1} = 0,00$$

$$RC = \frac{IC}{IR} = \frac{0,00}{0,52} = 0,00\% \quad \text{(Consistente)}$$

- Obra 1

$$PML = \frac{\frac{1,00}{3,44} + \frac{0,75}{2,58} + \frac{0,90}{3,10}}{3} = 0,290$$

- Obra 2

$$PML = \frac{\frac{1,33}{3,44} + \frac{1,00}{2,58} + \frac{1,20}{3,10}}{3} = 0,387$$

- Obra 3

$$PML = \frac{\frac{1,11}{3,44} + \frac{0,83}{2,58} + \frac{1,00}{3,10}}{3} = 0,323$$

Carregamento			
	Obra 1	Obra 2	Obra 3
Obra 1	1,00	0,83	0,88
Obra 2	1,21	1,00	1,06
Obra 3	1,13	0,94	1,00

$$\lambda_{max} = 3,0000 \text{ (autovalor máximo)}$$

$$IC = \frac{\lambda_{max} - n}{n - 1} = \frac{3,0000 - 3}{3 - 1} = 0,0000$$

$$RC = \frac{IC}{IR} = \frac{0,00000}{0,52} = 0,00\% \quad \text{(Consistente)}$$



- Obra 1

$$PML = \frac{\frac{1,00}{3,34} + \frac{0,83}{2,77} + \frac{0,88}{2,94}}{3} = 0,299$$

- Obra 2

$$PML = \frac{\frac{1,21}{3,34} + \frac{1,00}{2,77} + \frac{1,06}{2,94}}{3} = 0,361$$

- Obra 3

$$PML = \frac{\frac{1,13}{3,34} + \frac{0,94}{2,77} + \frac{1,00}{2,94}}{3} = 0,340$$

### c) Prioridades Globais

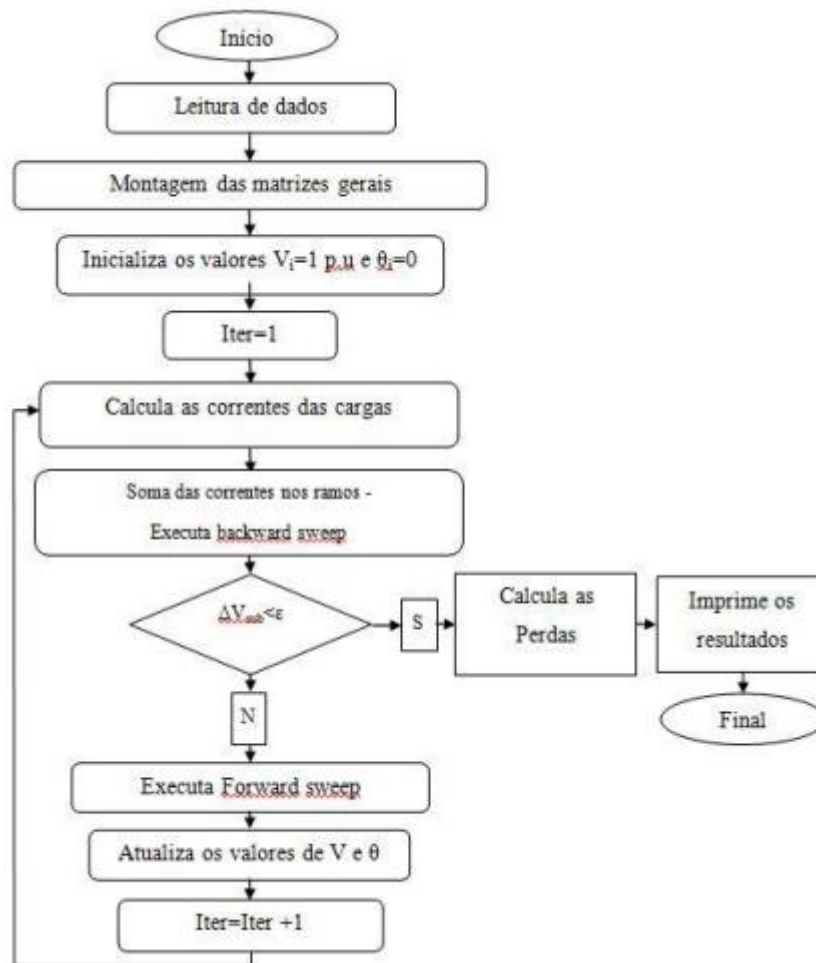
$$\begin{bmatrix} PG_{OBRA1} \\ PG_{OBRA2} \\ PG_{OBRA3} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0,327 & 0,346 & 0,282 & 0,348 & 0,290 & 0,299 \\ 0,280 & 0,085 & 0,282 & 0,379 & 0,387 & 0,361 \\ 0,393 & 0,570 & 0,435 & 0,273 & 0,323 & 0,340 \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} 0,340 \\ 0,154 \\ 0,108 \\ 0,073 \\ 0,135 \\ 0,190 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0,316 \\ 0,287 \\ 0,396 \end{bmatrix}$$

## ANEXOS

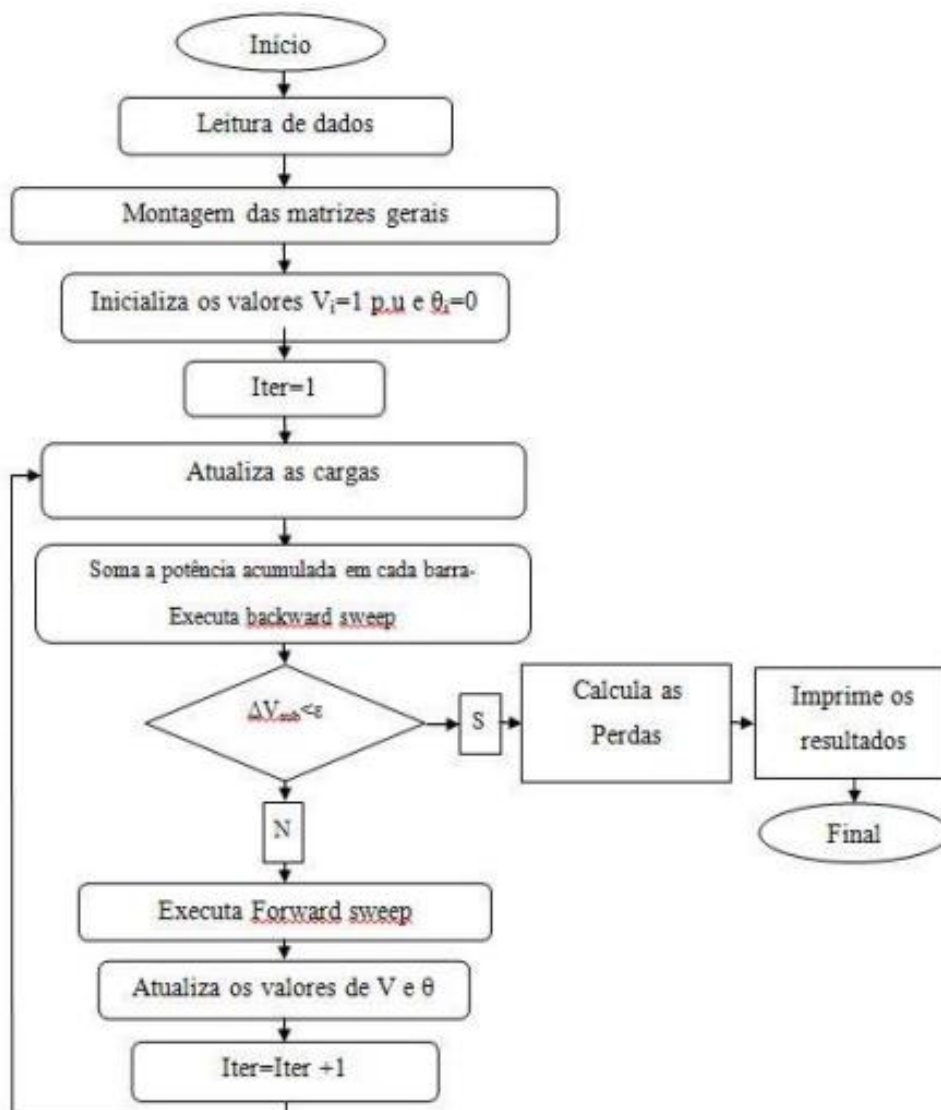
### Anexo A – Fluxograma das seções do Módulo 2 do PRODIST

PREVISÃO DE DEMANDA		
PERDAS ELÉTRICAS	SDAT	SDMT
<ul style="list-style-type: none"> <li>O cálculo das perdas técnicas deverá observar procedimentos específicos definidos no Módulo 7;</li> <li>Programas específicos de Eficiência Energética da distribuidora, ou do seu conhecimento, devem ser considerados na previsão de demanda.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Horizonte de previsão de 10 anos com periodicidade anual;</li> <li>Carga caracterizada pelas demandas de potência ativa e reativa;</li> <li>Estimativa de carga leve, média e pesada;</li> <li>Pontos de interesse são as barras secundárias das SE de conexão com a rede básica e DIT; de conexão de unidades consumidoras, centrais geradoras e outras distribuidoras atendidas pelo SDAT; e as barras primárias das SED;</li> <li>Informações regionais de expansão significativas.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Horizonte de previsão de 5 anos com periodicidade anual;</li> <li>Previsão deve ter caráter espacial;</li> <li>Estimativas de carga a dois patamares;</li> <li>Pontos de interesse são as barras secundárias das SED;</li> <li>Conexão de geração distribuída no SDMT.</li> </ul>
CARACTERIZAÇÃO DA CARGA E DO SISTEMA		
CAMPANHA DE MEDIDAS	PESQUISA - PPH	
<ul style="list-style-type: none"> <li>Definição da amostra;</li> <li>Estratificação do mercado e das redes;</li> <li>Medição;</li> <li>Tipologias.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Periodicidade a cada dois ciclos tarifários;</li> <li>Representatividade estatística.</li> </ul>	
CRITÉRIOS E ESTUDOS DE PLANEJAMENTO		
SDAT	SED/SDMT/SDBT	
<ul style="list-style-type: none"> <li>Crítérios de:               <ul style="list-style-type: none"> <li>segurança;</li> <li>carregamento e tensão para operação normal ou em contingência</li> <li>qualidade do fornecimento;</li> <li>confiabilidade;</li> <li>planejamento setorial;</li> </ul> </li> <li>Restrições ambientais;</li> <li>Diretrizes para estudos de planejamento tático e estratégico.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Diagnóstico das SED;</li> <li>Diretrizes para expansão das SED;</li> <li>Diagnóstico das redes e linhas de distribuição;</li> <li>Diretrizes para expansão das redes e linhas de distribuição.</li> </ul>	
PLANO DE DESENVOLVIMENTO DA DISTRIBUIÇÃO - PDD		
APRESENTAÇÃO DO PDD	UNIVERSALIZAÇÃO	
<ul style="list-style-type: none"> <li>Plano de obras do SDAT;</li> <li>Plano de obras do SDMT;</li> <li>Plano de obras do SDBT;</li> <li>As obras devem ser classificadas conforme suas características (expansão, renovação, melhoria);</li> <li>Lista de obras realizadas;</li> <li>Análise crítica das obras planejadas no ano anterior.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Plano de Universalização de energia elétrica considerados no Plano de obras;</li> </ul>	
BANCO DE INFORMAÇÕES GEOGRÁFICAS - BDGD		

## Anexo B – Diagramas de blocos do método BFS-SC



## Anexo C – Diagramas de blocos do método BFS-SP



## Anexo D – Faixas de Classificação de Tensões de Regime Permanente

**Tabela 3** – Pontos de conexão em Tensão Nominal superior a 1 kV e inferior a 69 kV

<b>Tensão de Atendimento (TA)</b>	<b>Faixa de Variação da Tensão de Leitura (TL) em Relação à Tensão de Referência (TR)</b>
Adequada	$0,93TR \leq TL \leq 1,05TR$
Precária	$0,90TR \leq TL < 0,93TR$
Crítica	$TL < 0,90TR$ ou $TL > 1,05TR$

**Tabela 4** – Pontos de conexão em Tensão Nominal igual ou inferior a 1 kV (220/127)

<b>Tensão de Atendimento (TA)</b>	<b>Faixa de Variação da Tensão de Leitura (Volts)</b>
Adequada	$(202 \leq TL \leq 231)/(117 \leq TL \leq 133)$
Precária	$(191 \leq TL < 202$ ou $231 < TL \leq 233)/$ $(110 \leq TL < 117$ ou $133 < TL \leq 135)$
Crítica	$(TL < 191$ ou $TL > 233)/(TL < 110$ ou $TL > 135)$

**Tabela 5** – Pontos de conexão em Tensão Nominal igual ou inferior a 1 kV (380/220)

<b>Tensão de Atendimento (TA)</b>	<b>Faixa de Variação da Tensão de Leitura (Volts)</b>
Adequada	$(350 \leq TL \leq 399)/(202 \leq TL \leq 231)$
Precária	$(331 \leq TL < 350$ ou $399 < TL \leq 403)/$ $(191 \leq TL < 202$ ou $231 < TL \leq 233)$
Crítica	$(TL < 331$ ou $TL > 403)/(TL < 191$ ou $TL > 233)$

## Anexo E – Capacidade de Corrente por tipo de condutor

Condutor de Alumínio nu	Corrente Nominal (A)		
	Área Urbana (CA)		Área Rural (MT e BT) (CAA) 50°C
	(MT) 75°C	(BT) 50°C	
4AWG	114	101	113
2AWG	152	138	150
1/0 AWG	203	184	195
2/0AWG	235	215	220
3/0AWG	271	250	252
4/0 AWG	314	293	282
336,4 AWG	419	395	410
Condutor de Alumínio com cobertura em XLPE	Área Urbana/ Rural (MT)		
	Rede Compacta (90°C)		
35 mm <sup>2</sup>	186		
50 mm <sup>2</sup>	224		
70 mm <sup>2</sup>	280		
95 mm <sup>2</sup>	342		
150 mm <sup>2</sup>	450		
185 mm <sup>2</sup>	500		
Condutor alumínio Multiplex com Cobertura em XLPE	Área Urbana/ Rural (BT) 90°C		
3x1x35+35mm <sup>2</sup>	129		
3x1x50+50mm <sup>2</sup>	171		
3x1x70+70mm <sup>2</sup>	192		
3x1x120+70mm <sup>2</sup>	262		
Condutor de Cobre Nu	Área Urbana/ Rural		
6AWG	121		
4AWG	163		
2AWG	226		
1/0 AWG	305		
2/0AWG	354		
3/0AWG	412		
4/0 AWG	477		

## Anexo F – Custos Modulares para obras

<b>Cabo</b>	<b>Tipo</b>	<b>Local</b>	<b>Custo (R\$/km)</b>
336,4 CAA	Construção	Rural	90.000
336,4 CAA	Reforço	Rural	100.000
4/0 CAA	Construção	Rural	65.000
4/0 CAA	Reforço	Rural	70.000
4/0 CAA duplo	Construção	Rural	95.000
4/0 CAA duplo	Reforço	Rural	130.000
1/0 CAA	Construção	Rural	50.000
1/0 CAA	Reforço	Rural	55.000
2 CAA	Construção	Rural	45.000
2 CAA	Reforço	Rural	50.000
4 CAA	Construção	Rural	35.000
4 CAA	Reforço	Rural	40.000
336,4 CA	Construção	Urbano	110.000
336,4 CA	Reforço	Urbano	145.000
4/0 CA ou CAA	Construção	Urbano	96.000
4/0 CA ou CAA	Reforço	Urbano	130.000
4/0 CA ou CAA Duplo	Construção	Urbano	135.000
4/0 CA ou CAA Duplo	Reforço	Urbano	185.000
1/0 CA	Construção	Urbano	70.000
1/0 CA	Reforço	Urbano	90.000
2 CA	Construção	Urbano	65.000
2 CA	Reforço	Urbano	85.000
95mmXLPE	Construção	Urbano/Rural	100.000
95mmXLPE	Reforço	Urbano/Rural	135.000
95mmXLPE Duplo	Construção	Urbano/Rural	135.000
95mmXLPE Duplo	Reforço	Urbano/Rural	185.000
95mmXLPE Triplo	Construção	Urbano/Rural	200.000
95mmXLPE Triplo	Reforço	Urbano/Rural	270.000
95mmXLPE Quadruplo	Construção	Urbano/Rural	290.000
95mmXLPE Quadruplo	Reforço	Urbano/Rural	350.000
150/185mmXLPE	Construção	Urbano/Rural	115.000
150/185mmXLPE	Reforço	Urbano/Rural	150.000
150/185mmXLPE Duplo	Construção	Urbano/Rural	190.000
150/185mmXLPE Duplo	Reforço	Urbano/Rural	250.000
150/185mmXLPE Triplo	Construção	Urbano/Rural	255.000
150/185mmXLPE Triplo	Reforço	Urbano/Rural	315.000
150/185mmXLPE Quadruplo	Construção	Urbano/Rural	342.000
150/185mmXLPE Quadruplo	Reforço	Urbano/Rural	396.000
Banco de Capacitor 600kVAr		-	30.000
Banco Regulador de Tensão 200 A		-	150.000
Banco Regulador de Tensão 300 A		-	165.000
Fechar Delta de Banco Regulador	c/ Desl	-	60.000
Fechar Delta de Banco Regulador	s/ Desl	-	50.000
Banco Capacitor	Desloc	-	7.000
Banco Regulador	Desloc	-	20.000
Módulo de Alimentador		-	200.000
Religador	Automático		40.000

<b>Seccionalizador Eletrônico</b>		20.000
<b>Transformador Elevador/Rebaixador</b>	5 MVA	450.000
<b>Transformador Elevador/Rebaixador</b>	7,5 MVA	500.000
<b>Chave Faca LB</b>		2.500
<b>Repetidora</b>		3.000
<b>Chave Sob Carga</b>		35.000
<b>Chave Fusível LB</b>		2.000
<b>Chave Telecomandada</b>		40.000