

**UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO  
ESCOLA POLITÉCNICA**

**FELIPHE ARIEL MENEGUELLO DOS SANTOS**

**Impacto da confiabilidade nas soluções de planejamento do sistema de  
distribuição de energia elétrica**

**São Paulo**

**2023**

**FELIPHE ARIEL MENEGUELLO DOS SANTOS**

**Impacto da confiabilidade nas soluções de planejamento do sistema de  
distribuição de energia elétrica**

**Versão Corrigida**

Dissertação apresentada à Escola  
Politécnica da Universidade de São Paulo  
para obtenção do Título de Mestre em  
Ciências.

Área de Concentração: Sistemas de  
Potência

Orientador: Prof. Dr. Carlos Frederico  
Meschini Almeida

**São Paulo**

**2023**

Autorizo a reprodução e divulgação total ou parcial deste trabalho, por qualquer meio convencional ou eletrônico, para fins de estudo e pesquisa, desde que citada a fonte.

Este exemplar foi revisado e corrigido em relação à versão original, sob responsabilidade única do autor e com a anuência de seu orientador.

São Paulo, 09 de novembro de 2023

Assinatura do autor: Felipe Ariel Meneguello dos Santos

Assinatura do orientador: [Assinatura]

#### Catlogação-na-publicação

Santos, Felipe Ariel Meneguello dos

Impacto da confiabilidade nas soluções de planejamento do sistema de distribuição de energia elétrica / F. A. M. Santos -- versão corr. -- São Paulo, 2023.

123 p.

Dissertação (Mestrado) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas.

1.Planejamento da expansão 2.Distribuição de energia elétrica  
3.Otimização de investimentos 4.Qualidade do fornecimento de energia elétrica 5.Confiabilidade de sistemas de distribuição I.Universidade de São Paulo. Escola Politécnica. Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas II.t.

## **AGRADECIMENTOS**

Agradeço sinceramente a todos que contribuíram para a realização desta dissertação. É com imensa gratidão que expresso meu reconhecimento e apreço por todos que me apoiaram ao longo dessa jornada.

Primeiramente, agradeço ao meu orientador, Prof. Dr. Carlos Frederico, pela sua orientação dispendiosa e incansável. Seu conhecimento, paciência e dedicação foram fundamentais para o êxito deste trabalho. Suas sugestões e críticas foram essenciais para o aprimoramento da minha pesquisa em termos de qualidade e relevância.

Agradeço também aos membros da banca examinadora, por dedicarem seu tempo e expertise para avaliar e enriquecer este estudo. Suas contribuições e sugestões são inestimáveis e me ajudaram a expandir meus horizontes acadêmicos.

Um agradecimento especial vai para minha família, que sempre esteve ao meu lado, me apoiando incondicionalmente. Suas palavras de incentivo, amor e compreensão foram fundamentais para superar os desafios ao longo dessa caminhada. Dedico este trabalho a vocês, como um reflexo do meu profundo agradecimento e amor.

Mais uma vez, agradeço a todos que contribuíram para este trabalho e pela oportunidade de compartilhar meus conhecimentos e aprendizados. Sou grato por cada experiência vivida ao longo desta jornada acadêmica.

*“Seja você quem for, seja qual for a posição social que você tenha na vida, a mais alta ou a mais baixa, tenha sempre como meta muita força, muita determinação e sempre faça tudo com muito amor e com muita fé em Deus, que um dia você chega lá. De alguma maneira você chega lá.”*

*(Ayrton Senna)*

## RESUMO

A confiabilidade do fornecimento de energia elétrica é reflexo das decisões tomadas durante o planejamento da distribuição do sistema, que desempenha papel crucial em sua otimização, objetivando o atendimento da demanda de forma confiável e eficiente. A consideração de características específicas do sistema de distribuição de energia elétrica nos estudos, como sua complexidade, incertezas envolvendo crescimento de carga, modernização de infraestruturas, gestão da qualidade do fornecimento e redução de perdas, são fatores essenciais para concepção de estratégias de planejamento confiáveis, robustas e flexíveis.

A antecipação de possíveis problemas, bem como a adaptabilidade às mudanças de condições operativas estão vinculadas a confiabilidade do sistema elétrico, uma vez que garante respostas ágeis para a recomposição em qualquer eventualidade. Portanto, um planejamento estruturado, levando em consideração as incertezas e os diversos fatores que impactam o sistema elétrico, é fundamental para garantir a confiabilidade do sistema de distribuição de energia elétrica.

Essa dissertação apresenta uma proposta de metodologia que auxilia no planejamento da expansão de sistemas de distribuição de energia elétrica, integrando aspectos voltados ao desempenho da continuidade e confiabilidade para a avaliação e seleção das soluções propostas, através de um Índice de Mérito que permite agregar a confiabilidade aos critérios técnicos tradicionais. A aplicação dessa metodologia utiliza informações que as concessionárias de distribuição dispõem no *GIS*, *SCADA* e *OMS*.

Além da metodologia, é apresentado um estudo de caso em que todas as etapas do processo de planejamento da expansão são percorridas, sendo finalizado na etapa de otimização de recursos para múltiplas regiões de estudo de planejamento, uma das características inovadoras deste trabalho. Através disso é possível comprovar a eficácia da metodologia proposta, onde a alternativa selecionada foi aquela que possibilitou o melhor desempenho técnico sobre a ótica da confiabilidade.

Dessa forma, a metodologia proposta nesta dissertação oferece uma abordagem integrada para o planejamento da expansão de sistemas de distribuição de energia

elétrica, permitindo a otimização da alocação de recursos, em diversas regiões de estudo, ao mesmo tempo em que considera a confiabilidade do sistema. Isso é fundamental para tomar decisões além de considerar aspectos que envolvem o desempenho técnico das soluções, observa o desempenho em termos de confiabilidade, possibilitando que o planejador faça as ponderações entre ganhos técnicos e de continuidade.

Palavras-chaves: Planejamento da expansão; Distribuição de energia elétrica; Otimização de investimentos; Qualidade do fornecimento de energia elétrica; Qualidade do serviço; Confiabilidade de sistemas de distribuição.

## **ABSTRACT**

The reliability of the electricity supply is a reflection of the decisions made during the distribution system planning, which plays a crucial role in its optimization, aiming to provide reliable and efficient service to meet demand. Considering specific characteristics of the electrical distribution system in studies, such as its complexity, uncertainties related to load growth, infrastructure modernization, quality management, and loss reduction, are essential factors for the development of reliable, robust, and flexible planning strategies.

Anticipating potential issues and adapting to changing operational conditions are linked to the reliability of the electrical system, as it ensures swift responses to any contingencies. Therefore, structured planning, taking into account uncertainties and the various factors affecting the electrical system, is fundamental to guarantee the reliability of the electricity distribution system.

This dissertation presents a methodology that assists in the planning of the expansion of electrical distribution systems, integrating aspects related to continuity and reliability performance for the evaluation and selection of proposed solutions. This is achieved through a merit index that allows reliability to be combined with traditional technical criteria. The application of this methodology utilizes information available to distribution companies in GIS, SCADA, and OMS.

In addition to the methodology, a case study is presented in which all stages of the expansion planning process are undertaken, concluding with the resource optimization for multiple planning study regions, one of the innovative features of this work. Through this, the effectiveness of the proposed methodology is demonstrated, with the selected alternative being the one that provided the best technical performance from a reliability perspective.

Thus, the methodology proposed in this dissertation offers an integrated approach to the planning of the expansion of electrical distribution systems, allowing for the optimization of resource allocation across various study regions while considering system reliability. This is crucial for decision-making, as it takes into account aspects



related to technical solution performance while observing reliability performance, enabling planners to weigh the technical and continuity gains.

Keywords: Expansion planning; Electrical distribution; Investment optimization; Electricity supply quality; Service quality; Distribution system reliability.

## LISTA DE ILUSTRAÇÕES

|   |     |
|---|-----|
| Figura 1 – Fluxograma do processo de planejamento de sistemas de distribuição ..                                    | 50  |
| Figura 2 – Etapas do processo de planejamento da expansão .....   | 75  |
| Figura 3 – Preparação de redes para estudos de planejamento da expansão .....                                       | 77  |
| Figura 4 – Interface de ajuste de parâmetros de continuidade.....   | 79  |
| Figura 5 – Distribuição do DEC na rede UNA-BOI .....  | 81  |
| Figura 6 – Conjunto de trajetórias de soluções de múltiplas regiões. ....   | 82  |
| Figura 7 – Fluxograma do algoritmo genético .....   | 87  |
| Figura 8 – Subestações de Distribuição José Centro e Caçapava após importação das redes.....                        | 91  |
| Figura 9 – Subestações de Distribuição Barra do Una e Boissucanga após importação das redes .....                   | 92  |
| Figura 10 – Seleção de arquivos com medição do SCADA .....  | 93  |
| Figura 11 – Análise das medições por alimentador e parametrização do ajuste de demanda – alimentador JCE-1301 ..... | 95  |
| Figura 12 – Processamento de medições do SCADA – alimentador JCE-1301 .....   | 96  |
| Figura 13 – Seleção das redes para a projeção das taxas de crescimento de mercado .....                             | 97  |
| Figura 14 – Resultado da projeção das taxas de crescimento de mercado .....   | 98  |
| Figura 15 - Região JCE-CAC: proposição da Subestação de Distribuição AVP .....                                      | 100 |
| Figura 16 - Região UNA-BOI: proposição da Subestação de Distribuição JUQ.....                                       | 100 |
| Figura 17 – Tela de exibição do banco de dados de custos unitários .....  | 102 |
| Figura 18 – Tela de exibição da edição de custos das obras.....   | 103 |
| Figura 19 – Tela de exibição da parametrização da avaliação das trajetórias de expansão.....                        | 106 |
| Figura 20 – Tela de exibição da avaliação das trajetórias de expansão .....   | 108 |
| Figura 21 – Tela de exibição da parametrização da priorização das trajetórias de expansão.....                      | 111 |
| Figura 22 – Tela de exibição da lista de trajetórias consideradas na priorização....                                | 112 |
| Figura 23 – Resultados da priorização .....   | 113 |

## LISTA DE TABELAS

|  |    |
|--|----|
| Tabela 1 – Níveis de tensão.....   | 59 |
| Tabela 2 - Características para redes de distribuição de Alta Tensão novas<br>(planejadas).....  | 62 |
| Tabela 3 - Características para redes de distribuição de Média e Alta Tensão<br>existentes ..... | 63 |
| Tabela 4 – Temperaturas máximas em unidades transformadoras .....                                | 65 |
| Tabela 5 – Exemplos de potência firme de subestações de distribuição .....                       | 67 |
| Tabela 6 – Fator de potência para estudos de planejamento .....                                  | 69 |
| Tabela 7 – Quantidade de alimentadores conectados por transformador de<br>subestação .....       | 72 |

## LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS

|         |  |
|---------|--|
| AC/DC   | Corrente Alternada/Corrente Contínua   |
| AT      | Alta Tensão - maior ou igual a 69 kV   |
| CHI     | Cliente hora interrompido  |
| CI      | Cliente interrompido   |
| END     | Energia não distribuída  |
| EPE     | Empresa de Pesquisa Energética   |
| ERCOT   | Conselho de confiabilidade elétrica do Texas   |
| ETD     | Estação transformadora de distribuição   |
| GD      | Geração Distribuída  |
| GIS     | <i>Geographic Information System</i> – Sistema de informações georreferenciadas              |
| IM      | Índice de Mérito   |
| MILP    | Programação Linear Inteira Mista   |
| MT      | Média Tensão - menor que 69 kV e maior que 2,5 kV  |
| OMS     | <i>Outage Management System</i> – Sistema de gerenciamento de interrupções                   |
| ONS     | Operador Nacional do Sistema   |
| PAR     | Plano de Ampliações e Reforços   |
| PDD     | Plano de Desenvolvimento da Distribuição   |
| PPI     | Plano Plurianual de Investimentos  |
| PPM     | Gerenciamento de portfólio de projetos   |
| PRODIST | Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional               |
| PSO     | <i>Particle Swarm Optimization</i> – Otimização de enxame de partículas                      |
| SCADA   | <i>Supervisory Control and Data Acquisition</i> – Sistema supervisor e de aquisição de dados |
| SDAT    | Sistema de distribuição de alta tensão   |
| SDMT    | Sistema de distribuição de média tensão  |
| TIR     | Taxa interna de retorno  |
| TRD     | Taxa de retorno descontado   |
| TS      | <i>Tabu Search</i> – Pesquisa Tabu   |
| VPC     | Valor Presente dos Custos  |
| VPL     | Valor presente do fluxo de caixa líquido   |

## SUMÁRIO

|  |           |
|--|-----------|
| <b>1 INTRODUÇÃO .....</b>  | <b>16</b> |
| <b>1.1 Considerações iniciais .....</b>  | <b>16</b> |
| <b>1.2 Objetivo principal .....</b>  | <b>18</b> |
| <b>1.3 Objetivos específicos .....</b>   | <b>19</b> |
| <b>1.4 Plano de Resultados ANEEL sobre o desempenho qualidade do serviço<br/>no segmento de Distribuição .....</b>             | <b>19</b> |
| <b>1.4 Condução do processo das concessões de distribuição .....</b>   | <b>21</b> |
| <b>1.5 Organização do documento .....</b>  | <b>23</b> |
| <b>2 ESTADO DA ARTE .....</b>  | <b>25</b> |
| <b>2.1 Planejamento tradicional.....</b>   | <b>25</b> |
| <b>2.2 Planejamento considerando confiabilidade .....</b>  | <b>33</b> |
| <b>2.3 Visão Global de Planejamento .....</b>  | <b>42</b> |
| <b>3 PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO – VISÃO<br/>PRÁTICA DE UMA DISTRIBUIDORA DE ENERGIA ELÉTRICA.....</b> | <b>45</b> |
| <b>3.1 Introdução.....</b>   | <b>45</b> |
| <b>3.2 Processo de planejamento.....</b>   | <b>46</b> |
| <b>3.3 Cenários e horizonte de planejamento.....</b>   | <b>47</b> |
| <b>3.3.1 Estudos de longo prazo.....</b>   | <b>48</b> |
| <b>3.3.2 Estudos de médio prazo.....</b>   | <b>48</b> |
| <b>3.3.3 Estudos de curto prazo .....</b>  | <b>49</b> |
| <b>3.4 Etapas principais do planejamento .....</b>   | <b>49</b> |
| <b>3.4.1 Preparação dos dados.....</b>   | <b>51</b> |
| <b>3.4.2 Elaboração de diagnóstico e prognóstico do desempenho do sistema<br/>.....</b>  | <b>51</b> |

|           |  |    |
|-----------|--|----|
| 3.4.3     | Formulação das alternativas .....  | 52 |
| 3.4.4.    | Análise técnica e pré-seleção das alternativas .....                       | 52 |
| 3.4.5     | Estudos elétricos .....  | 53 |
| 3.4.6     | Análise econômica e seleção da alternativa.....                            | 54 |
| 3.4.7     | Análise de viabilidade da alternativa selecionada .....                    | 55 |
| 3.4.8     | Conclusões e recomendações.....  | 56 |
| 3.5       | Critérios técnicos e procedimentos para estudos em regime permanente ..... | 56 |
| 3.5.1     | Filosofia dos critérios .....  | 56 |
| 3.5.2     | Estudos de fluxo de potência .....   | 57 |
| 3.5.2.1   | Sistema de Distribuição de Alta Tensão (SDAT) .....                        | 57 |
| 3.5.2.2   | Sistema de Distribuição de Média Tensão (SDMT) .....                       | 58 |
| 3.5.2.3   | Representação das cargas.....  | 59 |
| 3.5.3     | Níveis de tensão .....   | 59 |
| 3.5.3.1   | Sistema de Distribuição de Alta Tensão .....                               | 59 |
| 3.5.3.2   | Sistema de Distribuição de Média Tensão.....                               | 61 |
| 3.5.4     | Níveis de carregamento.....  | 61 |
| 3.5.4.1   | Sistema de Distribuição de Alta Tensão .....                               | 61 |
| 3.5.4.2   | Transformadores de Força.....  | 64 |
| 3.5.4.2.1 | Critérios de planejamento .....  | 64 |
| 3.5.4.2.2 | Limites de carregamento.....   | 66 |
| 3.5.4.3   | Potência firme de subestações de distribuição .....                        | 66 |
| 3.5.4.4   | Sistema de Distribuição de Média Tensão.....                               | 68 |
| 3.5.5     | Fator de potência das cargas e compensação reativa .....                   | 69 |
| 3.5.5.1   | Compensação reativa em Alta Tensão.....                                    | 69 |
| 3.5.5.2   | Compensação reativa em Média Tensão .....                                  | 70 |

|  |            |
|--|------------|
| 3.5.6 Critérios para aplicação de medidas corretivas em planejamento.....                                  | 70         |
| 3.5.7 Critérios para adequação dos arranjos de barramentos de subestação de distribuição.....              | 71         |
| 3.5.8 Critérios para definição do número de alimentadores conectado a uma subestação de distribuição ..... | 72         |
| <b>4 METODOLOGIA .....</b>   | <b>74</b>  |
| 4.1 Introdução.....  | 74         |
| 4.2 Preparação de redes.....   | 75         |
| 4.3 Proposição de soluções e trajetórias.....  | 80         |
| 4.3.1 Soluções e trajetórias .....   | 81         |
| 4.4 Definição de custo de obras .....  | 83         |
| 4.5 Avaliação de trajetórias .....   | 84         |
| 4.6 Priorização de trajetórias .....   | 85         |
| <b>5 RESULTADOS.....</b>   | <b>89</b>  |
| 5.1 Estudo de caso.....  | 89         |
| 5.2 Preparação de redes.....   | 90         |
| 5.2.1 Importação de redes .....  | 90         |
| 5.2.2 Ajuste de demanda .....  | 92         |
| 5.2.3 Taxas de crescimento de mercado.....   | 96         |
| 5.3 Proposição de trajetórias .....  | 99         |
| 5.4 Definição de custo de obras .....  | 101        |
| 5.5 Avaliação de trajetórias .....   | 105        |
| 5.6 Priorização de trajetórias .....   | 109        |
| <b>6 CONCLUSÕES .....</b>  | <b>114</b> |
| <b>7 TRABALHOS FUTUROS.....</b>  | <b>116</b> |
| <b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....</b>   | <b>118</b> |

## 1 INTRODUÇÃO

### 1.1 Considerações iniciais

O planejamento da distribuição do sistema elétrico desempenha um papel crucial na garantia da confiabilidade do fornecimento de energia elétrica para os consumidores, sendo o objetivo principal do planejamento otimizar a operação do sistema, de modo a atender à demanda de forma confiável e eficiente, considerando as características específicas da rede elétrica em estudo, tais como a complexidade e incertezas envolvendo crescimento de demanda, integração de fontes renováveis, modernização de infraestrutura, gestão da qualidade de energia elétrica e redução de perdas (SILVA & SANTOS, 2018). O enfrentamento desses desafios exige estratégias de planejamento robustas e flexíveis para garantir a confiabilidade do sistema (MIRANDA & SÁ, 2020).

A análise da confiabilidade do sistema elétrico envolve a avaliação de diversos parâmetros, como a duração e frequência das interrupções de energia, a sensibilidade da rede a falhas e a disponibilidade de energia em diferentes regiões, permitindo a identificação de áreas críticas e a proposição de medidas corretivas (MIRANDA & SÁ, 2020), (SÁNCHEZ & SARMIENTO, 2019).

Com o objetivo de otimizar seus sistemas, as empresas concessionárias de distribuição de energia elétrica estão constantemente trabalhando para melhorar a seus sistemas, a fim de adequar a qualidade do fornecimento de energia aos padrões regulatórios vigentes. Nesse contexto, o planejamento da expansão dos sistemas desempenha um papel fundamental para conciliar as diretrizes e garantir o fornecimento de energia elétrica para atender à crescente demanda de consumo.

De acordo com o Módulo 2 - Planejamento da Expansão do Sistema de Distribuição dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST), editado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL, 2022), o planejamento da expansão é composto por quatro etapas. A primeira etapa envolve a previsão de demanda, na qual são realizadas estimativas das cargas futuras do sistema. Essa etapa é



fundamental para dimensionar adequadamente os recursos e investimentos necessários.

A segunda etapa consiste na caracterização da carga, por meio de campanhas de medição, o que possibilita a definição dos perfis de carregamento do sistema elétrico. Essas informações são essenciais para realizar os estudos de planejamento, que compõem a terceira etapa. Nesse estágio, são definidas as soluções envolvendo reforços e investimentos no sistema, levando em consideração aspectos como expansão da infraestrutura, melhoria da capacidade de atendimento e modernização tecnológica.

Por fim, na quarta etapa, é elaborado o Plano de Desenvolvimento da Distribuição (PDD), no qual são apresentados os estudos realizados e os planos de obras para o sistema elétrico. Esse plano serve como um documento orientador para as ações de expansão e aprimoramento da rede elétrica, contemplando os investimentos necessários, prazos e metas a serem alcançadas.

A confiabilidade do sistema elétrico de distribuição está intrinsecamente relacionada às alterações implementadas no plano de obras. O processo atual de planejamento utiliza critérios técnicos, como nível de carregamento e tensão, para propor alternativas que compõem o plano de obras. Apesar da qualidade do serviço ser um dos elementos considerados nos critérios técnicos, algumas concessionárias de distribuição abordam a qualidade do serviço de forma simplista e não estruturada.

A concepção de alternativas levando em conta a qualidade do serviço tem se tornado um desafio cada vez mais significativo, uma vez que as distribuidoras enfrentam metas de redução de indicadores estabelecidas pelos órgãos reguladores. Ao mesmo tempo, os consumidores estão cada vez mais sensíveis às interrupções no fornecimento de energia, devido às características de suas cargas e aos seus hábitos de consumo.

Além disso, a eficiência das empresas distribuidoras também é uma preocupação, pois os investimentos são realizados sem uma previsão clara de melhoria na continuidade do fornecimento ou sem uma estimativa precisa dos recursos necessários para alcançar os valores desejados para os indicadores de qualidade de serviço. Atualmente, essas preocupações são ainda mais evidentes devido à

presença de políticas de incentivos e penalidades estabelecidas nas regulamentações de revisão tarifária.

Portanto, é fundamental que as concessionárias de distribuição adotem uma abordagem estruturada e abrangente para considerar a qualidade do serviço em seu planejamento, o que envolve uma análise aprofundada dos indicadores de desempenho, a implementação de estratégias para melhorar a continuidade do fornecimento e uma avaliação precisa dos investimentos necessários. Dessa forma, será possível atender tanto às metas regulatórias quanto às expectativas dos consumidores, garantindo um sistema elétrico de distribuição confiável e de alta qualidade.

Adicionalmente, a aplicação de uma metodologia de planejamento que considere os impactos da confiabilidade, conecta as soluções de expansão e manutenção aos parâmetros de confiabilidade das redes de distribuição, permitindo a avaliação de risco mais precisa em relação ao atendimento dos indicadores de qualidade de serviço, levando em consideração a diversidade de obras existentes, garantindo uma estrutura sólida para a tomada de decisões em relação às prioridades de investimento, considerando o impacto direto na qualidade do serviço oferecido aos consumidores.

## **1.2 Objetivo principal**

A presente dissertação tem como objetivo principal elaborar uma metodologia que permita a proposição e seleção de soluções de planejamento da expansão e manutenção no sistema de distribuição de energia elétrica levando em consideração o impacto da confiabilidade, além dos aspectos tradicionalmente avaliados durante o planejamento que consistem em critérios técnicos e custos. Por meio dessa abordagem, será possível analisar de forma mais eficiente o planejamento, determinando quais obras de expansão e manutenção são necessárias para melhorar a confiabilidade do sistema de distribuição.

O desenvolvimento desse modelo de confiabilidade contribuirá para o avanço do conhecimento na área de planejamento do sistema de distribuição de energia elétrica,

possibilitando melhorias significativas na eficiência e na confiabilidade das redes de distribuição.

### **1.3 Objetivos específicos**

Os objetivos específicos desta dissertação incluem a realização de uma revisão bibliográfica abrangente no contexto do planejamento da distribuição de energia elétrica, com ênfase na análise das abordagens de confiabilidade adotadas em modelos já existentes. Ademais, o estudo visa o desenvolvimento da metodologia aplicada no Projeto de Pesquisa e Desenvolvimento Tecnológico intitulado “SIMPLEX-MP – Algoritmo Multiobjetivo Aplicado a Sistemas para Integração da Manutenção, Expansão, Redução de Perdas e Serviços Baseados na Confiabilidade da Rede de Distribuição”, particularmente no que se refere à expansão, desenvolvido pela EDP.

No âmbito do Projeto de Pesquisa e Desenvolvimento Tecnológico essa metodologia foi materializada através do módulo SIMPLEX-Expansão, desenvolvida na plataforma de cálculos elétricos SinapGrid, disponibilizada pela empresa Sinapsis.

Adicionalmente, pretende-se aplicar essa metodologia desenvolvida a conjuntos de dados reais fornecidos pela EDP São Paulo através do SIMPLEX-Expansão, com o propósito de demonstrar a relevância e a aplicabilidade prática do modelo proposto.

### **1.4 Plano de Resultados ANEEL sobre o desempenho qualidade do serviço no segmento de Distribuição**

O Plano de Resultados é um instrumento aplicado às concessionárias de distribuição de energia elétrica para estabelecer metas e indicadores de desempenho relacionados à qualidade do serviço prestado aos consumidores, sendo essa uma ferramenta regulatória que visa monitorar e controlar a qualidade da distribuição de energia elétrica.

Esse mecanismo vem sendo aplicado pela ANEEL para estabelecer obrigações e compromissos regulatórios das concessionárias de distribuição em relação ao atendimento de indicadores de qualidade de serviço, no aspecto de continuidade do fornecimento de energia, o que inclui frequência e duração das interrupções. De acordo com a Seção 8.2 do Módulo 8 – Qualidade do Fornecimento de Energia Elétrica dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST), editado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL, 2022), por meio dos indicadores de continuidade de serviço a ANEEL pode avaliar a qualidade dos serviços prestados pelas distribuidoras.

As metas e os indicadores do Plano de Resultados são definidos com base em nos limites regulatórios estabelecidos por conjunto de consumidores em relação à qualidade do fornecimento de energia elétrica. Assim, as concessionárias devem realizar medições e monitoramentos periódicos para verificar o cumprimento das metas estabelecidas, e os resultados são reportados à ANEEL.

Uma vez que as concessionárias podem receber incentivos financeiros caso superem as metas estabelecidas, bem como serem penalizadas em caso de descumprimento, o Plano de Resultados possui caráter incentivador e punitivo. Essa abordagem tem como objetivo promover a melhoria contínua da qualidade do serviço prestado pelas concessionárias, buscando atender às necessidades e expectativas dos consumidores.

Portanto, o Plano de Resultados de qualidade do serviço desempenha um papel fundamental na regulação e no monitoramento da confiabilidade da distribuição de energia elétrica, incentivando as concessionárias a aprimorarem seus processos e investimentos para garantir um serviço confiável e de alta qualidade para os consumidores. Além disso materializa a preocupação latente da ANEEL com relação a confiabilidade do sistema de distribuição de energia elétrica.

O modelo de confiabilidade proposto nesta dissertação apresenta uma sinergia significativa com os Planos de Resultados de qualidade do serviço. Ele permite o planejamento e a seleção de obras que visam atingir os indicadores regulatórios estabelecidos, garantindo a aplicação eficaz dos recursos disponíveis.

Ao considerar os Planos de Resultados de qualidade do serviço como referência, o modelo de confiabilidade se torna uma ferramenta poderosa para as concessionárias de distribuição de energia elétrica, permitindo que elas identifiquem as necessidades específicas de obras e investimentos para alcançar as metas estabelecidas nos planos regulatórios. Além de auxiliar na priorização e no dimensionamento das obras necessárias, levando em consideração não apenas aspectos técnicos e operacionais, mas também as restrições orçamentárias e os impactos na qualidade do serviço prestado.

A integração entre o modelo de confiabilidade proposto e os Planos de Resultados de Qualidade do Serviço proporciona uma abordagem ampla e alinhada com as exigências regulatórias. Isso permite que as concessionárias planejem suas ações de forma estratégica, buscando alcançar os objetivos estabelecidos pelos órgãos reguladores, ao mesmo tempo em que garantem a eficácia e a eficiência na utilização dos recursos disponíveis.

#### **1.4 Condução do processo das concessões de distribuição**

Em 22 de julho de 2023, o Ministério de Minas e Energia abriu a Consulta Pública 152/2023 (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA - MME, 2023), com o objetivo de receber contribuições da sociedade a respeito das diretrizes que irão orientar o processo de prorrogação de concessões de distribuição. Esse tratamento abrangerá 20 distribuidoras com concessões expiram entre 2025 e 2031.

Dentre os pontos discutidos na Nota Técnica nº 14/2023/SAER/SE (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA - MME, 2023), estão as diretrizes para a elaboração do novo contrato. O objetivo desse novo contrato é ajustar o papel das distribuidoras no setor elétrico, buscando aprimorar as métricas de avaliação da qualidade do serviço, em que uma das medidas propostas é a inclusão de aspectos de dispersão entre conjuntos elétricos, visando promover uma maior homogeneidade dos indicadores de desempenho ao longo da concessão.

Essas diretrizes têm o intuito de estabelecer uma regulação mais eficaz e equitativa para as distribuidoras de energia elétrica, além de que, ao introduzir critérios que levam em consideração a dispersão dos indicadores entre os conjuntos elétricos, busca-se incentivar uma melhoria consistente e homogênea na qualidade do serviço prestado pelas concessionárias ao longo do período de concessão.

Essa abordagem visa aprimorar a experiência dos consumidores, garantindo que todos os conjuntos elétricos dentro da área de concessão recebam um nível de serviço adequado. Além disso, busca-se promover uma maior eficiência e competitividade no setor elétrico, incentivando as distribuidoras a implementarem ações que reduzam a variabilidade dos indicadores de qualidade do serviço.

A preocupação do poder concedente em regulamentar aspectos de qualidade do serviço por meio de aprimoramentos nos termos do novo contrato de concessão reforça a necessidade de as concessionárias de distribuição de energia elétrica aplicarem métodos de planejamento que levem em consideração o desempenho da confiabilidade do sistema. O modelo apresentado nesta dissertação é uma abordagem relevante nesse contexto. O papel das distribuidoras está cada vez mais voltado para o fornecimento contínuo de energia ao consumidor final, enfatizando a importância da confiabilidade do serviço.

Dessa forma, a abertura da Consulta Pública pelo Ministério de Minas e Energia tem o objetivo de coletar contribuições da sociedade para estabelecer diretrizes que irão orientar a prorrogação das concessões de distribuição. A inclusão de aspectos de dispersão entre conjuntos elétricos nas métricas de avaliação da qualidade do serviço é uma das medidas propostas para promover uma maior homogeneidade dos indicadores ao longo da concessão, buscando uma regulação mais equitativa e eficiente. Essa abordagem é alinhada com o objetivo de garantir a confiabilidade do sistema de distribuição de energia elétrica.

Portanto, a combinação dos esforços regulatórios em relação à qualidade do serviço e a utilização de modelos como o proposto nesta dissertação reforçam a importância do planejamento adequado por parte das concessionárias. O foco na confiabilidade do sistema elétrico de distribuição é fundamental para garantir um serviço contínuo e de qualidade aos consumidores finais.

## 1.5 Organização do documento

O presente Capítulo introduziu o problema que será abordado nesta dissertação, destacando as motivações para o seu desenvolvimento e o objetivo final a ser alcançado.

No Capítulo 2, será realizada uma pesquisa bibliográfica abrangente sobre o tema do planejamento da distribuição de energia elétrica. Serão apresentados os resultados mais recentes estudados, divididos em abordagens tradicionais de planejamento e considerando aspectos de confiabilidade.

No Capítulo 3, será apresentada uma visão prática do processo de planejamento da distribuição em uma empresa distribuidora de energia elétrica. Serão discutidos os desafios enfrentados e os aspectos relevantes desse processo.

No Capítulo 4, serão apresentadas as bases metodológicas utilizadas nesta dissertação. Será dada ênfase à formulação do problema de planejamento da expansão, incluindo a proposição de trajetórias, a definição de custos e a avaliação das trajetórias. Além disso, será apresentado o método de otimização das trajetórias, baseado em um Índice de Mérito formulado a partir do desempenho das alternativas, considerando critérios técnicos e de confiabilidade.

No Capítulo 5, será realizada a aplicação da metodologia desenvolvida por meio de um estudo de caso. Serão utilizadas redes reais de distribuição para demonstrar a eficácia e a aplicabilidade da abordagem proposta.

No Capítulo 6, serão apresentadas as conclusões do trabalho, destacando os principais resultados obtidos, e as contribuições da dissertação para o tema de planejamento de sistemas de distribuição de energia elétrica em que a confiabilidade é abordada em complemento ao método tradicional.

Por fim, no Capítulo 7, são apresentadas as possíveis direções para pesquisas futuras nessa área, o que reforça a relevância do tema abordado nessa dissertação.

A organização dos capítulos permite uma abordagem progressiva do tema, partindo da contextualização e fundamentação teórica até a aplicação prática e a síntese das conclusões.



## **2 ESTADO DA ARTE**

O capítulo apresenta uma revisão dos trabalhos mais relevantes sobre planejamento da expansão do sistema de distribuição de energia elétrica. Esses trabalhos são classificados em duas abordagens: (i) planejamento tradicional, que leva em conta um sistema radial e não considera aspectos de confiabilidade, e (ii) planejamento que considera a topologia malhada da rede de distribuição, permitindo o planejamento para contingências na rede, como faltas ou manutenções programadas.

A eficiência operacional dos sistemas de distribuição de energia elétrica é importante para atender aos requisitos regulatórios e econômicos. Portanto, a otimização do planejamento da expansão é fundamental para garantir o plano ótimo a longo prazo. A eficiência das decisões adotadas depende da visão adotada no processo, das premissas e dos dados usados para formular as alternativas e, posteriormente, otimizá-las.

### **2.1 Planejamento tradicional**

Os trabalhos mais recentes sobre o planejamento da distribuição buscam resolver o problema de otimização considerando o regime normal de operação, observando critérios técnicos, tais como, níveis de tensão das barras, carregamento dos trechos e perdas, para a seleção das alternativas. Além disso, essa abordagem tradicional vem sendo bastante aplicada para avaliar a capacidade de expansão dos sistemas incorporando o impacto de inclusão de geração distribuída, armazenadores de energia e veículos elétricos, que são elementos modernos e atuais, em uma filosofia de planejamento tradicional.

Em (MELGAR-DOMINGUEZ, SALAS, & MANTOVANI, 2021), é apresentada uma técnica de redução de sistema voltada para o planejamento de curto prazo em sistemas de distribuição de energia elétrica, possibilitando a redução da complexidade do sistema original, mantendo suas características importantes, permitindo a otimização do planejamento de curto prazo, através de componentes principais para

identificar as variáveis mais relevantes e, mantendo sua representatividade. Os resultados experimentais demonstram que a técnica proposta é capaz de reduzir significativamente o tempo de processamento mantendo a qualidade das soluções obtidas para horizonte de planejamento de curto prazo do sistema de distribuição de energia elétrica.

Em (HUANG, et al., 2020), é proposto um modelo de otimização da capacidade de um sistema de distribuição de média tensão, incorporando sistemas de armazenamento de energia móvel, além de incertezas nas demandas e na geração de energia renovável e maximização da capacidade da rede sem a necessidade de expandi-la. O modelo também considera a mobilidade dos sistemas de armazenamento de energia, permitindo que eles sejam alocados estrategicamente para atender às demandas em diferentes pontos da rede. Os resultados apresentados demonstram que o modelo proposto é capaz de reduzir os custos de investimento em expansão da rede e melhorar a eficiência da rede de distribuição de energia elétrica.

Em (CARVALLO, TANEJA, CALLAWAY, & KAMMEN, 2019), é apresentada discussão sobre o impacto das fontes de energia distribuídas na concepção, planejamento e operação do sistema de energia elétrica, apresentando o modelo GAP (*Generator, Aggregate, Plant*) para analisar a integração de fontes de energia distribuídas em um sistema de energia elétrica e seus reflexos nas decisões de planejamento e operação do sistema. O modelo toma como base diversos insumos, como o custo do combustível, emissões de gases de efeito estufa e requisitos de confiabilidade e intermitência, para otimizar a alocação de recursos e garantir a segurança e a confiabilidade do sistema. Resultados obtidos demonstram que a integração de fontes de energia distribuídas pode melhorar a confiabilidade e reduzir os custos do sistema de energia elétrica.

Em (JAMES, TYRONE, HERBERT, MARK, & SHERVIN, 2018), é proposto um modelo de otimização espacial para o planejamento de redes de distribuição de energia elétrica em áreas com baixa densidade populacional. O modelo considera os custos de construção e operação das linhas de transmissão, subestações e outros equipamentos, bem como as limitações geográficas e regulatórias da área em questão. O modelo tem como objetivo minimizar o custo total do sistema, garantindo que todas as áreas tenham acesso confiável à energia elétrica. Os resultados

experimentais demonstram que o modelo proposto é capaz de reduzir significativamente os custos de construção e operação das redes de distribuição de energia elétrica em áreas de baixa densidade populacional, tornando a energia elétrica mais acessível a um maior número de pessoas.

Em (MUÑOZ-DELGADO, CONTRERAS, ARROYO, NIETA, & GIBESCU, 2021), é apresentado um modelo de planejamento integrado de expansão do sistema de transmissão e distribuição de energia elétrica sob incerteza, considerando custos de construção e operação de todos os equipamentos, bem como a incerteza relacionada à demanda futura e à disponibilidade de recursos energéticos renováveis. O objetivo do modelo é minimizar os custos totais do sistema, garantindo que a rede de energia elétrica seja capaz de atender à demanda futura de forma confiável e econômica. O teste do modelo é realizado através de um estudo de caso baseado em dados reais, e os resultados mostram que ele é capaz de gerar soluções robustas e eficientes, mesmo sob condições de incerteza e variação da demanda futura. O modelo proposto pode ser útil para os tomadores de decisão no planejamento da expansão do sistema de energia elétrica, especialmente em um contexto de transição energética para fontes renováveis.

Em (BENITEZ & BARAN, 2020), é apresentado um método para planejamento de operação e expansão do sistema de distribuição de energia elétrica baseado na reconfiguração da rede, em que alterações topológicas da rede são consideradas no processo de otimização da operação e maximizar a utilização dos recursos existentes, evitando a necessidade de investimentos em novos equipamentos ou linhas de transmissão. O modelo é testado em um estudo de caso, e os resultados demonstram que a reconfiguração da rede pode gerar uma economia significativa em relação ao investimento em novos equipamentos. O método pode ser útil para os operadores e planejadores do sistema de distribuição de energia elétrica na tomada de decisão, garantindo a eficiência na operação da rede de distribuição.

Em (RESCH, BÜHLER, SCHACHLER, & SUMPER, 2021), é apresentada uma avaliação técnico-econômica de opções de flexibilidade com relação a expansão da rede no contexto de sistemas de distribuição de energia elétrica, são consideradas diferentes opções de flexibilidade, como o uso de baterias de armazenamento de energia, geradores a diesel e sistemas de controle de demanda, e compara essas

opções com a expansão da rede elétrica. O objetivo é determinar a opção mais econômica para atender às necessidades futuras de energia elétrica. O estudo utiliza dados de uma rede de distribuição real e aplica um modelo de simulação para avaliar o desempenho das diferentes opções. Os resultados mostram que a utilização de baterias de armazenamento de energia é a opção mais econômica em comparação com outras opções de flexibilidade e expansão da rede. O estudo destaca a importância de considerar opções de flexibilidade para atender às necessidades futuras de energia elétrica de forma mais econômica e sustentável.

A aplicação de metodologias em sistemas e redes reais oferece vantagens para a experimentação realizada através de redes teóricas, que estas embora ofereçam um ambiente controlado e previsível para os testes, não capturam a complexidade e as nuances do mundo real. Ao testar as metodologias em redes reais, conforme realizado em (MELGAR-DOMINGUEZ, SALAS, & MANTOVANI, 2021), (HUANG, et al., 2020), (CARVALLO, TANEJA, CALLAWAY, & KAMMEN, 2019), (JAMES, TYRONE, HERBERT, MARK, & SHERVIN, 2018), (MUÑOZ-DELGADO, CONTRERAS, ARROYO, NIETA, & GIBESCU, 2021), (BENITEZ & BARAN, 2020) e (RESCH, BÜHLER, SCHACHLER, & SUMPER, 2021), a escalabilidade e o desempenho das soluções em condições reais são testados, permitindo identificar possíveis gargalos e limitações que podem não ser evidentes em redes teóricas, além de permitir o aperfeiçoamento metodológico e desenvolver soluções mais eficientes.

Em (GHOLIZADEH-ROSHANAGH, ZARE, & MARZBAND, 2020), é apresentado um método de otimização multiobjetivo *a posteriori* para planejamento de expansão da rede de distribuição de energia elétrica. O método utiliza um modelo matemático baseado em Programação Linear Inteira Mista (MILP) para o planejamento da expansão da rede, considerando múltiplos objetivos, como custos de investimento, confiabilidade do sistema e perdas de energia. Após a obtenção da solução inicial do problema de otimização, o método proposto utiliza uma técnica de pós-processamento para gerar soluções alternativas, permitindo que o tomador de decisão avalie diferentes *trade-offs* entre os objetivos. O método é aplicado em um estudo de caso em uma rede de distribuição de energia elétrica real, demonstrando sua eficácia na geração de soluções de alta qualidade para o problema de planejamento de expansão da rede. O método pode ser útil para os planejadores e tomadores de decisão do setor

elétrico nas escolhas mais eficientes e confiáveis em relação à expansão da rede de distribuição de energia elétrica.

Em (WU, et al., 2020), o artigo apresenta um modelo de planejamento de expansão de sistemas de distribuição de energia elétrica híbridos *AC/DC* sob incerteza de longo prazo, considerando investimentos flexíveis. O modelo proposto utiliza um algoritmo genético para encontrar a melhor configuração do sistema de distribuição, considerando diferentes fontes de incerteza, como variações de carga, mudanças no ambiente regulatório e tecnológico. Além disso, o modelo propõe um mecanismo de investimento flexível que permite que o planejamento seja atualizado ao longo do tempo, de forma a adaptar-se a novas informações e mudanças no ambiente externo. O estudo de caso aplicado demonstra que o modelo proposto pode gerar soluções de alta qualidade para o problema de planejamento de expansão de sistemas de distribuição de energia elétrica híbridos *AC/DC*, permitindo que as empresas do setor elétrico tomem decisões mais eficientes e confiáveis.

Em (MOZAFFAR, ABYANEH, JOOSHAK, & MOEINI-AGHTAIE, 2020), é apresentado um estudo sobre o planejamento conjunto da expansão de estacionamentos para veículos elétricos e da rede de distribuição de energia elétrica. O objetivo é encontrar a melhor localização e porte dos estacionamentos, considerando a carga de energia que eles podem gerar e consumir, e sua influência na rede elétrica. O estudo propõe um modelo de programação linear inteira mista que considera as incertezas no aumento da demanda por veículos elétricos e na capacidade de geração de energia renovável. Os resultados mostram que a colocação estratégica dos estacionamentos pode melhorar a eficiência da rede e reduzir o custo de expansão, além de incentivar o uso de veículos elétricos.

Em (POURAHMADI, KAZEMPOUR, ORDOUDIS, PINSON, & HOSSEINI, 2020), é apresentado um modelo de planejamento de expansão de geração de energia elétrica que considera incertezas na demanda e na capacidade de geração de energia renovável. O modelo utiliza um enfoque de otimização robusta, que minimiza o custo esperado do investimento de expansão sujeito a restrições de confiabilidade e incertezas na distribuição de probabilidade dos parâmetros. É proposto um algoritmo de otimização que utiliza uma abordagem de programação não linear sucessiva para resolver o modelo. Os resultados mostram que o modelo de otimização proposto é

capaz de gerar soluções de alta qualidade para o problema de planejamento de expansão de geração de energia elétrica sob incertezas, garantindo a confiabilidade do sistema elétrico e reduzindo os custos de investimento em expansão.

Em (YANG, et al., 2021), é proposto um modelo de planejamento de expansão integrado do sistema de resfriamento e energia elétrica em redes de distribuição de baixa latitude. O modelo considera a possibilidade de colaboração entre os consumidores na implantação de sistemas de geração distribuída e armazenamento de energia para reduzir os custos e melhorar a eficiência energética. Além disso, a incerteza do mercado de energia elétrica é levada em consideração por meio de uma abordagem de otimização estocástica. Os resultados mostram que a colaboração entre os consumidores pode reduzir significativamente os custos de investimento e operação do sistema, além de aumentar a penetração de energia renovável. O estudo destaca a importância do planejamento integrado do sistema de resfriamento e energia elétrica, bem como a colaboração entre os consumidores e a consideração da incerteza do mercado de energia elétrica para um planejamento mais eficiente e sustentável do sistema de distribuição.

Em (LIMA, FRANCO, LEZAMA, & SOARES, 2022), é apresentado um método especializado de planejamento de expansão de sistemas de distribuição de energia de longo prazo com a integração de recursos de energia distribuída (tecnologias de geração e armazenamento de energia elétrica), a fim de reduzir os custos de investimento e operação dos sistemas elétricos. O método proposto leva em consideração a incerteza dos recursos energéticos distribuídos e das cargas de energia elétrica, bem como a alocação otimizada de recursos de energia distribuída em diferentes pontos da rede elétrica. O método foi aplicado em um estudo de caso que envolve uma rede elétrica de baixa tensão, os resultados mostraram que o método proposto pode levar a uma redução significativa dos custos de investimento e operação em comparação com o planejamento tradicional de expansão de sistemas de distribuição de energia. Além disso, o método pode ajudar a aumentar a penetração de recursos de energia distribuída na rede elétrica, melhorar a eficiência energética e reduzir as emissões de gases de efeito estufa.

Em (KABIRIFAR, FOTUHI-FIRUZABAD, MOEINI-AGHTAIE, POURGHADERI, & DEHGHANIAN, 2022), é proposto um novo método para o planejamento de expansão

em redes de distribuição de energia elétrica, que consiste em modelo de programação matemática em dois níveis, onde o primeiro nível é responsável por determinar a capacidade ótima dos componentes da rede de distribuição, enquanto o segundo nível é responsável por determinar o comportamento do mercado, considerando as restrições impostas pelo primeiro nível. O modelo é formulado para otimizar o investimento em novos equipamentos de distribuição e a alocação de recursos em diferentes períodos, levando em consideração as incertezas do mercado e as restrições operacionais do sistema. Os resultados da aplicação do modelo proposto mostram a eficiência do método em garantir o atendimento da demanda de energia elétrica e a redução de custos para a concessionária.

Em (EHSAN & YANG, Active Distribution System Reinforcement Planning With EV Charging Stations—Part I: Uncertainty Modeling and Problem Formulation, 2020), é apresentado um estudo sobre o planejamento de reforço do sistema de distribuição de energia elétrica com estações de carregamento de veículos elétricos. Os autores propõem um modelo de planejamento de dois níveis, que considera a incerteza na demanda de carga dos veículos elétricos e a alocação de investimento em capacidade do sistema de distribuição. No nível superior, o objetivo é minimizar o custo de investimento e operação do sistema, enquanto no nível inferior, é maximizar a satisfação dos usuários de veículos elétricos com a disponibilidade de estações de carregamento. Os resultados mostram que o modelo proposto pode melhorar significativamente a capacidade do sistema de distribuição e reduzir o custo total de investimento e operação.

Em (MUNOZ-DELGADO, CONTRERAS, & ARROYO, Distribution System Expansion Planning Considering Non-Utility-Owned DG and an Independent Distribution System Operator, 2019), é abordado o planejamento de expansão do sistema de distribuição considerando a participação de geradores distribuídos não pertencentes à empresa distribuidora e a atuação de um operador independente do sistema de distribuição. O estudo propõe um modelo de otimização que considera a maximização da eficiência do sistema, a minimização dos custos de expansão e operação e a garantia da confiabilidade do sistema elétrico. O modelo é aplicado em um sistema de distribuição de energia elétrica real e os resultados mostram que a inclusão de geradores distribuídos não pertencentes à distribuidora, além da atuação de um operador independente, pode trazer benefícios ao sistema elétrico, tais como redução dos

custos de expansão e operação e melhoria na confiabilidade do sistema. O estudo destaca ainda a importância de políticas regulatórias para incentivar a participação de geradores distribuídos e a atuação de operadores independentes no setor elétrico.

Em (HOME-ORTIZ, POURAKBARI-KASMAEI, LEHTONEN, & MANTOVANI, 2020), o artigo propõe um modelo de otimização para o planejamento da expansão de sistemas de distribuição de energia elétrica. O modelo considera a alocação de capacidade de transformação e reconstrução de linhas de distribuição, bem como a alocação de geração distribuída para minimizar o custo total de expansão e operação do sistema. O modelo é formulado como um problema de programação inteira mista com restrições de conicidade e resolvido com uma abordagem matheurística. Os resultados da aplicação do modelo em um sistema de distribuição real mostraram que o modelo proposto pode levar a soluções ótimas com uma redução significativa nos custos de expansão e operação do sistema em comparação com a abordagem convencional de planejamento.

Os trabalhos (GHOLIZADEH-ROSHANAGH, ZARE, & MARZBAND, 2020), (WU, et al., 2020), (MOZAFFAR, ABYANEH, JOOSHAK, & MOEINI-AGHTAIE, 2020), (POURAHMADI, KAZEMPOUR, ORDOUDIS, PINSON, & HOSSEINI, 2020), (YANG, et al., 2021), (LIMA, FRANCO, LEZAMA, & SOARES, 2022), (KABIRIFAR, FOTUHI-FIRUZABAD, MOEINI-AGHTAIE, POURGHADERI, & DEHGHANIAN, 2022), (EHSAN & YANG, Active Distribution System Reinforcement Planning With EV Charging Stations—Part I: Uncertainty Modeling and Problem Formulation, 2020), (MUNOZ-DELGADO, CONTRERAS, & ARROYO, Distribution System Expansion Planning Considering Non-Utility-Owned DG and an Independent Distribution System Operator, 2019) e (HOME-ORTIZ, POURAKBARI-KASMAEI, LEHTONEN, & MANTOVANI, 2020), abordam a aplicação das metodologias propostas através de sistemas teóricos, possibilitando o controle dos parâmetros e variáveis do sistema. A simplicidade das redes teóricas facilita a análise e compreensão dos resultados, uma vez que os elementos exógenos são isolados, entretanto é importante destacar que a complexidade dos sistemas reais pode limitar a aplicabilidade das metodologias. Complementarmente, os modelos podem ser aplicados à sistemas reais para validar a eficácia, e eventualmente serem aprimorados.



## 2.2 Planejamento considerando confiabilidade

O serviço de distribuição de energia elétrica pode ser avaliado por meio de índices associados a continuidade do fornecimento, devido ao impacto direto na operação das cargas atendidas pelo sistema de distribuição e reflexos na relação entre a concessionária, consumidores e investidores. A confiabilidade do sistema de distribuição deve ser obtida através de investimentos, onde os recursos disponíveis são limitados e existem diversos investimentos que concorrem entre si pelo mesmo recurso, atualmente esse tema vem ganhando notoriedade no âmbito regulatório, onde os limites impostos estão cada vez mais arrojados, além de ter sido tema de fiscalizações instauradas pelo órgão regulador, que culminaram na aplicação de penalidades às concessionárias de distribuição de energia.

Alguns dos trabalhos analisados nas seções anteriores somente consideram o problema de planejamento da expansão do sistema de distribuição para obter a topologia de rede otimizada em condição normal de operação, e nesta seção serão analisados trabalhos que avaliam cenários de contingenciamento do sistema de distribuição, possibilitando a avaliação da confiabilidade e conseqüentemente a otimização desse parâmetro.

Em (BESSANI, et al., 2019), é proposta abordagem probabilística para avaliar a resiliência dos sistemas de distribuição de energia elétrica em condições climáticas extremas, considerando a incerteza na previsão do clima e na operação do sistema. O método proposto é aplicado a um estudo de caso de uma rede de distribuição de energia elétrica nos Estados Unidos, e os resultados mostram que a abordagem probabilística é capaz de fornecer informações valiosas para a tomada de decisão em relação à melhoria da resiliência do sistema diante de eventos climáticos extremos.

Em (SILVA, ABAIDE, & KNAK NETO, 2018), é proposto um índice obtido através de múltiplas variáveis a fim de diagnosticar problemas em sistemas de distribuição de energia elétrica. O índice considera múltiplos parâmetros, como tensão, corrente e carga, para avaliar a condição da rede de distribuição. A metodologia é aplicada em um estudo de caso em uma rede de distribuição de energia elétrica no Brasil, e os resultados mostram que o índice proposto pode ser uma ferramenta útil para identificar

falhas no sistema e auxiliar na tomada de decisão para a manutenção e melhoria da rede de distribuição de energia elétrica.

Em (MAJIDI-QADIKOLAI & BALDICK, 2016), é apresentada uma abordagem para integrar a análise de contingência N-1 com o planejamento sistemático de expansão de capacidade de transmissão em sistemas de energia elétrica. A metodologia é aplicada em um estudo de caso na rede elétrica do ERCOT, no Texas, Estados Unidos, e os resultados mostram que a abordagem proposta é capaz de identificar as restrições de transmissão críticas e fornecer soluções para melhorar a resiliência da rede elétrica diante de falhas de contingência N-1. Além disso, a abordagem também é capaz de auxiliar na tomada de decisão em relação à expansão da capacidade de transmissão e na alocação eficiente de recursos para garantir a confiabilidade do sistema.

Em (MAZHARI, MONSEF, & ROMERO, 2016), é proposto um método para o planejamento de expansão de sistemas de distribuição de energia elétrica, levando em consideração as preferências dos clientes em relação à confiabilidade do serviço. O objetivo é encontrar um equilíbrio entre os custos de expansão e os benefícios percebidos pelos clientes, considerando diferentes objetivos, como a minimização dos custos de investimento e a maximização da confiabilidade do sistema. O método proposto utiliza algoritmos de otimização multiobjetivo para encontrar soluções eficientes, permitindo que os planejadores considerem as preferências dos clientes durante o processo de tomada de decisão.

No que diz respeito à confiabilidade de sistemas de distribuição de energia elétrica, a utilização de sistemas reais se torna especialmente interessante para avaliar a metodologia proposta. Isso se deve ao fato de envolver a incerteza de diversas variáveis no processo, bem como toda a complexidade inerente a uma rede real. Ao testar a metodologia em sistemas reais, é possível obter uma visão mais precisa e abrangente do seu desempenho diante das condições e desafios reais encontrados no ambiente de distribuição de energia elétrica. Essa abordagem é utilizada em (BESSANI, et al., 2019), (SILVA, ABAIDE, & KNAK NETO, 2018), (MAJIDI-QADIKOLAI & BALDICK, 2016) e (MAZHARI, MONSEF, & ROMERO, 2016).

Em (ZHOU, SHENG, LIU, & MA, 2020), é proposto um método para o planejamento de expansão eficiente de redes de distribuição elétrica. O método leva em consideração o índice de saúde do sistema e inclui soluções alternativas além da ampliação da rede, como a instalação de geração distribuída. O objetivo é encontrar a melhor estratégia de expansão que leve em conta não apenas os custos, mas também a confiabilidade e a integridade do sistema. O estudo demonstra que essa abordagem pode ajudar os planejadores a tomar decisões mais informadas e eficientes, considerando vários critérios e considerando opções além da expansão tradicional da rede elétrica.

Em (LI, WU, XUE TAI, & ZHANG, 2021), é proposto um modelo de planejamento de expansão para redes de distribuição em malha, levando em consideração a confiabilidade do sistema. O objetivo é encontrar a melhor estratégia de expansão que maximize a confiabilidade do sistema, considerando restrições técnicas e financeiras. O modelo proposto incorpora elementos como a topologia da rede, as capacidades dos componentes e as probabilidades de falha, permitindo aos planejadores tomar decisões informadas sobre a expansão da rede. Os resultados mostram que o modelo pode ajudar na identificação de soluções eficientes que equilibram a confiabilidade do sistema com os custos de expansão, contribuindo para o planejamento otimizado de redes de distribuição em malha.

Em (DEHGHAN, AMJADY, & CONEJO, 2016), é abordado o planejamento robusto de expansão de sistemas de energia elétrica, levando em consideração a confiabilidade do sistema diante de incertezas. O objetivo é encontrar uma estratégia de expansão que seja capaz de lidar com possíveis perturbações e incertezas, mantendo a confiabilidade do sistema em níveis aceitáveis. O estudo propõe um modelo que considera diferentes cenários de incerteza e utiliza técnicas de otimização robusta para encontrar soluções que sejam resilientes e capazes de atender aos requisitos de confiabilidade. Os resultados demonstram que o modelo proposto pode ajudar os planejadores a tomar decisões mais robustas e informadas para o planejamento de expansão de sistemas de energia, considerando as incertezas e os desafios da confiabilidade.

Em (MILAD, FOTUHI-FIRUZABAD, MOEINI-AGHTAIE, NILOOFAR POURGHADERI, & SHAHIDEHPOUR, 2022), são apresentados estudos de planejamento de expansão

de redes de distribuição, com foco na confiabilidade do sistema. O objetivo é desenvolver um método que leve em consideração a interação entre múltiplos agentes, como consumidores e produtores de energia, para otimizar a expansão da rede, levando em conta a confiabilidade. O estudo propõe um modelo baseado em confiabilidade, que considera diferentes cenários e utiliza técnicas de otimização multiagente para encontrar soluções eficientes. Os resultados demonstram que o método proposto pode auxiliar na tomada de decisões mais informadas e colaborativas para o planejamento de expansão de redes de distribuição, melhorando a confiabilidade do sistema.

Em (MUNOZ-DELGADO, CONTRERAS, & ARROYO, *Distribution Network Expansion Planning With an Explicit Formulation for Reliability Assessment*, 2018), é abordada a questão do planejamento de expansão de redes de distribuição, com ênfase na avaliação da confiabilidade, desenvolvendo uma formulação explícita que leva em consideração fatores como a probabilidade de falhas em equipamentos, duração de interrupções, demanda de carga e configurações do sistema. Ao incorporar esses fatores no processo de planejamento as decisões tomadas tendem a garantir um fornecimento confiável e eficiente de eletricidade ou outros serviços.

Em (JOOSHAKI & al., 2019), é proposto um modelo de programação linear inteira mista (MILP) para incorporar índices de confiabilidade no planejamento de expansão do sistema de distribuição, otimizando a expansão da rede não apenas através de fatores econômicos, mas também pela confiabilidade do sistema. O modelo proposto leva em consideração variáveis como custos de investimento, custos operacionais, falhas de equipamentos, duração de interrupções e índices de confiabilidade desejados. Ao resolver o modelo MILP, é possível obter uma estratégia de expansão que maximize a confiabilidade do sistema, levando em conta as restrições e objetivos específicos do planejamento.

Em (LIN, HU, & SONG, 2019), é proposto um método para planejamento de expansão de redes de distribuição levando em consideração o critério N-1. O critério N-1 se refere à capacidade de uma rede de lidar com a falha de qualquer um dos seus componentes, garantindo assim a continuidade do fornecimento de energia. O objetivo do artigo é desenvolver um modelo que otimize a expansão da rede, considerando a capacidade de manter a operação normal mesmo em caso de falha em um

componente. Neste modelo são incorporadas restrições relacionadas à capacidade, confiabilidade e custos, buscando encontrar uma solução que maximize a segurança e confiabilidade do sistema de distribuição, garantindo a continuidade do fornecimento de energia em caso de falhas.

Em (JOOSHAKI, ABBASPOUR, FOTUHI-FIRUZABAD, MOEINI-AGHTAIE, & LEHTONEN, 2019), é proposto um modelo de programação linear inteira mista (MILP) para o planejamento de expansão do sistema de distribuição de eletricidade levando em consideração as regulamentações de confiabilidade e incentivos, desta forma a expansão da rede é otimizada através de fatores regulamentares, além dos econômicos e técnicos tradicionais, desta forma os incentivos e recompensas pela melhoria da confiabilidade do sistema também são levados em consideração. O modelo proposto incorpora variáveis relacionadas aos custos de investimento, custos operacionais, falhas de equipamentos, duração de interrupções e incentivos regulatórios. Ao resolver o modelo MILP, é possível obter uma estratégia de expansão que maximize tanto a confiabilidade do sistema quanto os benefícios financeiros obtidos por cumprir as regulamentações de confiabilidade estabelecidas pelas autoridades reguladoras.

Em (EHSAN & YANG, Active Distribution System Reinforcement Planning With EV Charging Stations–Part II: Numerical Results, 2020), são apresentados resultados numéricos de um estudo sobre o planejamento de reforço de sistemas de distribuição ativa com estações de carregamento de veículos elétricos, avaliando o impacto da incorporação de estações de carregamento de veículos elétricos no planejamento de reforço do sistema de distribuição, considerando a dinâmica da carga e a necessidade de acomodar o aumento da demanda de energia devido aos veículos elétricos. Os resultados mostram os benefícios do planejamento de reforço em termos de melhoria da confiabilidade, redução de perdas, capacidade de carga e custos operacionais. Além disso, os resultados destacam a importância de estratégias eficientes de implantação de estações de carregamento de veículos elétricos para otimizar o desempenho do sistema de distribuição e facilitar a transição para a mobilidade elétrica.

Em (VELLOSO, POZO, & STREET, 2020), é apresentado o planejamento de expansão de transmissão de energia elétrica utilizando uma abordagem robusta em

relação à incerteza. O objetivo é desenvolver um modelo que leve em consideração múltiplas escalas de incerteza, como variações sazonais e diárias na demanda de energia, para tomar decisões mais resilientes e confiáveis no planejamento de expansão. O modelo proposto utiliza a teoria da otimização robusta distribucional para lidar com a incerteza, minimizando o risco associado a diferentes cenários incertos. Os resultados mostram que a abordagem robusta distribucional leva a planos de expansão mais seguros e eficientes, considerando a incerteza presente no ambiente operacional do sistema de transmissão de energia elétrica.

Em (LEDEZMA & ALCARAZ, 2020), é proposto um algoritmo híbrido baseado em *Particle Swarm Optimization* (PSO) binário para o planejamento de expansão da transmissão considerando o critério de segurança N-1. O objetivo é encontrar uma solução ótima para a expansão da rede de transmissão, levando em conta a capacidade de lidar com a falha de qualquer componente, garantindo a continuidade do fornecimento de energia. O algoritmo híbrido combina a busca global do PSO com um procedimento de busca local para melhorar a eficiência e a qualidade das soluções encontradas. Os resultados demonstram que o algoritmo proposto é capaz de encontrar soluções que atendem ao critério de segurança N-1, permitindo um planejamento confiável e eficaz da expansão da rede de transmissão.

Em (GAN, et al., 2022), é apresentada uma abordagem de planejamento em três níveis para a expansão resiliente e reforço de sistemas acoplados de distribuição de energia e transporte. O objetivo é considerar a interdependência entre os sistemas de energia e transporte e desenvolver estratégias que aumentem a resiliência desses sistemas em face de desastres naturais e eventos adversos. A abordagem proposta envolve três níveis de planejamento: nível superior para determinar a expansão de longo prazo, nível intermediário para otimizar a alocação de recursos e nível inferior para aprimorar a robustez de elementos críticos. O estudo destaca a importância de considerar a interação entre os sistemas de energia e transporte para garantir uma infraestrutura mais resiliente e sustentável em ambientes complexos e sujeitos a eventos imprevistos.

Em (WANG & JIN, 2020), é apresentado um modelo de expansão de energias renováveis de múltiplos critérios para melhorar a resiliência da distribuição de energia elétrica. O objetivo é considerar a prevenção e a sobrevivência em situações de falhas

e desastres, além de incentivar a adoção de fontes de energia renováveis. O modelo proposto avalia vários critérios, como confiabilidade, custo, impacto ambiental e capacidade de recuperação. Ele busca identificar a melhor combinação de expansão de energias renováveis e estratégias de prevenção e sobrevivência para aumentar a resiliência da rede de distribuição. Os resultados destacam a importância de uma abordagem holística que considere múltiplos critérios na tomada de decisões para garantir um sistema de distribuição de energia mais resiliente, sustentável e capaz de lidar com eventos adversos.

Em (KUSHAL & ILLINDALA, 2021), é proposto um *framework* de suporte à decisão para a expansão de geração distribuída em sistemas de energia, com foco na resiliência e custo-efetividade. O objetivo é fornecer uma abordagem que leve em consideração tanto a resiliência do sistema quanto os custos associados à expansão da geração distribuída. O *framework* proposto integra análise de risco, técnicas de otimização e modelagem econômica para avaliar diferentes cenários de expansão e identificar a melhor combinação de fontes de geração distribuída que maximize a resiliência do sistema elétrico, considerando restrições técnicas e financeiras. Os resultados demonstram a viabilidade e eficácia do framework na tomada de decisões estratégicas para o planejamento de expansão da geração distribuída, levando em conta a resiliência e a economia no sistema de energia.

Em (ALAM & AREFIFAR, 2020), é apresentado um método híbrido baseado em *Particle Swarm Optimization* (PSO) e *Tabu Search* (TS) para o planejamento de expansão de sistemas de distribuição de energia, considerando o gerenciamento de energia. O objetivo é melhorar o desempenho do sistema considerando fatores como perdas de energia, tensão, capacidade de carga e custos operacionais. O método proposto combina o PSO, que é usado para otimizar a expansão da rede, e o TS, que é aplicado para melhorar a qualidade das soluções encontradas. Os resultados mostram que a abordagem híbrida PSO-TS é capaz de encontrar soluções de expansão que melhoram significativamente o desempenho do sistema de distribuição de energia, garantindo uma operação eficiente e econômica, ao mesmo tempo em que considera a gestão de energia de forma abrangente.

Em (HEIDARI, FOTUHI-FIRUZABAD, & KAZEMI, 2015), é proposto o planejamento de expansão de redes de distribuição de energia elétrica levando em consideração a

automação da distribuição com o objetivo de desenvolver um modelo que integre a automação como um fator crucial na tomada de decisões de expansão da rede. A automação da distribuição inclui a implementação de dispositivos avançados, como relés inteligentes e sistemas de comunicação, para melhorar a operação e o controle da rede. O modelo proposto considera variáveis como custos de investimento, perdas de energia, confiabilidade e eficiência operacional. Os resultados demonstram que a inclusão da automação no planejamento da expansão da rede de distribuição pode levar a soluções mais eficientes, confiáveis e sustentáveis, proporcionando benefícios significativos para as concessionárias de energia e os consumidores.

Em (Wang & Tai, 2020), é proposta abordagem do planejamento otimizado de linhas de interligação em redes de distribuição de energia, considerando restrições explícitas de confiabilidade, objetivando encontrar a melhor configuração de linhas de interligação maximizando a confiabilidade do sistema elétrico. O modelo proposto utiliza técnicas de otimização para determinar a localização e a capacidade ótimas das linhas de interligação, levando em consideração fatores como custo, capacidade de transporte e confiabilidade. As restrições de confiabilidade são explicitamente incorporadas ao modelo, garantindo que o sistema elétrico atenda a níveis aceitáveis de confiabilidade. Os resultados mostram que a abordagem proposta é capaz de encontrar soluções que otimizam tanto o custo quanto a confiabilidade do sistema de distribuição, fornecendo uma base sólida para o planejamento eficiente e confiável da expansão das linhas de interligação.

Em (WANG, XU, LI, HE, & WANG, 2020), é apresentada discussão sobre as restrições de radialidade para problemas de restauração e reconfiguração de sistemas de distribuição de energia, a radialidade refere-se à topologia das redes de distribuição, onde o fluxo de energia ocorre em uma direção única, do ponto de fornecimento para o ponto de consumo. O artigo destaca a importância das restrições de radialidade para garantir a viabilidade e a eficiência das soluções de restauração e reconfiguração do sistema de distribuição, além de apresentar um estudo detalhado das restrições de radialidade e suas implicações nos processos de restauração e reconfiguração. Os resultados destacam a necessidade de levar em consideração essas restrições ao desenvolver algoritmos e metodologias para resolver problemas relacionados à restauração e reconfiguração do sistema de distribuição, a fim de garantir soluções confiáveis e operacionalmente viáveis.



Em (SOUZA, ROMERO, PEREIRA, & SARAIVA, 2016), é proposta abordagem que considera demandas variáveis no problema de reconfiguração de sistemas de distribuição de energia elétrica, essa forma de modelar o problema é mais sofisticada, pois normalmente são consideradas demandas fixas nas análises. Dois algoritmos são utilizados, onde o CLONALG é uma técnica de análise combinatória inspirada em sistemas imunológicos biológicos e o SGACB é um algoritmo de otimização inspirado na seleção natural. Ambos os algoritmos apresentaram resultados para obter a melhor configuração topológica minimizando o custo de perdas de energia, onde o CLONALG atingiu a solução com menor número de interações que o SGACB, porém os dois métodos apresentam bom desempenho, eficiência e robustez na solução do problema.

Em (SUN, et al., 2020), é proposto um método de otimização de tensão baseado na reconfiguração topológica para sistemas de distribuição de energia elétrica otimizando a tensão em diferentes pontos da rede elétrica, levando em consideração a reconfiguração da topologia da rede. O método proposto utiliza algoritmos de otimização para determinar a melhor configuração da rede, considerando fatores como perdas de energia, tensão e capacidade de carga. A reconfiguração topológica é realizada alterando a conexão entre os alimentadores da rede. Os resultados mostram que o método proposto é capaz de otimizar eficientemente a tensão da rede de distribuição, melhorando a qualidade do fornecimento de energia, reduzindo as perdas de energia e aumentando a capacidade de carga dos alimentadores. Isso resulta em um sistema mais confiável, eficiente e economicamente viável.

Em (M.MUHAMMAD, et al., 2020), é proposta abordagem para aprimorar o planejamento de redes de distribuição de energia elétrica por meio da reconfiguração da rede e da integração de geração distribuída (GD). O método utiliza uma abordagem baseada em conjunto de dados e o algoritmo do ciclo da água para otimizar a alocação de GD e reconfiguração da rede visando minimizar as perdas de energia, melhorar a qualidade de fornecimento e reduzir os custos operacionais. Os resultados mostram que a abordagem proposta pode levar a uma melhoria significativa no desempenho da rede de distribuição, reduzindo as perdas de energia e melhorando a confiabilidade do sistema, além de proporcionar economia nos custos operacionais. O estudo destaca a importância da integração de GD e da reconfiguração da rede como

estratégias eficientes para otimizar o planejamento e operação de redes de distribuição de energia elétrica.

Os trabalhos (ZHOU, SHENG, LIU, & MA, 2020), (LI, WU, XUE TAI, & ZHANG, 2021), (DEHGHAN, AMJADY, & CONEJO, 2016), (MILAD, FOTUHI-FIRUZABAD, MOEINI-AGHTAIE, NILOOFAR POURGHADERI, & SHAHIDEHPOUR, 2022), (MUNOZ-DELGADO, CONTRERAS, & ARROYO, Distribution Network Expansion Planning With na Explicit Formulation for Reliability Assessment, 2018), (JOOSHAKI & al., 2019), (LIN, HU, & SONG, 2019), (JOOSHAKI, ABBASPOUR, FOTUHI-FIRUZABAD, MOEINI-AGHTAIE, & LEHTONEN, 2019), (EHSAN & YANG, Active Distribution System Reinforcement Planning With EV Charging Stations–Part II: Numerical Results, 2020), (VELLOSO, POZO, & STREET, 2020), (LEDEZMA & ALCARAZ, 2020), (GAN, et al., 2022), (WANG & JIN, 2020), (KUSHAL & ILLINDALA, 2021), (ALAM & AREFIFAR, 2020), (HEIDARI, FOTUHI-FIRUZABAD, & KAZEMI, 2015), (Wang & Tai, 2020), (WANG, XU, LI, HE, & WANG, 2020), (SOUZA, ROMERO, PEREIRA, & SARAIVA, 2016), (SUN, et al., 2020) e (M.MUHAMMAD, et al., 2020), adotam uma abordagem de estudos utilizando redes teóricas, o que representa uma excelente base acadêmica. No entanto, é importante ressaltar que a complementação desses estudos por meio da aplicação em redes reais é fundamental para averiguar a eficiência e eficácia dos modelos propostos.

### **2.3 Visão Global de Planejamento**

Devido ao aumento da demanda e à expansão das áreas urbanas e rurais, a expansão das redes de distribuição de energia elétrica é necessária para garantir um serviço confiável e com uma relação custo-benefício favorável tanto para os clientes atuais quanto para os novos, nesse contexto, os planejadores do sistema consideram diversos aspectos, como a infraestrutura existente, as previsões de carga e os custos associados, além de levar em conta considerações técnicas e econômicas para dimensionar a solução ideal em cada localidade, determinando o momento e a forma como os recursos serão aplicados, seja por meio da adição, substituição ou reforço de alimentadores ou subestações, conforme (GONEN & RAMIREZ-ROSADO, 1986)

e (LOTERO & CONTRERAS, 2011). Esse processo visa garantir uma expansão eficiente e otimizada da rede de distribuição, de modo a atender às necessidades presentes e futuras da população de forma adequada.

O plano de expansão proposto deve estar alinhado com o plano estratégico da empresa distribuidora de energia, que normalmente possui um sistema de distribuição inteligente e eficiente, com tecnologias avançadas (BROWN, 2008).

O processo de planejamento do sistema de distribuição consiste em diversas etapas, incluindo previsão de carga, análise da rede elétrica atual e futura e definição do melhor conjunto de projetos de reforços a serem realizados em uma determinada região estudada. Existem métodos analíticos e ferramentas computacionais disponíveis para planejar as configurações de reforços e expansão dos sistemas de distribuição regionais. Os projetos concebidos localmente consideram multicritérios técnicos e econômicos, no entanto, tais ferramentas possuem limitações para otimizar os recursos, maximizando o valor do portfólio de projetos de um determinado horizonte de estudo.

Para a realidade das empresas de distribuição de energia elétrica, os projetos propostos de maneira regionalizada devem ser selecionados e programados, observando um cenário mais amplo, que consiste no planejamento estratégico corporativo. Portanto esse processo de planejamento requer metodologias capazes de atender as necessidades específicas do negócio de distribuição de energia, onde a priorização de projetos é a principal necessidade, além de ser um problema combinatório que envolve múltiplos objetivos e restrições.

Em (MUSSOI & TEIVE, 2013), o problema de priorização de projetos é abordado como parte do processo de planejamento do sistema de distribuição, a metodologia proposta utiliza a visão estratégica do *Project Portfolio Management* (PPM) para realizar a seleção e programar os projetos disponíveis em um horizonte de planejamento multiestágio, possibilitando a maximização do portfólio. O modelo analítico mensura o impacto financeiro dos projetos considerando o número de clientes beneficiados, a qualidade de energia e índices de desempenho operacional, e através de um algoritmo genético (NSG II) o portfólio de projetos é otimizado, de acordo com as restrições estabelecidas. Os projetos selecionados são programados ao longo do

horizonte de planejamento, resultando em conjuntos de portfólios que poderão ser avaliados pelos tomadores de decisão, possibilitando escolher aqueles que melhor atendem os objetivos estratégicos da companhia. Os estudos apresentados demonstram que o cronograma dos projetos pode mudar em função dos cenários de otimização, mostrando o potencial da metodologia para auxílio aos tomadores de decisão.

## **3 PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO – VISÃO PRÁTICA DE UMA DISTRIBUIDORA DE ENERGIA ELÉTRICA**

### **3.1 Introdução**

Distribuidoras de energia elétrica estabelecem suas metodologias e os critérios técnicos de planejamento da expansão do sistema elétrico, visando à seleção de projetos de investimento para atendimento ao mercado e a sua inclusão no programa orçamentário anual, bem como sinalizar necessidades futuras de investimentos através do programa orçamentário plurianual de investimentos. Vale ressaltar que as diretrizes para o planejamento da expansão são estabelecidas pelos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) através do Módulo 2 – Planejamento da Expansão do Sistema de Distribuição.

Os estudos de planejamento da expansão do sistema de distribuição têm como premissa básica viabilizar investimentos sob o conceito de mínimo custo global para o sistema de distribuição, conforme estabelecido pela regulamentação vigente, visando à modicidade tarifária.

A metodologia base para estudos de planejamento da expansão do sistema de distribuição utiliza informações disponíveis nas áreas da própria distribuidora, bem como aquelas disponíveis nas bases de dados do Operador Nacional do Sistema (ONS), Empresa de Pesquisa Energética (EPE), além de áreas comerciais, operação e planejamento de outros agentes, quando necessário. Esse conjunto de dados serão utilizados para construção de cenários a serem analisados sob os diferentes aspectos e técnicas de análise, cujas principais são as seguintes:

- Estudos de Regime Permanente;
- Estudos de Confiabilidade;
- Estudos de compensação de potência reativa;
- Estudos técnicos e econômicos das obras do sistema de distribuição;
- Estudos de Transitórios Eletromecânicos;
- Estudos de Transitórios Eletromagnéticos;
- Estudos de Curto-Circuito; e

- Estudos de Cargas Especiais.

São definidos os limites de carregamento os equipamentos que constituem o sistema de distribuição para aplicação nos estudos de planejamento, o que inclui linhas aéreas, redes de distribuição aéreas e subterrâneas e unidades transformadoras. Em situações específicas serão adotados limites fora dos valores estabelecidos, desde que técnica e economicamente justificáveis.

São abordados os seguintes tópicos relativos a sistemas de distribuição:

- Processo de planejamento; e
- Critérios para avaliação do desempenho.

É importante salientar que o processo o planejamento da distribuição atual demanda o aprimoramento através da aplicação de critérios e métodos probabilísticos, permitindo a compatibilização de critérios definidos para o planejamento da transmissão e geração, visando avaliar os riscos das decisões a serem tomadas de forma ampla e integrada.

### **3.2 Processo de planejamento**

O planejamento de uma distribuidora é construído através de aspectos institucionais e participativos, que orientam os esforços e recursos de forma integrada e otimizada, mediante o estabelecimento das prioridades definidas pela distribuidora. O processo de planejamento possui níveis que estabelecem as diretrizes de estudos e objetivos explorados pela distribuidora, sendo constituídos em estratégico, tático e operacional.

O planejamento estratégico é o nível que orienta o posicionamento da empresa como um todo, diante de um determinado contexto complexo, que envolve fatores socioeconômicos, institucionais, políticos e ambientais. A missão estabelecida para esse nível de planejamento tem como pano de fundo comportamentos, diretrizes e horizontes preestabelecidos.

Subordinado ao estratégico está o planejamento tático, onde são estabelecidos os programas que serão desenvolvidos para que a distribuidora alcance os objetivos e resultados dentro do horizonte estabelecido.

Os projetos específicos na distribuidora para a execução dos programas de ação são definidos no planejamento operacional, que é subordinado ao tático.

### **3.3 Cenários e horizonte de planejamento**

O planejamento do sistema elétrico busca o estabelecimento de cenários, com horizonte de até 10 anos, conforme previsto por (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL, 2022), nos quais as tendências do contexto socioeconômico, político e ambiental são refletidas através das taxas de crescimento estabelecidas para as regiões de estudo, permitindo o desenvolvimento de esforços para propiciar a identificação de possíveis estrangulamentos do sistema de distribuição e necessidades de investimento para o atendimento do crescimento da demanda.

A partir dos cenários estabelecidos são realizados os estudos de planejamento e como resultado os programas de obras da distribuição são definidos. Os programas de obras normalmente são segregados para acompanhamento em realização física e financeira, e possivelmente através de outras etapas, como por exemplo, meio ambiente, telecomunicações, sistemas técnicos, informática e instalações gerais. As premissas desses estudos são os requisitos de mercado, os prazos de implementação dos empreendimentos planejados e a capacidade financeira da empresa.

Para os estudos de planejamento os horizontes são definidos em 2 anos para o curto prazo, 5 anos para o médio prazo e 10 anos para o longo prazo.

### **3.3.1 Estudos de longo prazo**

O horizonte de 10 anos busca a análise das estratégias de desenvolvimento do sistema elétrico correspondente aos diversos níveis de tensão, a composição futura de parques geradores e os principais troncos do sistema, adicionalmente são definidas as diretrizes para composição dos estudos de médio e curto prazo, implicando nos custos marginais de expansão. Os estudos de longo prazo incorporam as decisões tomadas nos estudos de curto e médio prazo.

Estudos de longo prazo são aplicados ao sistema de distribuição de alta tensão, envolvendo ampliações de subestações de distribuição existentes, novas subestações ou interligações entre elas. Os fatores que condicionam esses estudos estão ligados a evolução do mercado, disponibilidade de fontes energéticas primárias para geração em todos os níveis, tendências de evolução tecnológica e limitações provenientes de ambientais dos projetos.

Esses estudos possuem a periodicidade anual e baseiam o programa orçamentário anual, que é constituído pelos investimentos previstos para o ano seguinte, e para o plano plurianual de investimentos, que constitui os investimentos previstos para o horizonte de 10 anos.

Especificamente para o sistema de distribuição de alta tensão, os investimentos são subsídios para o Plano de Ampliações e Reforços (PAR) do ONS e para o Plano Decenal de Expansão do EPE.

### **3.3.2 Estudos de médio prazo**

Com horizonte de 5 anos, esses estudos aplicam-se basicamente aos estudos de planejamento do sistema de distribuição de média tensão, quando não contemplam alternativas de ampliações de subestações, novas subestações ou interligações entre subestações, cujo escopo pertence aos estudos de longo prazo.



Os resultados dos estudos de médio prazo apresentam soluções relativas ao sistema de distribuição, definindo os empreendimentos e sua alocação temporal. Nesta etapa são realizadas análises das condições para atendimento da demanda do sistema de distribuição em conjunto com as demais diretrizes que pertencem a esses programas, tais como, qualidade, segurança, outros requisitos legais ou contratuais, controle de perdas técnicas, estratégicos, e outros afetos à rede elétrica, ou outras definições deliberadas pela empresa.

Possuem periodicidade anual e compõem a base do programa orçamentário anual e do plano plurianual de investimentos.

### **3.3.3 Estudos de curto prazo**

Com horizonte de 2 anos, esses estudos aplicam-se basicamente ao planejamento de caráter específico, atendendo necessidades que envolvem o sistema de distribuição em quesitos de decisão estratégica ou pelo atendimento de determinações legais e regulatórias que devam ser implementados pela distribuidora dentro desse horizonte. Ressalta-se que esses investimentos podem acarretar prejuízos econômicos e financeiros da empresa.

A realização desses estudos de curto prazo é tempestiva e resulta em investimentos a serem incorporados no programa orçamentário anual e do plano plurianual de investimentos.

## **3.4 Etapas principais do planejamento**

Os estudos de planejamento de sistemas de distribuição consistem, basicamente, em comparações entre duas ou mais alternativas previamente formuladas, em que, fundamentalmente, as comparações são de duas naturezas:

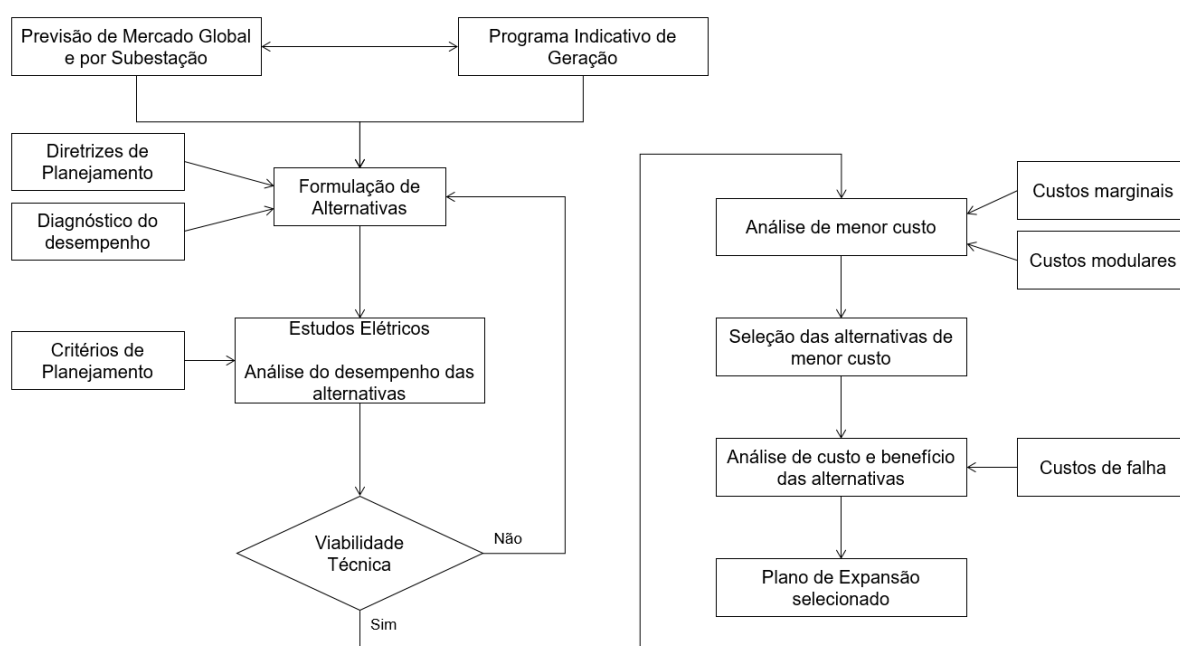
- Técnica: avaliando o desempenho da alternativa sob o ponto de vista elétrico;
- Econômica: avaliando o custo e benefício da alternativa, de acordo com os critérios definidos de forma estratégica pela empresa.

Os estudos realizados são estruturados de maneira encadeada, onde destacam-se as seguintes fases:

- Preparação de dados;
- Elaboração de diagnóstico/prognóstico do desempenho do sistema;
- Formulação de alternativas;
- Análise técnica e pré-seleção de alternativas;
- Estudos elétricos;
- Análise econômica e seleção de alternativa;
- Análise de viabilidade da alternativa selecionada;
- Conclusões e recomendações.

O fluxograma apresentado na Figura 1 apresenta o processo de planejamento de sistemas de distribuição.

Figura 1 – Fluxograma do processo de planejamento de sistemas de distribuição



Como pode ser observado através do fluxograma acima, os custos de falhas são considerados somente na etapa de análise de custo e benefício das alternativas, ou

seja, sendo apenas um dos critérios de seleção das soluções estudadas. As alternativas são formuladas com o objetivo de otimizar o desempenho do sistema em regime normal de operação, onde o impacto na confiabilidade é utilizado como um critério adicional de benefício.

### **3.4.1 Preparação dos dados**

Estudos de planejamento demandam conhecimentos que vão além da topologia de rede do sistema de distribuição, sendo necessário levar em conta o mercado de energia elétrica e o despacho de geração para composição do cenário de planejamento, portanto a preparação e levantamento dos dados que serão considerados na modelagem do estudo de planejamento é de suma importância. Abaixo são listadas as etapas percorridas para preparação dos dados:

- Obtenção dos dados de demanda de potência ativa e reativa, por barramento de subestação, segregado em ponta e fora de ponta;
- Obtenção dos dados de demanda de corrente máxima por alimentador;
- Preparação dos dados de carga por barra em cada subestação;
- Preparação da topologia da rede;
- Obtenção dos dados do sistema de geração a ser considerado;
- Preparação dos dados de mercado por barramento de subestação;
- Preparação dos dados de mercado por alimentador.

### **3.4.2 Elaboração de diagnóstico e prognóstico do desempenho do sistema**

Após a preparação dos dados são realizadas as análises do desempenho atual do sistema (diagnóstico) e ao longo dos anos do horizonte de estudos (prognóstico), observando a operação em condições normais e em emergências. Vale destacar que a operação em condição de emergência é avaliada exclusivamente para o sistema de

alta tensão e subestações. Desta forma são identificadas as transgressões dos limites desejáveis para o estudo, além disso, nesta etapa também são apontadas as eventuais restrições físicas para expansão do sistema.

### **3.4.3 Formulação das alternativas**

De posse das configurações básicas, projeções de mercado e diagnóstico e prognóstico do sistema de distribuição pode-se formular para o ano horizonte as alternativas para expansão do sistema, compreendendo soluções de reforços do sistema existente, bem como definição de novas instalações de subestação e redes de distribuição.

Ao se observar fatos marcantes, em termos de expansão do sistema de geração ou evolução do mercado, são analisados anos intermediários, de forma a balizar a evolução do sistema de distribuição, garantido um cenário mais realista para análise.

A elaboração das alternativas possíveis de serem implementadas, deve esgotar todas as possibilidades, em termos da topologia de rede existente, compreendendo:

- Ampliações/reforços na Rede de Básica (se for o caso);
- Ampliações/reforços de subestações de distribuição;
- Ampliações/reforços na Rede de Distribuição AT e/ou MT;
- Etapas de evolução das alternativas;
- Obras comuns às alternativas.

### **3.4.4. Análise técnica e pré-seleção das alternativas**

Partindo das alternativas a serem consideradas, pode-se proceder a análise técnica e econômica simplificada, comparando o custo das alternativas, somente para esse ano horizonte, com a finalidade de eliminar aquelas menos adequadas ou altos custos.

Desta forma o número de alternativas a serem estudadas de forma detalhada reduz, com vistas ao período de estudo.

A análise simplificada leva em consideração os custos das alternativas e as perdas de energia inerente as soluções levantadas.

### **3.4.5 Estudos elétricos**

A evolução das diversas alternativas de expansão até o ano horizonte é definida pela análise técnica de seu desempenho, em regime permanente, obtido através de modelos de simulação que levam em consideração o horizonte de estudo (curto, médio e longo prazo).

No horizonte de médio prazo, são utilizados modelos bem elaborados, quanto à representação dos elementos do sistema, sendo detalhada a análise elétrica do sistema (topologia). O planejamento de curto prazo, são utilizados os mesmos modelos de análise empregados no médio prazo, entretanto considerados modelos mais representativos de carga e equipamento.

Os estudos são realizados de maneira exaustiva, simulando os anos mais significativos do período de estudo considerado, analisados em regime normal de operação e contingência simples (N-1). Estudos de regime transitório (não permanente) são realizados quando houver alguma necessidade específica.

A realização dos estudos elétricos das alternativas pré-selecionadas, obedece às seguintes premissas:

- Simulação do sistema de distribuição através de ferramentas computacionais para avaliação do fluxo de potência;
- Alternativas do sistema de distribuição de alta tensão devem ser analisadas em regime normal de operação e emergências para condição de carga pesada e média e, se necessário, sob condição de carga leve;

- Alternativas do sistema de distribuição de média tensão devem ser analisadas em regime normal de operação para condição de carga máxima;
- Alternativas de subestação de distribuição devem ser analisadas em condições de emergência simples para condição de carga máxima;
- Seleção do programa de obras com as datas necessárias de implantação, para cada alternativa até o ano horizonte.

O produto da análise técnica, é estabelecido através de um programa de obras, contendo as alternativas de obras até o ano horizonte, definindo as soluções necessárias e sua data de implantação.

#### **3.4.6 Análise econômica e seleção da alternativa**

Após a definição das alternativas e a realização dos estudos elétricos, a análise econômica consiste na próxima etapa do processo, sendo dividida em duas grandes fases:

- Análise de menor custo: onde são selecionadas as alternativas de custo próximo ao valor mínimo, com base em seu valor presente;
- Análise de custos e benefícios das alternativas selecionadas na fase anterior.

Em resumo, é selecionada a alternativa que apresenta o menor custo ao longo do horizonte de planejamento e atende os requisitos técnicos desejados. Como regra geral, os benefícios e custos da alternativa são considerados a partir do ano subsequente a sua implantação, exceto o custo referente a sua implantação.

A análise das alternativas de menor relação custo/benefício considera os seguintes quesitos:

- Custeio dos investimentos;
- Custeio das despesas de Operação, Manutenção e depreciação;
- Custeio das perdas e da energia não suprida (confiabilidade), somente para o sistema de alta tensão e subestações;

- Valoração dos equipamentos liberados pelo valor residual;
- Valoração do empreendimento ao final do período, pelo seu valor residual;
- Valor Presente dos Custos (VPC);
- Escolha da alternativa mais econômica.

### **3.4.7 Análise de viabilidade da alternativa selecionada**

Selecionada a alternativa de menor custo global ou menor Valor Presente dos Custos, é realizado o estudo detalhado de viabilidade, onde as análises realizadas na etapa anterior são aprofundadas e estudos complementares são realizados.

Segue as análises desta etapa:

- Custeio dos investimentos, incluindo juros durante a construção;
- Custeio das despesas de Operação e Manutenção, e depreciação;
- Custeio da taxa de fiscalização da ANEEL;
- Custeio das parcelas de PIS/COFINS, Imposto de Renda e Contribuição Social;
- Valoração dos benefícios de redução de perdas e da energia não suprida (confiabilidade), somente para o sistema de alta tensão e subestações;
- Valoração dos equipamentos liberados pelo valor residual e obras postergadas;
- Valoração do empreendimento ao final do período pelo seu valor residual;
- Receitas provenientes de faturamento adicional devido ao aumento de capacidade;
- Valoração das receitas provenientes de faturamento adicional devido à melhoria de tensão;
- Determinação do valor presente do fluxo de caixa líquido - VPL (benefícios – custos totais);
- Determinação da Taxa Interna de Retorno – TIR;
- Determinação do Tempo de Retorno Descontado – TRD (“payback” descontado).

### **3.4.8 Conclusões e recomendações**

O relatório de avaliação sobre o empreendimento é elaborado, onde as obras que constituem a solução são descritas de modo detalhado para a alternativa recomendada.

## **3.5 Critérios técnicos e procedimentos para estudos em regime permanente**

Os critérios técnicos estabelecidos para os estudos de regime permanente permitem comparações técnicas entre as soluções propostas para avaliar os aspectos operacionais e de desempenho do planejamento. Essas análises incluem fatores como capacidade de carga, níveis de tensão, filosofia e critérios operativos, entre outros.

Os resultados dessas avaliações permitem determinar qual alternativa é a mais viável do ponto de vista técnico, considerando os objetivos e requisitos específicos do sistema de distribuição.

### **3.5.1 Filosofia dos critérios**

O atendimento ao mercado consumidor conforme a legislação vigente que regulamenta os serviços de energia elétrica é a principal premissa para constituição dos critérios das distribuidoras de energia elétrica, onde os limites e critérios definidos deverão ser respeitados em todos os estudos de planejamento, independente do horizonte de estudos, e nas análises de viabilidade para atendimento de novos acessos ao sistema de distribuição, além de aumentos de carga/geração.



O planejamento do SDAT deve ser realizado, de modo a garantir o atendimento no horizonte de estudo dentro dos limites nominais dos equipamentos, mesmo em caso de contingências simples.

O planejamento do SDMT deve ser realizado com vistas a garantir o máximo de interligações de rede, atendendo o critério de N-1, onde na falta de um elemento do SDMT os remanescentes suportam o atendimento sem prejuízos para o sistema.

### **3.5.2 Estudos de fluxo de potência**

#### **3.5.2.1 Sistema de Distribuição de Alta Tensão (SDAT)**

Os estudos de fluxo de potência são efetuados para verificar o comportamento do sistema para os níveis de tensão nas barras do sistema e carregamento nas linhas de distribuição e transformadores.

O sistema deve ser simulado nas condições de carregamento, que normalmente são divididos em três patamares de carga: pesada (18h às 21h), média (7h às 18h e 21h às 24h) e leve (00h às 7h), mas que pode ser estudado em outro patamar em casos específicos. O despacho das gerações também é levado em consideração nesses estudos pois interfere na dinâmica do fluxo de carga do sistema.

Em todas as condições acima o sistema deverá suportar, sem violação dos critérios estabelecidos, o desligamento não programado e não simultâneo de qualquer um dos seguintes elementos pertencentes ao sistema:

- Transformador ou banco de transformadores;
- Linha de distribuição;
- Gerador;
- Reator;
- Banco de capacitores;
- Compensador síncrono ou estático.

No caso de linhas de distribuição de circuito duplo será adotada como filosofia a perda de apenas um dos circuitos. A perda do circuito duplo poderá ser adotada onde, em função de dados estatísticos, ficar evidenciada a ocorrência frequente dessa contingência.

O atendimento ao mercado consumidor conforme a regulamentação vigente dos serviços de energia elétrica é a principal premissa para constituição dos critérios das distribuidoras de energia elétrica, onde os limites e critérios definidos deverão ser respeitados em todos os estudos de planejamento, independente do horizonte de estudo, e nas análises de viabilidade para atendimento de novos acessos ao sistema de distribuição, além de aumentos de carga ou geração.

### **3.5.2.2 Sistema de Distribuição de Média Tensão (SDMT)**

Os estudos de fluxo de potência são realizados através de programa computacional que permite elaborar as simulações da rede elétrica, visando a determinação dos níveis de tensão nas barras, carregamento e perdas nos trechos do SDMT.

A carga adotada nas simulações de fluxo de potência é a demanda máxima dos alimentadores, compatibilizada com a demanda máxima das subestações. Em situações específicas, quando necessárias, deverão ser simuladas as condições de carga média e leve.

A tensão de saída adotada nas simulações de fluxo de potência é a nominal, permitindo uma maior flexibilidade para a operação do sistema.

Os sistemas são planejados para atender ao critério de contingência simples (N-1), no caso de ser admitido o corte de carga temporário, o impacto deve ser mitigado através da transferência de carga via distribuição (podendo ser automática ou não), desta forma considera-se atendido o critério (N-1).

É permitido o corte de carga em condição de emergências desde que não seja possível o remanejamento de cargas para outras subestações ou rede de distribuição.

### 3.5.2.3 Representação das cargas

A representação de carga nos estudos de fluxo de carga deverá ser preferencialmente do tipo 100% de potência constante, tanto para a componente ativa como para a reativa, entretanto havendo informações decorrentes de levantamentos efetuados, poderão ser adotados outros modelos.

A carga adotada nas simulações de fluxo de carga do SDMT é a demanda coincidente de cada subestação com a ponta do sistema, que foi obtida para a simulação da rede de 88kV ou 138kV.

Já para as redes com característica radial, a carga adotada nas simulações de fluxo de carga é a demanda máxima por subestação.

### 3.5.3 Níveis de tensão

#### 3.5.3.1 Sistema de Distribuição de Alta Tensão

Os níveis de tensão devem se enquadrar nas faixas apresentadas na Tabela 1, a seguir, os quais respeitam os limites estabelecidos pelo PRODIST Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica para as barras de carga, bem como os Procedimentos de Rede Submódulo 2.3 - Premissas, critérios e metodologia para estudos elétricos.

Tabela 1 – Níveis de tensão

| Tipo de Barra         |                   | Condição Normal |             | Condição de Emergência |             |
|-----------------------|-------------------|-----------------|-------------|------------------------|-------------|
|                       |                   | Mínimo (pu)     | Máximo (pu) | Mínimo (pu)            | Máximo (pu) |
| Barra de interligação |                   | 1,00            | 1,03        | 0,95                   | 1,05        |
| Barra com carga       | 69 kV ≤ V < 230kV | 0,95            | 1,03        | 0,90                   | 1,07        |
|                       | 1 kV < V < 69 kV  | 0,93            | 1,03        | 0,90                   | 1,05        |
| Barra sem carga       |                   | 0,95            | 1,05        | 0,90                   | 1,10        |

Os níveis de tensão e as faixas mínima e máxima admissíveis nos barramentos deverão ser tratados separadamente conforme a tipologia da barra, sendo:

- a) Barras de atendimento direto a consumidores em tensões de distribuição AT ou MT deverão ser consideradas nos estudos de planejamento dentro dos limites apresentados;
- b) Em qualquer condição de carga, os níveis de tensão nos barramentos que não atendam diretamente a consumidores poderão ter valores fora das faixas indicadas, desde que respeitadas as limitações impostas pelos equipamentos. As limitações dos equipamentos fazem com que as faixas de tensão típicas para estas barras fiquem na faixa de 0,90 a 1,10 pu;
- c) Adicionalmente, os barramentos de interligação, que disponham de equipamentos de regulação de tensão terão os limites de tensão estabelecidos de acordo com as necessidades operativas, respeitando-se tanto os limites dos equipamentos como os limites de intercâmbio de reativos.

Os estudos correspondentes às condições de carga e/ou para condições de emergência, serão realizados observando-se os valores limites da estabelecidos acima, levando-se em consideração as limitações dos equipamentos existentes. Nos estudos de carga leve, será permitido o desligamento de qualquer linha para satisfazer aos limites, desde que não haja violação dos demais critérios.

As variações de tensão provocadas por chaveamento de reatores ou capacitores não deverão exceder a 5%, obedecidos aos níveis estabelecidos nos itens acima.

Nos estudos de fluxo de potência, os equipamentos com comutação automática de *tap* sob carga poderão ter, para qualquer contingência simulada, variação do *tap* estabelecido para as condições normais, para atender aos níveis e faixas de tensão.

Em regime normal de operação, na transição de carga pesada para carga leve poderão ser adotadas as seguintes medidas, sem caracterização de prioridade:

- Desligamento de capacitores;
- Redução de tensão nos síncronos;
- Ligação de reatores;
- Desligamento de linhas;

- Redução de tensão em usinas;
- Comutação de tapes automáticos;
- As variações de tensão provocadas por chaveamento de bancos de capacitores não devem exceder a 5%, obedecendo aos limites da Tabela 1.

Devem ser utilizadas todas as posições de *taps* disponíveis dos transformadores fixos, deixando-se uma folga de pelo menos 50% da excursão dos transformadores com comutador automático de tap em ambas as direções. Em contingências o comutador de *tap* poderá excursionar por toda a faixa.

### **3.5.3.2 Sistema de Distribuição de Média Tensão**

Os critérios aqui apresentados são válidos após a atuação dos equipamentos para controle de tensão disponíveis na rede elétrica. Os níveis de tensão devem atender aos limites estabelecidos pela legislação pertinente:

- Regime normal: Limites adequados (93% - 103% da tensão contratada) e limite de variação máxima de tensão limitada em 5% entre os valores simulados nos patamares de carga pesada, média e leve;
- Regime emergência: limites precários, observando-se a curva de carga do alimentador.

### **3.5.4 Níveis de carregamento**

#### **3.5.4.1 Sistema de Distribuição de Alta Tensão**

As redes de distribuição de Alta Tensão não deverão ter excedido os limites de carregamento para condição normal ou para condição de emergência, nas respectivas condições de estudo.

Os limites de carregamento de cada rede de distribuição de Alta Tensão deverão ser calculados em função das condições ambientais características da região onde ela se encontra e em função da temperatura de projeto (para condição normal) e do abaixamento máximo permitido dos condutores (para condição de emergência).

Não se deverá limitar o carregamento das redes de distribuição de Alta Tensão existentes em função das características dos equipamentos terminais, a menos que seja economicamente justificável. Seus limites de carregamento poderão ser alterados por meio de eliminação dos trechos críticos.

Os limites que deverão ser adotados para redes de distribuição planejadas e existentes são distintos, conforme apresentado nas Tabela 2 e Tabela 3.

Tabela 2 - Características para redes de distribuição de Alta Tensão novas (planejadas)

| Tensão (kV) | Condutor  | Para-raios | Potência (MVA) |       | Tipos de estruturas |    |          |    |
|-------------|-----------|------------|----------------|-------|---------------------|----|----------|----|
|             | CAA       | Aço        | 80°C           | 100°C | Metálica            |    | Concreto |    |
| 34,5        | 4/0 AWG   | -          | 25             | 30    | -                   | -  | CS       | CD |
|             | 336,4 MCM |            | 33             | 40    |                     |    |          |    |
| 69          | 4/0 AWG   | 5/16 HS    | 51             | 60    | CS                  | CD | -        | -  |
|             | 336,4 MCM |            | 66             | 80    |                     |    |          |    |
| 138         | 336,4 MCM |            | 3/8 HS         | 133   | 159                 | -  | -        | -  |
|             | 556,5 MCM | 184        |                | 222   | -                   | -  | -        | -  |

Considerações:

CS: circuito simples

CD: circuito duplo

CAA: condutor com alma de aço

Cálculo da potência

Temperatura ambiente: 30°C

Velocidade do vento: 1m/s (3,6km/h)

Radiação solar: 1000 W/m<sup>2</sup>

Coeficiente de emissividade: 0,65

Coeficiente de absorção: 0,90

Altitude: 650m

Tabela 3 - Características para redes de distribuição de Média e Alta Tensão existentes

| <b>Tipo de cabo</b>     | <b>Bitola (AWG ou MCM)</b> | <b>Seção nominal (mm<sup>2</sup>)</b> | <b>Código</b> | <b>Nº de fios</b> | <b>Corrente admissível a 70°C (A)</b> |
|-------------------------|----------------------------|---------------------------------------|---------------|-------------------|---------------------------------------|
| CA – cabos de alumínio  | 1/0                        | 53,52                                 | POPPY         | 7                 | 214                                   |
|                         | 4/0                        | 107,41                                | OXLIP         | 7                 | 334                                   |
|                         | 336,4                      | 170,48                                | TULIP         | 19                | 453                                   |
| CAA – cabos de alumínio | 2                          | 33,59                                 | SPARROW       | 6/1               | 154                                   |
|                         | 1/0                        | 53,52                                 | RAVEN         | 6/1               | 202                                   |
|                         | 4/0                        | 107,22                                | PENGUIN       | 6/1               | 307                                   |
|                         | 336,4                      | 170,55                                | LINNET        | 26/7              | 453                                   |
| Cabos cobertos          | -                          | 50                                    | -             | 6                 | 217                                   |
|                         | -                          | 70                                    | -             | 6                 | 282                                   |
|                         | -                          | 185                                   | -             | 30                | 475                                   |

A recapacitação de redes de distribuição deve ser considerada nas análises das alternativas, onde deve-se adotar a velocidade do vento igual a 3,6 km/h e temperatura dos condutores como 80°C, em condição normal de operação e 100°C, em condição de emergência.

O planejamento de uma nova rede de distribuição deve considerar rotas diferentes daquelas já existentes, visando expansão futura do Sistema Elétrico.

### **3.5.4.2 Transformadores de Força**

Os critérios de carregamento deste documento referem-se aos transformadores trifásicos, monofásicos e autotransformadores, independentemente da potência nominal.

#### **3.5.4.2.1 Critérios de planejamento**

A filosofia básica dos critérios de carregamento em unidades transformadoras é atender os limites determinados para condição normal e condição de emergência, de forma a contemplar as situações mais críticas, tanto para unidades transformadoras planejadas quanto para unidades existentes, permitindo a maximização do uso desses equipamentos e, conseqüentemente, investimentos prudentes para a expansão dos sistemas de distribuição em alta tensão bem como no sistema de distribuição em média tensão.

Os critérios adotados consideram que, em regime normal de operação o limite máximo admissível de carregamento é de 100% da capacidade nominal do transformador, considerando o último estágio de ventilação forçada, em contingência simples, ocorrendo a perda de uma unidade transformadora da mesma subestação o limite de sobrecarga nos transformadores remanescentes passa a ser 30%, por um período de 4 horas de duração, adicionalmente restrições específicas determinadas através de estudos de carregamento devem ser respeitadas.

Na hipótese de contingência simples de perda de unidade transformadora de outra subestação, ou perda de linha de distribuição de Alta Tensão, o limite de sobrecarga dos transformadores é de 20%, adicionalmente restrições específicas determinadas através de estudos de carregamento devem ser respeitadas.

É conveniente analisar a influência do limite de carregamento estabelecido através da potência firme da subestação para aquelas localizadas em regiões metropolitanas.



Não é admitida redução na expectativa de vida útil em unidades transformadoras, quer se trate de unidades existentes, já em operação, ou de unidades planejadas, haja visto que os limites de carregamento não devem exceder as máximas temperaturas admissíveis para o óleo e para o enrolamento, específicas para cada transformador, podendo ser adotados os valores da Tabela 4, em caso de falta de informações. Os remanejamentos de cargas entre subestações devem ser considerados nas análises.

Devem ser considerados nas análises os transformadores de reserva existentes, podendo ser reservas locais, reservas remotas, transformador e subestações móveis, como alternativa provisória para aplicações de curto prazo.

Investimentos propostos como solução para violação de critérios de carregamento em transformadores devem ocorrer no ano subsequente a constatação.

Os limites de carregamento de curta duração só deverão ser utilizados em estudos de planejamento quando for visualizada a possibilidade de adoção de medidas corretivas (remanejamento de cargas, abertura em linhas, redespacho de geração etc.), que possam ser executadas no período máximo de 30 minutos, permitindo reduzir o carregamento das unidades transformadoras para o limite de longa duração (4 horas).

O planejamento de novos transformadores deve contemplar características de todos os acessórios, estruturas e equipamentos associados, de forma que não limitem os carregamentos máximos previstos em estudos.

Tabela 4 – Temperaturas máximas em unidades transformadoras

| Tipo de enrolamento         | Temperatura do topo do óleo (°C) |     | Temperatura do ponto mais quente do enrolamento (°C) |     | Duração (h) |
|-----------------------------|----------------------------------|-----|--|-----|-------------|
|                             | 55                               | 65  | 55   | 65  |             |
| Condição normal             | 85                               | 95  | 95   | 110 |             |
| Carregamento planejado      | 100                              | 110 | 110  | 125 |             |
| Emergência de longa duração | 100                              | 110 | 115  | 130 |             |
| Emergência de curta duração | 100                              | 110 | 120  | 140 | 0,5         |

### 3.5.4.2 Limites de carregamento

Os limites de carregamento deverão ser determinados de forma a não exceder as máximas temperaturas admissíveis, tanto para o óleo como para os enrolamentos, conforme descrito pela Tabela 4, e atendendo as condições de expectativa de vida útil fixada para o transformador, carregamento máximo de 150% e restrições de equipamentos acessórios, como por exemplo conectores, buchas etc. Dentre os critérios estabelecidos, por segurança operativa, deverá prevalecer o limite mais restritivo dentre os critérios analisados.

A expectativa de vida útil do transformador é determinada através da avaliação dos carregamentos ocorridos e previstos para situações emergenciais de longa duração, e em condição normal, ponderados pelas frequências esperadas, de tal modo que o envelhecimento do isolamento sólido do transformador, de acordo com (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS - ABNT, 2007).

### 3.5.4.3 Potência firme de subestações de distribuição

A potência firme das subestações de distribuição é utilizada como critério de planejamento e confiabilidade, restringindo o carregamento para que o reestabelecimento das cargas, em caso de contingência seja o mais rápido possível, evitando deslocamentos de equipes para realização de manobras em redes de distribuição de Média Tensão.

A equação (1) apresenta a formulação da potência firme das subestações de distribuição:

$$Potência\ firme\ de\ subestação = 1,3 \times \left( \sum_{i=1}^n P_i - P_{maior\ potência} \right) - T \quad (1)$$

Onde:

$P_i$  = potência do transformador em seu último estágio de ventilação

$P_{\text{maior potência}}$  = potência do transformador de maior potência

$n$  = número de transformadores da subestação

$T$  = total de potência a ser transferida para subestações adjacentes

Na hipótese de subestações de distribuição possuírem transformadores instalados de capacidades diversas, o termo  $P_{\text{maior potência}}$  da equação (1) se refere ao transformador de maior capacidade.

O termo  $T$  se refere a potência da subestação que é reservada para absorção de cargas de subestações adjacentes, em caso de contingência. O valor padrão adotado para as subestações que não possuem o montante de potência determinado através de simulações específicas é apresentado através de (2).

$$T_{\text{padrão}} = 0,5 \times \left( \text{Potência firme de subestação} - \sum_{i=1}^{n-1} P_i \right) \quad (2)$$

A Tabela 5 apresenta exemplos de valores de potência firme de subestações de distribuição de distribuição.

Tabela 5 – Exemplos de potência firme de subestações de distribuição

| Número de transformadores | (MVA)             |                          |                            |                            |
|---------------------------|-------------------|--------------------------|----------------------------|----------------------------|
|                           | Potência unitária | Potência instalada total | Potência firme sem fator T | Potência firme com fator T |
| 2                         | 25                | 50                       | 32,50                      | 28,75                      |
| 2                         | 33                | 66                       | 42,90                      | 37,95                      |
| 2                         | 41                | 82                       | 53,30                      | 47,15                      |
| 3                         | 25                | 75                       | 65,00                      | 57,50                      |
| 3                         | 33                | 99                       | 85,80                      | 75,90                      |
| 3                         | 41                | 123                      | 106,60                     | 94,30                      |

A aplicação do critério de capacidade firme em subestações proporciona à distribuidora um parâmetro objetivo para estabelecer o limite de carga a partir do qual se justificam os estudos de implantação de uma nova subestação. Esta nova subestação, por sua vez, contribuirá para aliviar a carga daquela que teve o critério

violado. Esse enfoque proporciona a realização de todas as fases, incluindo a prospecção de terrenos e etapas subsequentes relacionadas à implantação de subestações de energia elétrica, sem comprometer a segurança do sistema de distribuição. Essa abordagem se distingue da simples consideração da capacidade nominal, uma vez que esta última abordagem não ofereceria a mesma garantia de segurança e continuidade de fornecimento.

#### **3.5.4.4 Sistema de Distribuição de Média Tensão**

As redes de distribuição de Média Tensão possuem critérios que consideram o regime normal de operação e a operação em contingência, possibilitando uma análise intuitiva da confiabilidade do sistema, objetivando que os alimentadores operem dentro dos limites estabelecidos em quaisquer cenários.

Em regime normal de operação, os alimentadores que não possuem recursos de interligações com outros alimentadores, admitem-se que oporem com 80% do carregamento admissível, já alimentadores que possuem interligações admitem-se que operem com 66% de sua capacidade. Essa redução na capacidade admissível é devido a possibilidade de um alimentador atender carga de alimentadores vizinhos em eventual contingência neste alimentador.

Em regime de emergência, tanto os alimentadores com e sem interligações tem a capacidade admissível elevada para 100%. Ou seja, o critério de planejamento não prevê que os alimentadores operem em sobrecarga mesmo em emergência.

A Tabela 3 apresenta os limites de capacidade para os cabos utilizados em redes de distribuição de Média Tensão.

### 3.5.5 Fator de potência das cargas e compensação reativa

O fator de potência das cargas das subestações deve ser definido através do processo de planejamento do sistema, levando em consideração a aplicação de capacitores ao longo da rede dos alimentadores, que são dimensionados através de estudos na rede de distribuição de média tensão, tomando como premissa que os consumidores conectados no sistema de distribuição obedeçam a regulamentação vigente.

A apresenta valores sugeridos como referência para os estudos de planejamento.

Tabela 6 – Fator de potência para estudos de planejamento

| Patamar de carga | Pesada | Média | Leve |
|------------------|--------|-------|------|
|                  | 0,92   | 0,92  | 0,85 |

#### 3.5.5.1 Compensação reativa em Alta Tensão

A compensação reativa em condição normal de operação deve ser realizada, preferencialmente, através de capacitores e, adicionalmente, para atender o sistema durante contingências específicas pode utilizada a compensação estática, síncrona ou mesmo capacitores, desde que estes possam se manter ligados em condição normal de operação.

A aplicação de capacitores na rede principal de distribuição de alta tensão deve ser realizada através de simulação com auxílio de ferramenta computacional de fluxo de potência, objetivando o dimensionamento do equipamento de compensação reativa com menor custo e benefício. Condições de sobre compensação reativa em barramentos de média tensão podem ser consideradas em situações específicas, considerando estudos de rejeição de carga associado a perda do alimentador de maior carregamento da subestação de distribuição.

As variações de tensão provocadas por chaveamento de bancos de capacitores não devem exceder a 5% da tensão nominal.

### **3.5.5.2 Compensação reativa em Média Tensão**

Os capacitores planejados para a rede de distribuição de Média Tensão deverão ter o distanciamento mínimo de 500 metros entre eles, e a potência aparente mínima no ponto de instalação do capacitor de ser, no mínimo, 150% da capacidade nominal do capacitor. Essas premissas visam mitigar possíveis ressonâncias e efeitos no chaveamento dos capacitores no sistema de distribuição.

A corrente de curto-circuito admissível no ponto de instalação do capacitor é de 5 kA, para correntes superiores é necessário que a ligação dos bancos seja em estrela isolada.

Os estudos de planejamento devem levar em consideração as capacidades dos capacitores podem variar entre 300 kVar, 600 kVar, 900 kVar e 1.200 kVar.

### **3.5.6 Critérios para aplicação de medidas corretivas em planejamento**

Evitar a execução de obras no sistema de distribuição para solucionar problemas temporários do sistema no período em estudo é um dos desafios que o planejamento enfrenta, desta forma, como premissa é permitida a consideração do desligamento de qualquer outro elemento que fique submetido a solicitações superiores às máximas admissíveis durante as análises de contingenciamento dos elementos componentes do sistema.

Os estudos de planejamento devem considerar as solicitações impostas aos demais componentes do sistema de distribuição, de tal modo que não transgressão dos

valores definidos em critérios de planejamento, objetivando a manutenção da continuidade e qualidade no atendimento aos consumidores.

Sabendo que a implantação das soluções de planejamento demanda desligamentos temporários da rede de distribuição, deve ser levado em consideração na concepção das soluções essa complexidade, desta forma o desligamento temporário possa ser executado automaticamente com a utilização de sistemas usuais de proteção.

A aplicação dessas medidas em estudos para planejamento de longo prazo deve ser condicionada à utilização de procedimentos automáticos, como os previstos para o Centro de Operação Integrado.

### **3.5.7 Critérios para adequação dos arranjos de barramentos de subestação de distribuição**

As perturbações causadas pela atuação de proteções para falha de disjuntores e de proteções diferenciais de barramentos podem ser causas de desligamentos de muitos ramos do sistema, sendo que este número de ramos desligados é influenciado pelo arranjo do barramento das subestações ou usina em análise. Em geral, tratando-se subestações de maior porte, as atuações destas proteções produzem perturbações de tal porte que seus efeitos só podem ser minorados através da atuação de e Esquemas Especiais de Proteção e Segurança, resultando sempre em perdas de carga de proporções significativas.

Assim, quando a perda de carga for considerada inaceitável, sempre é possível escolher arranjos de barramentos cuja atuação das proteções mencionadas cause desligamentos de menos ramos. Associado à melhoria do arranjo do barramento está sempre um aumento do custo da subestação, quer pelo aumento do espaço físico quer pelo aumento do número de componentes de chaveamento (disjuntores e seccionadoras). Os arranjos básicos a serem considerados são:

- Arranjo barra simples;
- Arranjo barra dupla principal e transferência;

- Arranjo barra dupla.

Casos especiais poderão requerer outros tipos de barramentos, entretanto tal condição terá que ser justificada através de estudos de viabilidade específicos.

### **3.5.8 Critérios para definição do número de alimentadores conectado a uma subestação de distribuição**

Os critérios básicos de planejamento para definição do número de alimentadores em uma subestação levam em consideração a previsão de crescimento de mercado definido pelas áreas competentes, juntamente com os critérios técnicos de níveis de continuidade, tensão, carregamento e perdas.

O número máximo de alimentadores está atrelado a quantidade e capacidade dos transformadores, sendo que esta última está relacionada com o nível de tensão de atendimento à subestação, conforme apresentado através da Tabela 7.

Tabela 7 – Quantidade de alimentadores conectados por transformador de subestação

| <b>Tensão de transformação (kV)</b> | <b>Potência (MVA)</b> | <b>Nº mínimo de alimentadores</b> | <b>Nº máximo de alimentadores</b> |
|-------------------------------------|-----------------------|-----------------------------------|-----------------------------------|
| 138-88/13,8                         | 25/33/41              | 4                                 | 8                                 |
| 69/13,8                             | 10/12,5               | 2                                 | 4                                 |
| 34,5/13,8                           | 5/6,66                | 1                                 | 2                                 |
|                                     | 18/24                 | 2                                 | 6                                 |

As subestações com transformadores 34,5/13,8kV são estrategicamente planejadas para atender áreas em que a implantação de linhas de distribuição de 88kV ou 138kV não se mostra viável. Esse cenário é especialmente comum em regiões distantes dos principais centros de carga, onde a presença de municípios circundados por áreas de proteção ambiental ou a existência de áreas urbanizadas com redes pré-existent de 34,5kV impõem restrições à instalação de infraestruturas de maior tensão. Nesses casos, a solução frequentemente adotada é a implantação de subestações com transformadores 34,5/13,8kV.



Determinados desligamentos integrais de subestações decorrem de curtos-circuitos em barramentos originários de curto em transformadores de corrente e tensão a eles ligados, outros desligamentos são causados por falhas no serviço auxiliar que atingem o funcionamento global da subestação. Nestas situações quanto maior o número de ramos ligados a mesma subestação maior será o desligamento, portanto, assim quando possível deverá ser considerada a possibilidade de construir um número maior de subestações de menor capacidade, ao invés de uma única subestação grande com muitos ramos a ela ligados.

O planejamento do sistema de distribuição deve considerar que, na etapa final, o número de linhas e transformadores ligados a uma mesma subestação não deverá ultrapassar limites, que variam com o nível de tensão e com o grau de importância das cargas. Deverá ser levada em conta que a perda de todos os circuitos de um determinado nível de tensão de uma subestação não deverá provocar um blecaute na malha principal do sistema ou em regiões estratégicas.

## 4 METODOLOGIA

### 4.1 Introdução

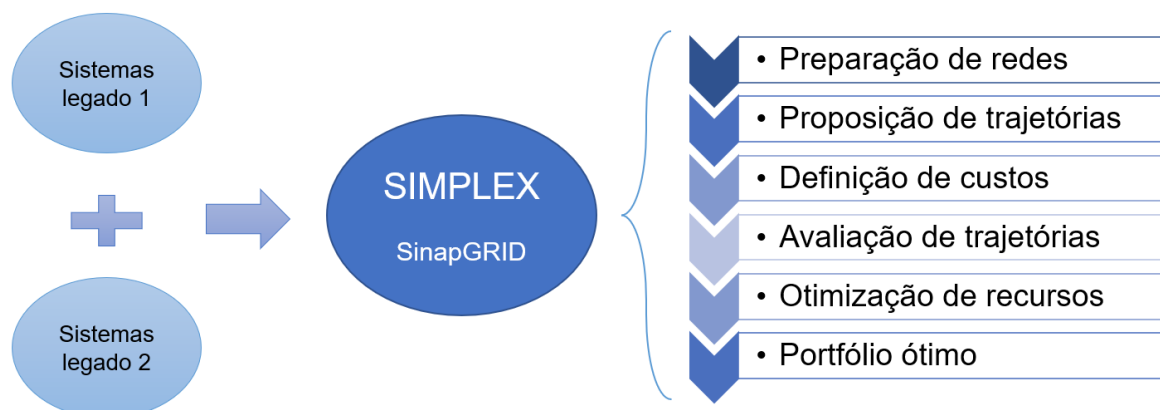
A metodologia proposta tem como objetivo fornecer uma abordagem abrangente para o planejamento da distribuição de energia elétrica, que integra a avaliação do impacto da confiabilidade, por meio da avaliação do desempenho da continuidade e confiabilidade a partir dos indicadores de qualidade do serviço no sistema de distribuição. Ela se combina de maneira sistemática com os critérios tradicionais de planejamento, abrangendo aspectos técnicos, como carregamento, nível de tensão e perdas, bem como considerações de custos, criando um Índice de Mérito a partir desses parâmetros. Essa abordagem proporciona uma análise integrada para otimizar soluções em um horizonte de estudo. A metodologia visa atender às demandas do mercado, enquanto cumpre critérios técnicos e regulatórios.

O Projeto de Pesquisa e Desenvolvimento Tecnológico, conduzido pela EDP, com o título “SIMPLEX-MP - Algoritmo Multiobjetivo Aplicado a Sistemas para Integração da Manutenção, Expansão, Redução de Perdas e Serviços Baseados na Confiabilidade da Rede de Distribuição”, implementou a metodologia desta dissertação. Essa implementação se materializou por meio do módulo SIMPLEX-Expansão, integrado na plataforma de cálculos elétricos SinapGrid, disponibilizada pela empresa Sinapsis.

Essa plataforma possui anos de engenharia investidos em seu desenvolvimento e todas as ferramentas disponíveis, tais como cálculo de fluxo de potência e cálculo de indicadores de continuidade, que são utilizados pelo SIMPLEX-Expansão na execução das etapas do processo de planejamento.

O fluxograma da Figura 2 mostra a integração do SIMPLEX-Expansão com os sistemas de uma distribuidora, juntamente com as etapas do processo de planejamento, que serão detalhadas nos itens subsequentes.

Figura 2 – Etapas do processo de planejamento da expansão



Desta forma, o SIMPLEX-Expansão concentra as ferramentas necessárias para o planejador explorá-las, de modo centralizado, assim é possível que todas as etapas do processo de planejamento da expansão sejam realizadas em única plataforma. O processo, que tem início na etapa de preparação de redes e é finalizado na etapa de otimização de recursos, tem o como resultado um portfólio ótimo de ações de planejamento da expansão.

## 4.2 Preparação de redes

O processo de planejamento da expansão tem início com a preparação das redes de distribuição que serão utilizadas nos estudos e serão utilizadas nos diagnósticos e proposição de soluções. A Figura 3 ilustra essa etapa do processo.

O primeiro passo é realizar a importação das redes do sistema GIS (*Geographic Information System*) para a plataforma que será realizado o planejamento. Desta forma, as informações de topologia de redes, parâmetros elétricos dos equipamentos, curvas de cargas dos consumidores e consumo faturado das cargas são modelados no sistema.

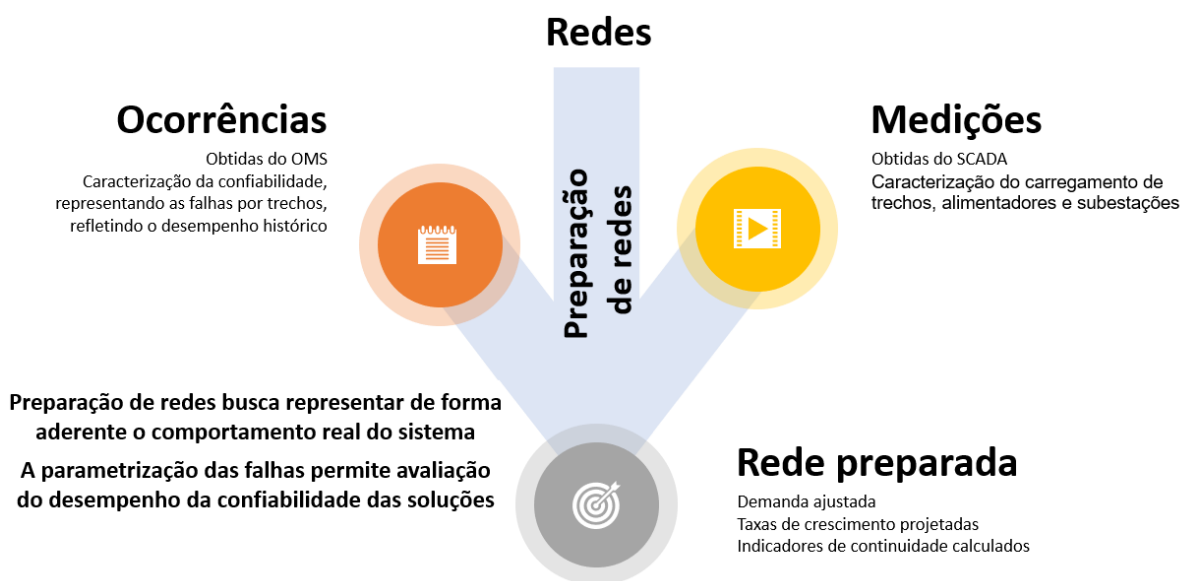
Após a importação dos dados, é de suma importância que o comportamento da rede seja parametrizado para representar o mais fielmente possível a realidade do sistema.

Esses ajustes desempenham um papel crucial na asseguuração da eficácia dos estudos, tanto para diagnóstico como para proposição das soluções no horizonte de planejamento. Assim, os seguintes procedimentos tornam-se necessários:

- Ajuste de demanda: A adaptação da demanda é um passo fundamental para refletir com precisão as necessidades da região de estudo;
- Projeção das taxas de crescimento do mercado: Antecipar o crescimento do mercado é essencial para planejar com sucesso o atendimento às futuras demandas; e
- Cálculo de indicadores de continuidade: A avaliação e cálculo de indicadores de continuidade são cruciais para garantir a confiabilidade da rede e a continuidade do fornecimento de energia.

No planejamento tradicional, a preparação das redes é realizada principalmente por meio de ajustes na demanda e projeções de taxas de crescimento. No entanto, um aspecto essencial abordado nesta dissertação é a integração dos indicadores de continuidade integralmente ao processo. A proposta de ajuste da rede, incluindo os indicadores de continuidade, não apenas considera o desempenho da rede em situações normais de operação, mas também avalia seu comportamento em situações de contingência. Isso possibilita a análise do impacto das soluções propostas na confiabilidade do sistema de distribuição em diversas condições operacionais, tornando o planejamento mais abrangente e preciso.

Figura 3 – Preparação de redes para estudos de planejamento da expansão



O ajuste de demanda é realizado com base em medições de consumo localizadas no início dos alimentadores, obtidas do sistema SCADA (*Supervisory Control and Data Acquisition*) da concessionária, que minimamente contém a integralização horária das medições de corrente, demanda e energia. Essas medições são processadas de acordo com a necessidade de parametrização das redes em estudo, com o objetivo de identificar a mais relevante para caracterizar o carregamento máximo do sistema no planejamento.

A técnica proposta para ajuste de demanda se caracteriza por apurar a média de consumo e o desvio padrão, em patamar horário, de potência ativa e reativa, segregando em todos os dias da semana, somente dias úteis, somente finais de semana, somente sábados e somente domingos. Desse modo, é possível ajustar a demanda de acordo com o tipo de medição mais relevante para cada rede. O módulo SIMPLEX-Expansão implementou com sucesso essa técnica de ajuste de demanda, melhorando a precisão do planejamento da distribuição de energia.

A projeção das taxas de crescimento de mercado tem como objetivo antecipar o desenvolvimento esperado na região, refletindo o aumento da carga no sistema elétrico. Esses estudos avançados de expectativa de crescimento são conduzidos por departamentos ligados ao mercado que empregam modelos econométricos sofisticados.

Uma alternativa para realizar essas projeções de crescimento é utilizar o histórico de dados medidos em transformadores de subestações. Nesse caso, pode ser aplicada uma regressão linear ou exponencial à série histórica, permitindo a determinação das taxas de crescimento para o horizonte de planejamento desejado. Uma vez obtidas as taxas de crescimento por transformador de subestação, essas taxas são aplicadas a todos os alimentadores conectados a ele.

O método de apuração das taxas de crescimento com base no histórico de crescimento do consumo de transformadores de subestação foi com êxito incorporado ao módulo SIMPLEX-Expansão.

A preparação da rede para refletir seu desempenho em relação aos indicadores de continuidade do sistema envolve a análise dos indicadores DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) e FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora), juntamente com o histórico de ocorrências do OMS (*Outage Management System*). Com base nesses dados, são calculados os índices de falha para cada bloco, que corresponde ao trecho entre dois equipamentos de proteção do sistema.

A Figura 4 ilustra a interface utilizada para ajustar os parâmetros de continuidade com o resultado obtido para a rede das ETDs (estações transformadoras de distribuição) Barra do Una (UNA) e Boiçucanga (BOI), utilizando da plataforma SinapGrid.

Figura 4 – Interface de ajuste de parâmetros de continuidade

Indicadores de continuidade para Redes Radiais

Dados de Entrada Preparação de dados Resultados

Gerais Defeitos Compensações

| Rede       | Bloco | CLih ... | CLI (...) | Con... | DEC (desig.h/ano.cons.) | FEC (desig/ano.cons.) | END (MWh/ano) | DECBT |
|------------|-------|----------|-----------|--------|-------------------------|-----------------------|---------------|-------|
| RBOI 1302  | -     | 2221...  | 1191...   | 170... | 13.05                   | 7.00                  | 18.69         | 0.55  |
| RUNA 13... | -     | 2962...  | 1977...   | 337... | 8.78                    | 5.86                  | 26.38         | 1.92  |
| RBOI 1305  | -     | 3046...  | 1744...   | 191... | 15.93                   | 9.12                  | 20.69         | 1.13  |
| RBOI 1301  | -     | 3099...  | 2004...   | 353... | 8.78                    | 5.68                  | 28.75         | 1.04  |
| RUNA 13... | -     | 3293...  | 2158...   | 277... | 11.87                   | 7.78                  | 23.20         | 1.84  |
| RUNA 13... | -     | 3741...  | 2272...   | 266... | 14.02                   | 8.51                  | 36.44         | 1.96  |
| RBOI 1303  | -     | 6754...  | 4133...   | 401... | 16.83                   | 10.30                 | 33.03         | 1.35  |
| Global     | -     | 2717...  | 1678...   | 221... | 12.27                   | 7.58                  | 204.35        | 1.41  |

| Rede      | Bloco | CLih (de...) | CLI (desl...) | Consumi... | DEC (des...) | FEC (desl...) | END (M... | Consumi... | FECPISC... |
|-----------|-------|--------------|---------------|------------|--------------|---------------|-----------|------------|------------|
| BOI       | 1     | 0.00         | 0.00          | 0          | 0.00         | 0.00          | 0.00      | 0.00       | 0.00       |
| BOI       | 2     | 0.00         | 0.00          | 0          | 0.00         | 0.00          | 0.00      | 0.00       | 0.00       |
| BOI       | 3     | 0.00         | 0.00          | 0          | 0.00         | 0.00          | 0.00      | 0.00       | 0.00       |
| RBOI 1301 | 1     | 0.00         | 0.00          | 0          | 0.00         | 0.00          | 0.00      | 0.00       | 0.00       |
| RBOI 1301 | 2     | 0.00         | 0.00          | 0          | 0.00         | 0.00          | 0.00      | 0.00       | 0.00       |
| RBOI 1301 | 3     | 0.00         | 0.00          | 0          | 0.00         | 0.00          | 0.00      | 0.00       | 0.00       |
| RBOI 1301 | 4     | 850.55       | 559.13        | 215        | 3.96         | 2.60          | 0.68      | 0.00       | 0.00       |
| RBOI 1301 | 5     | 1224.12      | 750.00        | 176        | 6.96         | 4.26          | 0.47      | 0.00       | 0.00       |
| RBOI 1301 | 6     | 952.11       | 621.54        | 239        | 3.98         | 2.60          | 0.69      | 0.00       | 0.00       |
| RBOI 1301 | 7     | 407.22       | 264.59        | 95         | 4.29         | 2.79          | 0.20      | 0.00       | 0.00       |

Parâmetros ajustados.

A tela do Módulo de Indicadores de Continuidade para Redes Radiais no SinapGrid exibe os resultados após o processamento da base de ocorrências juntamente com o DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) e FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora). No quadro superior da Figura 4, são apresentados os resultados individuais por alimentador, bem como o resultado global de todos os alimentadores em análise. O quadro inferior da Figura 4 são segmentadas as informações do quadro superior em blocos dos alimentadores.

São fornecidas informações fundamentais para o cálculo dos indicadores de continuidade, todos considerando dados anuais:

- CLih (Clientes Interrompidos x Tempo de Interrupção): O número de clientes afetados multiplicado pelo tempo de interrupção;

- CLI (Clientes Interrompidos): O número total de clientes afetados;
- Consumidores: O total de consumidores na rede ou alimentador;
- DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora): Obtido pela razão entre CLIt e Consumidores;
- FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora): Obtido pela razão entre CLI e Consumidores;
- END (Energia Não Distribuída): Representa a energia que os consumidores interrompidos deixaram de receber;
- DECBT (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora): Calculado apenas com base nos consumidores de baixa tensão;
- FECPISCA (Interrupções Inferiores a 3 minutos): Registra as interrupções que duraram menos de 3 minutos, abaixo do período que inicia a contagem do indicador.

### **4.3 Proposição de soluções e trajetórias**

Após a etapa de preparação das redes, é obtida uma base de dados que inclui informações sobre topologia, parâmetros elétricos e carregamentos atuais e projetados de todas as redes na região de estudo, além dos indicadores de confiabilidade.

Usando ferramentas de diagnóstico, o planejador analisa o desempenho do sistema de distribuição em regime normal de operação. Esse processo envolve a observação do comportamento do sistema ao longo dos anos do horizonte de estudo para detectar problemas técnicos, como a violação de limites aceitáveis de tensão em pontos de consumo e sobrecargas em trechos da rede. O planejamento tradicional somente considera essa etapa para proposição das soluções ao sistema de distribuição.

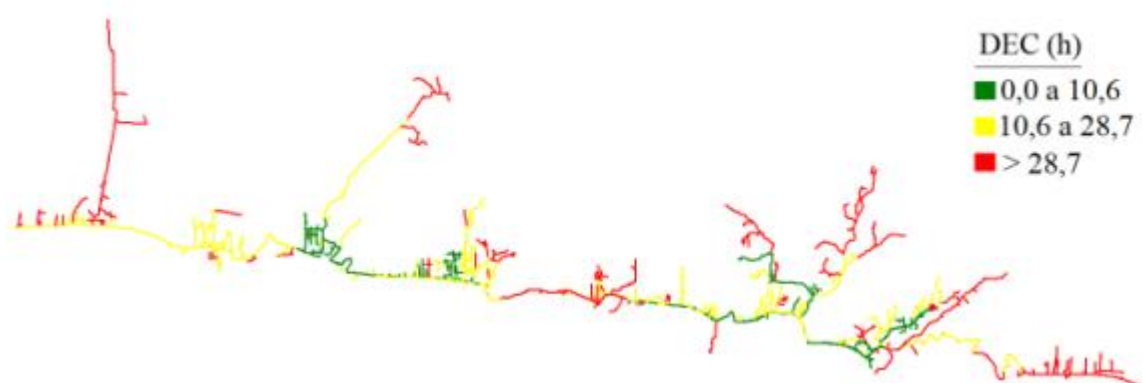
A metodologia proposta por esta dissertação busca expandir essa análise para incluir o desempenho do sistema em regime de contingência, incluindo análise dos indicadores de continuidade do fornecimento, em que o objetivo é garantir que as obras propostas tornem o sistema de distribuição mais confiável.



Após a conclusão do diagnóstico, o planejador elabora propostas de obras de expansão para resolver os problemas técnicos identificados. Isso resulta na definição de possíveis soluções de expansão das redes de distribuição, que são denominadas de trajetórias, com o intuito de atender ao crescimento da demanda do mercado e cumprir as regulamentações do setor elétrico em relação aos requisitos de qualidade. É importante notar que esse processo requer a experiência e o conhecimento técnico do planejador e não é uma atividade automática.

A Figura 5 ilustra o comportamento do DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora), um dos indicadores de desempenho do sistema, ao longo das redes das ETDs UNA e BOI, usando a tela do SinapGrid.

Figura 5 – Distribuição do DEC na rede UNA-BOI



O mapa temático apresentado na Figura 5 é obtido através da parametrização dos itens de confiabilidade, conforme descrito no anteriormente.

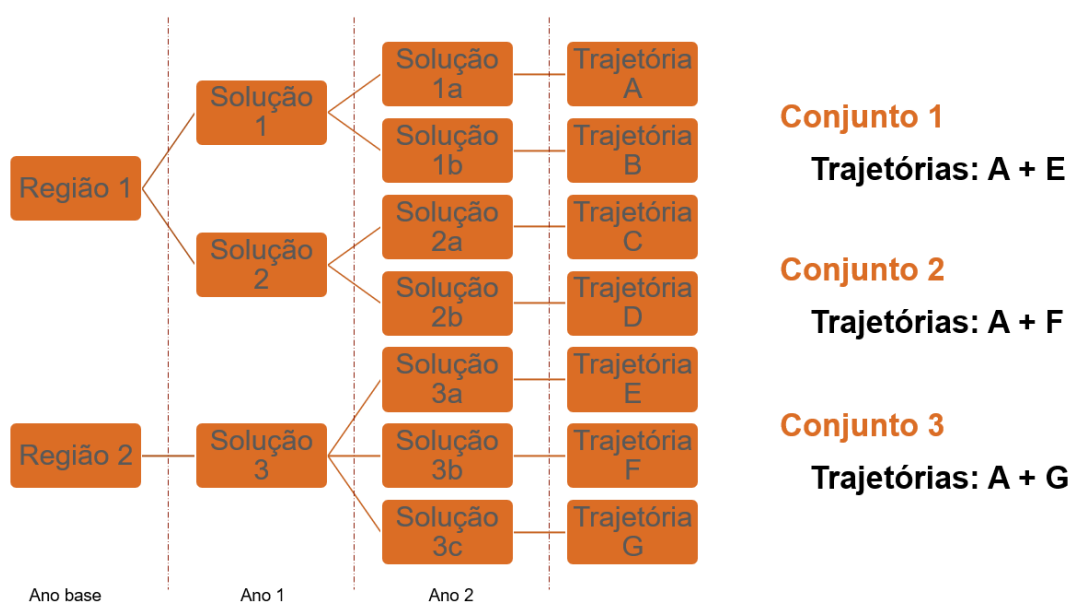
#### 4.3.1 Soluções e trajetórias

No contexto dos estudos de planejamento que abrangem a evolução do sistema de distribuição ao longo de vários anos, é pressuposto que, para cada ano dentro do horizonte de planejamento, haverá uma ou mais soluções propostas para a região de estudo. Cada uma dessas soluções pode ser desmembrada em subalternas, seguindo uma estrutura hierárquica conhecida como “pai-filho”, em que cada solução “filha”

deriva de uma solução “pai”. Além disso, uma solução “pai” pode gerar várias soluções “filhas”.

Quando o planejamento abrange várias regiões, é possível combinar as trajetórias de diferentes regiões, resultando em um conjunto abrangente de trajetórias. A Figura 6 oferece uma ilustração visual desses conceitos por meio de um sistema hipotético composto por duas regiões de planejamento.

Figura 6 – Conjunto de trajetórias de soluções de múltiplas regiões.



A Região 1 apresenta a Solução 1 e 2 para o Ano 1, sendo que cada uma delas se ramifica em outras duas soluções para o Ano 2. Como resultado, a Região 1 possui quatro trajetórias distintas, cada uma composta por uma solução para cada um dos anos.

Por outro lado, a Região 2 oferece a Solução 3 para o Ano 1 e três soluções para o Ano 2, resultando em três trajetórias diferentes.

O Conjunto de Trajetórias das regiões em estudo consiste em uma trajetória proveniente de cada região, que são então combinadas entre si. Portanto, o número total de conjuntos de trajetórias pode crescer significativamente, dependendo da quantidade de regiões, soluções e horizonte de planejamento considerado.

#### 4.4 Definição de custo de obras

A valoração das soluções estudadas desempenha um papel crítico no planejamento do sistema de distribuição, uma vez que tem implicações diretas no orçamento da concessionária, refletindo também em seu Plano de Negócios. Uma valoração equivocada das soluções pode resultar na seleção de obras com baixa eficácia, em detrimento de outras de maior relevância.

Portanto, é proposta uma abordagem para determinar os custos das obras de forma automatizada. Essa abordagem se baseia em custos modulares para diferentes tipos de obras de expansão, por exemplo, considera o custo por quilômetro para a extensão de novos trechos de rede ou o condicionamento da rede, levando em consideração as diversas configurações utilizadas pela distribuidora, além do custo unitário de novos equipamentos, como bancos de capacitores, religadores, reguladores de tensão, entre outros.

A metodologia envolve a execução de uma rotina que calcula o custo total de cada obra proposta pelo planejador na definição das trajetórias. Isso é realizado levando em consideração o custo modular associado ao tipo de obra e a quantidade de equipamentos ou quilômetros envolvidos nas obras definidas nas soluções que compõem as trajetórias.

O custo total de cada obra é calculado de acordo com (3):

$$\text{Custo Total} = (M \times Q) + (S \times Q \times K) + P + O \quad (3)$$

Onde: Q é a quantidade de equipamentos/quilômetros, M é o custo modular de material, S é o custo modular de serviço, K é um fator de ajuste de custo de serviço, P e O são os custos de pessoal e outros custos, respectivamente.

O fator de ajuste K de cada tipo de obra é definido pela equipe de planejamento da concessionária com base em sua experiência, ajustando o custo modular padrão dos serviços em função das características típicas de cada região de estudo. As parcelas P e O do custo total, que refletem custos extraordinários das obras, também são

definidos pela equipe, assim como podem ser utilizados para representar uma margem de erro no orçamento de cada obra.

Além do processo automático de cálculo de custos de obras, é possível que o planejador realize a edição do custo de cada obra manualmente. Após concluir essa etapa de definição dos custos de todas as obras propostas, a metodologia calcula automaticamente os custos anuais e o valor presente do custo total de todas as trajetórias de expansão.

O método de cálculo automático de custos das obras foi com êxito incorporado ao módulo SIMPLEX-Expansão.

#### **4.5 Avaliação de trajetórias**

Nesta etapa, é realizada a avaliação das trajetórias de planejamento da expansão, calculando o desempenho técnico de cada trajetória para cada ano do horizonte de planejamento, juntamente com a análise do desempenho em contingência. Essa avaliação envolve a análise de diversos indicadores, que incluem:

- Operação em condições normais: análise do número de clientes com tensão precária e crítica, a extensão de trechos com carregamento elevado e sobrecarga, bem como as perdas técnicas;
- Operação em contingência: análise de consumidores interrompidos (CI), consumidores-hora interrompidos (CHI), indicadores coletivos de continuidade (DEC e FEC) e energia não distribuída (END).

Os resultados obtidos são armazenados, o que evita a necessidade de recalculá-los caso o processo de planejamento seja interrompido e retomado sem alterações. Esses resultados armazenados são utilizados na etapa de priorização das trajetórias.

A avaliação das trajetórias, tanto em regime normal de operação quanto em contingência, permite um planejamento de expansão do sistema que considera de

forma sistemática o desempenho dos indicadores de continuidade. Isso possibilita a proposição de obras mais robustas e oportunas, visando alcançar níveis aceitáveis de confiabilidade.

#### 4.6 Priorização de trajetórias

Após a realização de todas as etapas do planejamento é realizada a priorização das trajetórias, onde um algoritmo é utilizado para escolher um conjunto de trajetórias, onde o benefício total é maximizado. O problema de otimização tem como restrição o limite de orçamento definido pelo planejador. O número de regiões de estudo é ilimitado, bem como o número de trajetórias de expansão que podem ser avaliadas e priorizadas.

A cada possível conjunto de trajetórias de expansão é calculado um Índice de Mérito, que leva em consideração ganhos técnicos e de continuidade, em função desses indicadores de cada trajetória, calculados na etapa de avaliação.

O ganho  $\mu$  de um conjunto  $C$  referente a um indicador  $X$  é calculado de acordo com (4):

$$\mu_X^C = \sum_{i=0}^R \sum_{j=0}^A \left[ \frac{(\text{Indicador } X_{i,j}^{ref} - \text{Indicador } X_{i,j}^{traj})}{\text{Indicador } X_{i,j}^{ref}} \right] \quad (4)$$

onde:  $R$  é o número de regiões de estudo,  $A$  é o número de anos do horizonte de planejamento,  $\text{Indicador } X_{i,j}^{traj}$  é o indicador da trajetória da região  $i$  no ano  $j$  contida no conjunto  $C$  e  $\text{Indicador } X_{i,j}^{ref}$  é o indicador de referência dessa trajetória (por exemplo, o indicador calculado com a rede original, sem a proposição de obras).

O algoritmo foi implementado de modo a selecionar o conjunto de trajetórias de expansão, com uma trajetória para cada região de estudo, com o máximo Índice de Mérito (IM) calculado de acordo com (5):

$$IM^C = \beta \times [\alpha \times \mu_{tec}^C + (1 + \alpha) \times \mu_{cont}^C] + (1 - \beta) \times \mu_{orc}^C \quad (5)$$

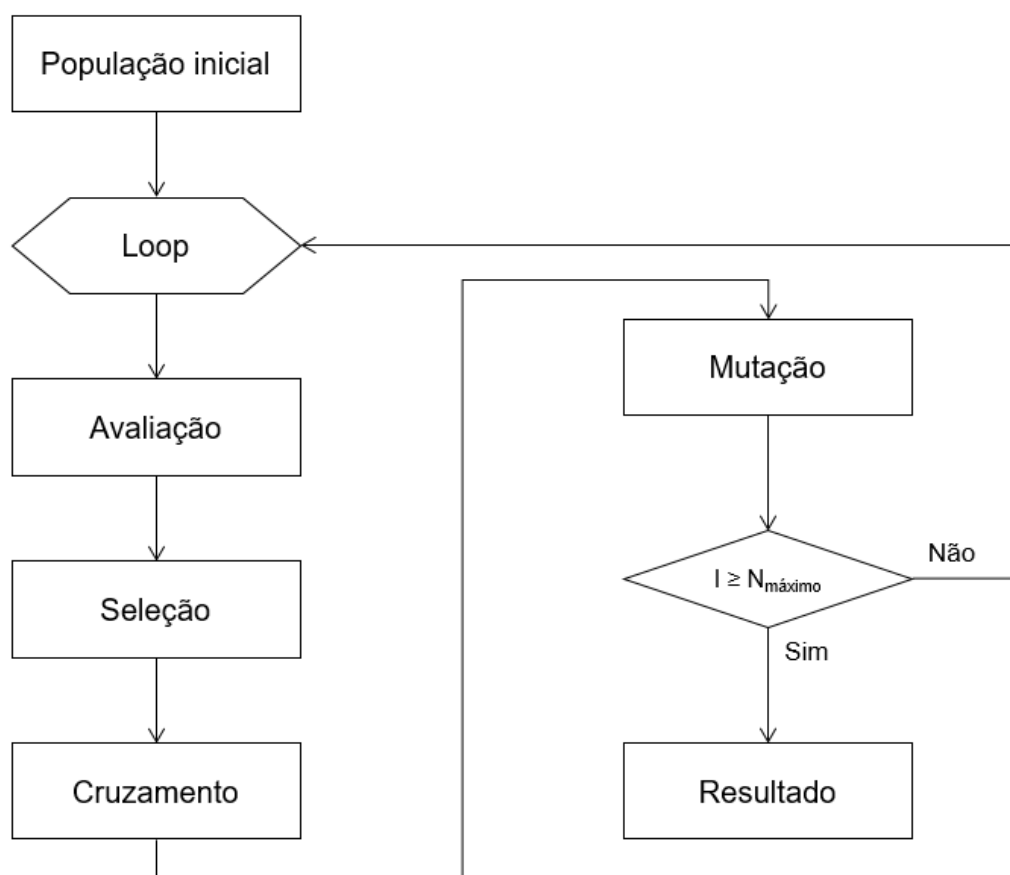
onde:  $\alpha$  e  $\beta$  são constantes de ponderação definidas no intervalo  $[0,1]$ ,  $\mu_{tec}^C$  e  $\mu_{cont}^C$  são os ganhos técnico e de continuidade do conjunto, respectivamente, calculados pela soma ponderada dos ganhos de cada indicador, com o peso definido pelo planejador, e  $\mu_{orc}^C$  é uma nota de orçamento do conjunto calculada em função de seu custo e do orçamento estabelecido pelo planejador, definida no intervalo  $[0,1]$ .

Os valores de  $\alpha$  e  $\beta$  podem ser alterados pelo planejador de modo a realizar análises de sensibilidade para os problemas de otimização de recursos. Assim, é possível verificar eventuais variações de solução para os problemas de otimização de acordo com diferentes ponderações entre os ganhos técnico e de continuidade e a nota de orçamento.

Para resolução do problema de otimização foi implementado um algoritmo genético. Seu funcionamento consiste em submeter uma população de indivíduos, ou seja, um conjunto de possíveis soluções do problema, ao processo de evolução. Para isso, é aplicada uma sequência de operadores genéticos (seleção, cruzamento e mutação), responsáveis por selecionar os indivíduos mais aptos a sobreviverem e garantir a diversidade genética da população (Kagan, 2009).

O processo, mostrado no fluxograma da Figura 7 termina após um determinado número de iterações  $N_{máximo}$  ser executado, e a solução do problema é representada pelo indivíduo melhor avaliado. Os passos apresentados no diagrama são descritos na sequência, com ênfase na aplicação ao problema de otimização de recursos para expansão do sistema de distribuição de energia elétrica.

Figura 7 – Fluxograma do algoritmo genético



A etapa Codificação segue uma analogia com o armazenamento de informações genéticas em cromossomos nos seres vivos, em que as possíveis soluções para o problema são representadas e armazenadas em vetores de comprimento fixo, também chamados de indivíduos. Nesta aplicação, o comprimento desses vetores é determinado pelo número de regiões de estudo consideradas na priorização, onde cada posição no vetor, conhecida como *locus*, corresponde a uma região de estudo específica armazenada através do índice da trajetória selecionada região em questão, cuja codificação é feita utilizando números inteiros, representando as trajetórias selecionadas para cada região de estudo.

A geração do conjunto de indivíduos é realizada através da etapa de População Inicial, juntamente com a predefinição do número de indivíduos que irão compor o conjunto da população inicial. Esses indivíduos são gerados aleatoriamente, onde, para cada posição correspondente a uma região de estudo, é realizado um sorteio para determinar o índice da trajetória de expansão a ser atribuída.

A etapa de Avaliação qualifica os conjuntos de trajetórias soluções, em que os ganhos são calculados individualmente de acordo com as informações das trajetórias armazenadas em seu vetor, seguindo o equacionamento apresentado em (2). Esses ganhos refletem o desempenho da solução proposta. Em seguida, o Índice de Mérito é calculado, com a formulação apresentada em (3), que representa a qualidade global do conjunto de trajetórias. Esse Índice de Mérito serve como uma medida de avaliação geral e determinar quais conjuntos irão para etapa seguinte do processo de otimização.

A etapa de Seleção define quais trajetórias serão escolhidas para serem combinadas na próxima geração do algoritmo, o procedimento adotado na metodologia proposta foi o método do torneio para realizar a seleção. O processo de seleção ocorre em grupos de três trajetórias sorteadas aleatoriamente que são submetidos a uma competição, onde o melhor avaliado, ou seja, aquele com maior Índice de Mérito calculado na etapa anterior, é selecionado para fazer parte da próxima geração. Esse procedimento de seleção por torneio é repetido várias vezes até que seja alcançado o número necessário de trajetórias selecionadas para manter o tamanho da população constante ao longo das gerações.

A etapa de Cruzamento envolve a seleção aleatória de pares de trajetórias da população, com o objetivo de trocar informações entre eles. Essa troca de informações permite combinar características de diferentes trajetórias e explorar novas combinações no processo de busca por soluções ótimas.

A etapa de Mutação tem como objetivo introduzir pequenas alterações nas soluções das trajetórias. Essa mutação é realizada para evitar que o algoritmo fique preso em uma região específica do espaço de busca e promover uma exploração mais abrangente.

O método de priorização das trajetórias considerando o Índice de Mérito foi com êxito incorporado ao módulo SIMPLEX-Expansão.



## 5 RESULTADOS

### 5.1 Estudo de caso

Nesta seção são apresentados os resultados de um estudo de caso que visa avaliar o desempenho da aplicação da metodologia proposta para o planejamento da expansão do sistema de distribuição de energia elétrica. Foram utilizadas informações provenientes de sistemas legados de uma distribuidora de energia elétrica, permitindo uma análise abrangente e eficiente das regiões de estudo. Todas as etapas do processo de planejamento foram executadas para duas regiões de estudo específicas, sendo: (i) Subestações de Distribuição José Centro (JCE) e Caçapava (CAC) e (ii) Subestações de Distribuição Barra do Una (UNA) e Boissucanga (BOI), com o objetivo de verificar a eficácia da metodologia em lidar com diferentes cenários e desafios.

Ao longo deste estudo de caso, foram aplicadas todas as etapas do processo de planejamento, incluindo a coleta e análise dos dados dos sistemas legados, a definição de critérios de avaliação e priorização, a geração de soluções alternativas, a avaliação e seleção das melhores soluções, além do planejamento detalhado das ações a serem executadas. Essas etapas foram executadas separadamente para duas regiões de estudo específicas, permitindo aplicação da metodologia proposta.

A metodologia proposta foi implementada como um módulo adicional no SinapGrid, uma plataforma de cálculos elétricos desenvolvida pela empresa Sinapsis. Essas ferramentas são totalmente integradas ao SIMPLEX-Expansão, permitindo que todas as etapas do processo de planejamento de expansão sejam executadas de forma eficiente e utilizando todas as funcionalidades disponíveis na plataforma.

## **5.2 Preparação de redes**

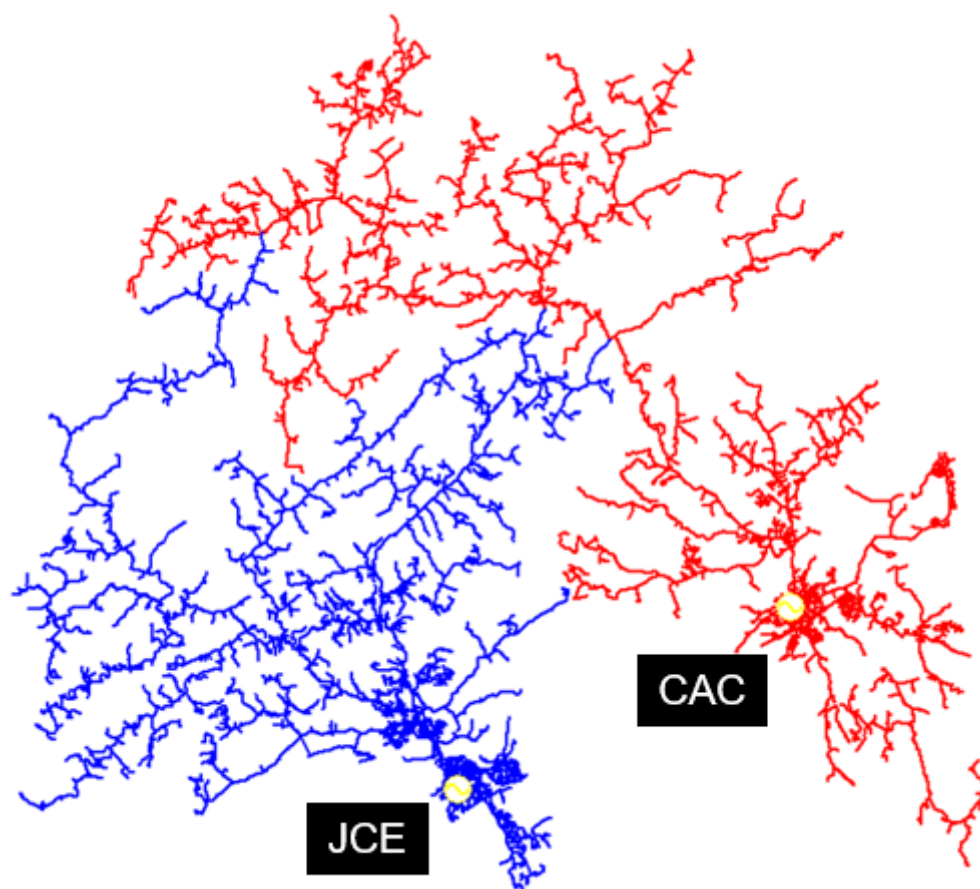
### **5.2.1 Importação de redes**

Para realizar o estudo, as redes selecionadas foram importadas do sistema GIS utilizando o módulo de importação de redes da plataforma SinapGrid. Essas redes consistem em quatro subestações localizadas em duas regiões de estudo diferentes, sendo que a primeira região está localizada em São José dos Campos/SP, enquanto a segunda região está localizada em São Sebastião/SP (litoral norte paulista).

A importação das redes do GIS permite obter informações detalhadas sobre a topologia e as características de cada subestação, como sua localização geográfica, os elementos de rede conectados a elas e outros dados relevantes. Esses dados são essenciais para realizar uma análise precisa e abrangente do sistema de distribuição de energia elétrica nessas regiões.

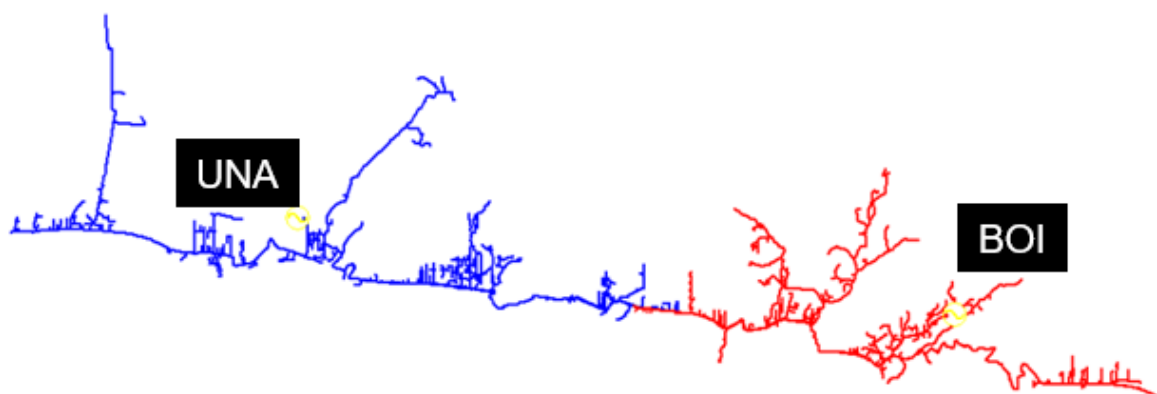
A região de São José dos Campos inclui as Subestações de Distribuição José Centro (JCE) e Caçapava (CAC), que são exibidas as redes primárias através da Figura 8 após importação para a plataforma utilizada. As redes azuis são as da subestação JCE e as vermelhas são da subestação CAC.

Figura 8 – Subestações de Distribuição José Centro e Caçapava após importação das redes



A região de São Sebastião compreende as Subestações de Distribuição Barra do Una (UNA) e Boissucanga (BOI), que são apresentadas na Figura 9 após a importação para a plataforma utilizada. As redes azuis correspondem a subestação UNA e as vermelhas à subestação BOI.

Figura 9 – Subestações de Distribuição Barra do Una e Boissucanga após importação das redes



Com objetivo de realizar as análises foram realizados dois processos independentes, ambos são executados através do módulo de Medições do SIMPLEX: (i) ajustes na demanda e (ii) projeção das taxas de crescimento de mercado. As informações utilizadas para esses ajustes foram fornecidas pela EDP São Paulo. Vale destacar que cada região teve suas próprias considerações em relação ao ajuste de demanda.

### 5.2.2 Ajuste de demanda

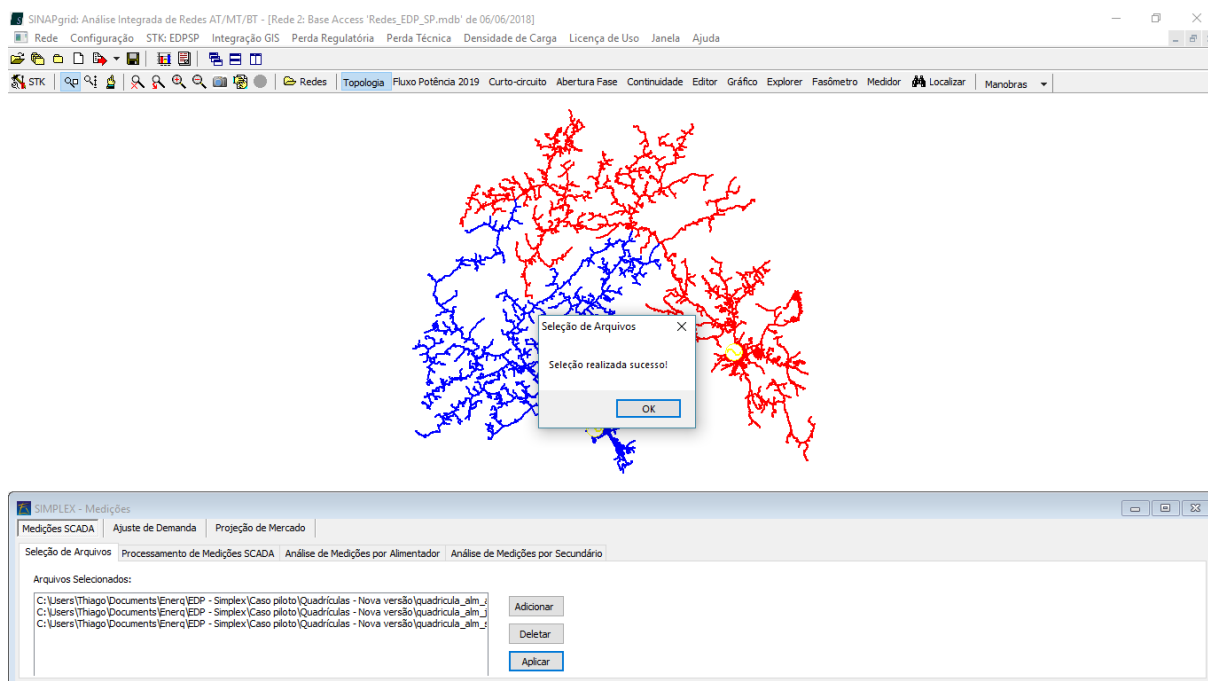
A etapa inicial do ajuste de demanda consiste no processamento das medições obtidas a partir do SCADA, para realizar essa tarefa, é necessário seguir alguns passos específicos no módulo de Medições do SIMPLEX.

Primeiramente, é preciso selecionar os arquivos contendo as medições coletadas pelo SCADA. Esses arquivos podem conter informações sobre diversas variáveis, como tensão, corrente, potência, entre outras grandezas elétricas relevantes. Em seguida, é necessário acessar a aba de Medições SCADA dentro do módulo de Medições do SIMPLEX.

A Figura 10 ilustra visualmente a interface do SIMPLEX, mostrando a localização da aba de Medições SCADA. Nessa seção, é possível realizar o carregamento dos arquivos de medições, realizar a visualização e análise dos dados registrados, e

aplicar os procedimentos de ajuste de demanda de acordo com as necessidades do estudo.

Figura 10 – Seleção de arquivos com medição do SCADA



Ao concluir o processo de processamento das medições, são gerados cinco arquivos para cada alimentador analisado. Esses arquivos contêm informações estatísticas relevantes, como a média e o desvio padrão das potências ativa e reativa, considerando diferentes intervalos de tempo.

Cada arquivo corresponde a um dos seguintes conjuntos de dados:

- 1) Todos os dias da semana: Nesse arquivo, são apresentados os valores médios e desvios padrão das potências ativa e reativa para cada patamar horário ao longo de todos os dias da semana, ou seja, incluindo tanto os dias úteis quanto os finais de semana.
- 2) Somente dias úteis: Esse arquivo contempla os valores médios e desvios padrão das potências ativa e reativa para cada patamar horário, considerando apenas os dias úteis da semana. Dessa forma, excluem-se os finais de semana.

- 3) Somente finais de semana: Nesse arquivo, são apresentadas as estatísticas das potências ativa e reativa para cada patamar horário exclusivamente nos finais de semana, ou seja, sábados e domingos.
- 4) Somente sábados: Esse arquivo concentra as informações referentes aos valores médios e desvios padrão das potências ativa e reativa em cada patamar horário exclusivamente para os sábados.
- 5) Somente domingos: Por fim, esse arquivo contém os dados estatísticos das potências ativa e reativa para cada patamar horário específico dos domingos.

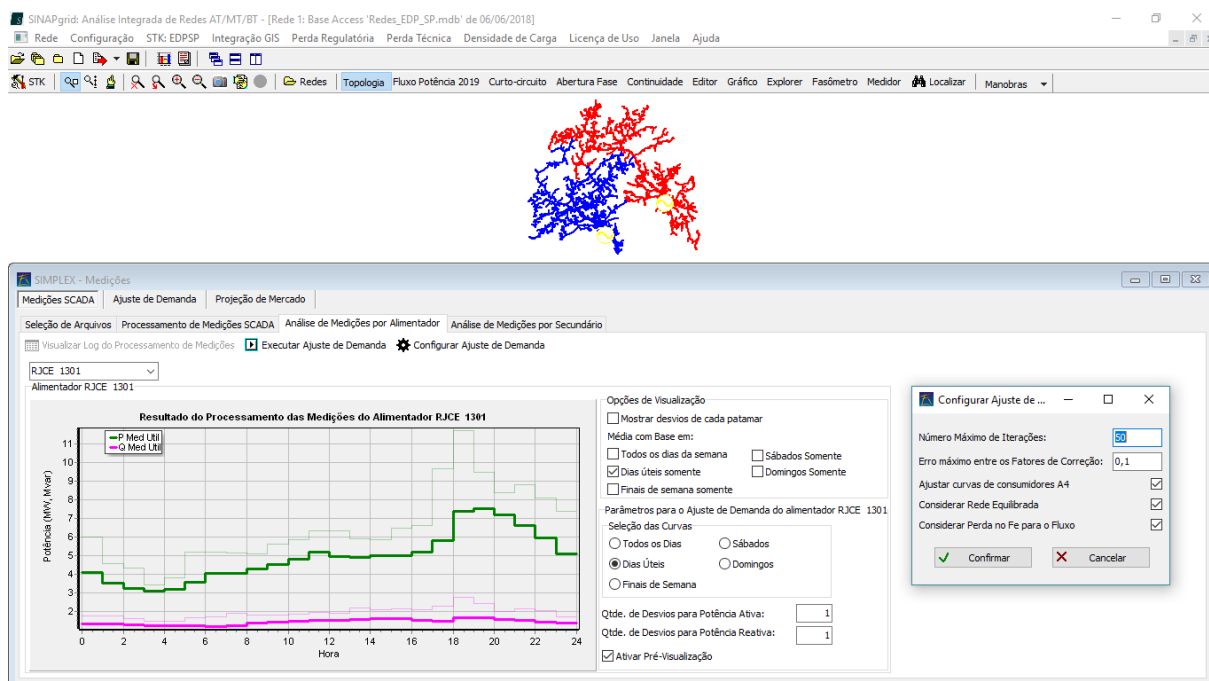
Esses cinco conjuntos de arquivos fornecem uma análise abrangente das variações de potência ao longo dos diferentes dias da semana, permitindo uma compreensão mais detalhada do comportamento da demanda de energia elétrica em diferentes cenários temporais.

Essa etapa de processamento das medições do SCADA é fundamental para obter informações precisas sobre o comportamento do sistema elétrico em termos de demanda de energia. Esses dados são utilizados posteriormente no processo de ajuste de demanda, contribuindo para a definição de estratégias eficientes de operação e planejamento do sistema de energia elétrica.

Na região JCE-CAC, que corresponde a uma área urbana, foram utilizadas medições de dias úteis para realizar o ajuste de demanda, já na região UNA-BOI, que é uma região litorânea, foram consideradas medições realizadas apenas aos sábados, uma vez que esses dias são mais representativos para a demanda nesse contexto específico.

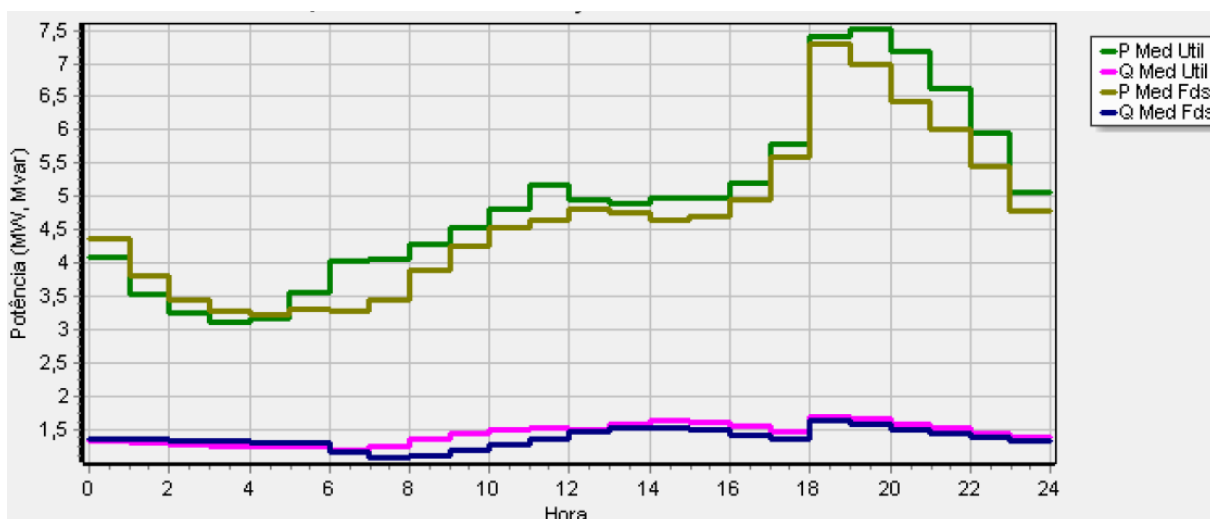
A Figura 11 ilustra a análise das medições por alimentador e parametrização do ajuste de demanda e a Figura 12 apresenta o resultado do processamento das medições obtidas do SCADA do alimentador JCE-1301, tais medições foram utilizadas para auxiliar no ajuste de demanda da região JCE-CAC, contribuindo para uma análise mais precisa do perfil de consumo nessa área. É importante ressaltar que a escolha das medições adequadas para cada região garante a acurácia dos resultados e permite uma análise mais consistente das características específicas de cada região.

Figura 11 – Análise das medições por alimentador e parametrização do ajuste de demanda – alimentador JCE-1301



A tela de Medições do SIMPLEX-Expansão oferece uma visualização detalhada para cada um dos alimentadores selecionados. Nessa visualização, é possível examinar a curva de carga horária média, tanto para a potência ativa quanto reativa. Essa curva é segmentada em patamares horários e é derivada do processamento dos dados do SCADA. Dentro das opções de visualização, é possível escolher quais dias serão utilizados na análise e considerados para o ajuste da rede. Isso permite que o planejador selecione os dias mais relevantes para a análise.

Figura 12 – Processamento de medições do SCADA – alimentador JCE-1301



A Figura 12 apresenta em detalhe a tela de visualização da curva de carga de um alimentador. Nessa figura, é possível observar a seleção de dias úteis e finais de semana, tanto para a potência ativa quanto reativa, proporcionando informações detalhadas para apoiar o planejamento.

### 5.2.3 Taxas de crescimento de mercado

O processo de projeção das taxas de crescimento de mercado é composto por três etapas distintas, a seguir, serão apresentados e detalhados os passos envolvidos nesse processo de projeção.

- 1) Preparação: Nesta primeira etapa, é realizada a preparação dos dados necessários para a projeção das taxas de crescimento de mercado. Isso envolve a coleta e organização de informações relevantes, como dados históricos de demanda, indicadores econômicos, tendências setoriais e outros fatores que possam influenciar o crescimento do mercado. É importante garantir a qualidade e confiabilidade dos dados durante essa fase.
- 2) Seleção: No segundo passo, é feita a seleção dos métodos e técnicas adequados para realizar a projeção das taxas de crescimento de mercado. Existem várias abordagens disponíveis, como modelos estatísticos, análise de



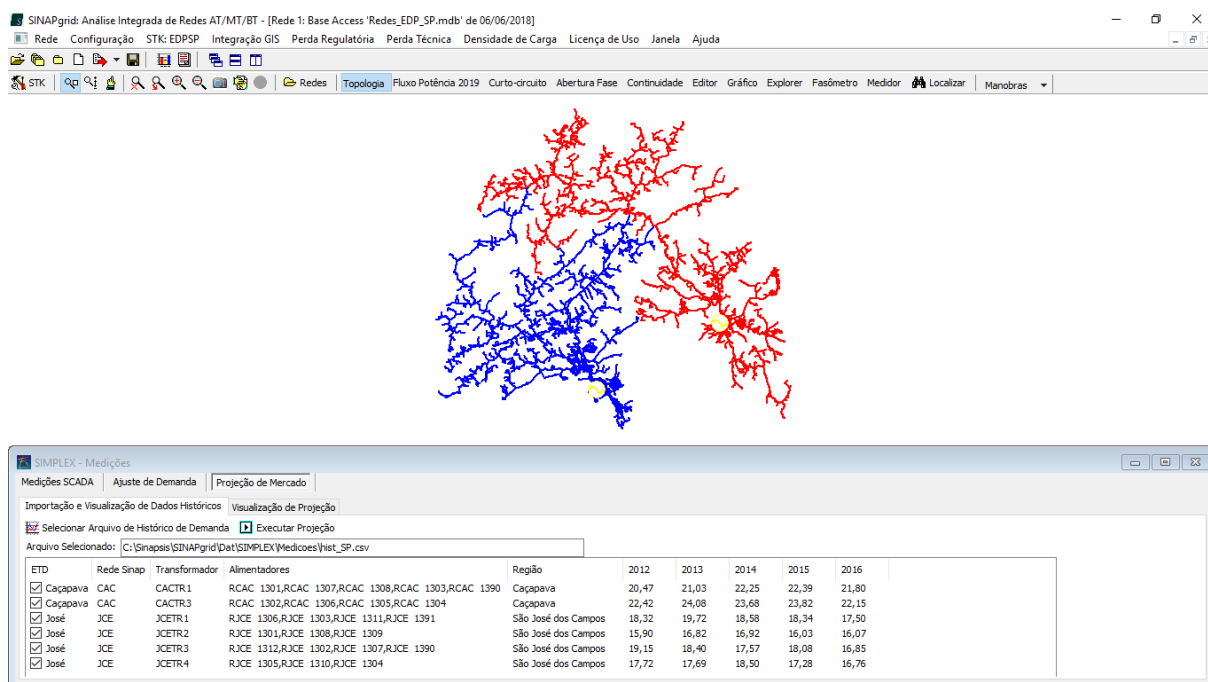
tendências, análise de regressão, métodos de aprendizado de máquina e outros. A escolha do método dependerá da disponibilidade e qualidade dos dados, da complexidade do mercado em questão e dos objetivos específicos da projeção.

- 3) **Projeção:** Nesta última etapa, é efetuada a projeção propriamente dita, utilizando os métodos e técnicas selecionados anteriormente. Com base nos dados preparados e nas análises realizadas, são geradas as taxas de crescimento de mercado para o período desejado. É importante considerar a incerteza e os possíveis cenários futuros durante essa etapa, a fim de obter projeções mais realistas e confiáveis.

Ao seguir esses três passos - preparação, seleção e projeção -, é possível realizar uma estimativa das taxas de crescimento de mercado de forma sistemática e embasada em dados. Isso contribui para uma tomada de decisão mais informada e precisa no planejamento estratégico e operacional de empresas e setores que dependem dessas projeções para suas atividades.

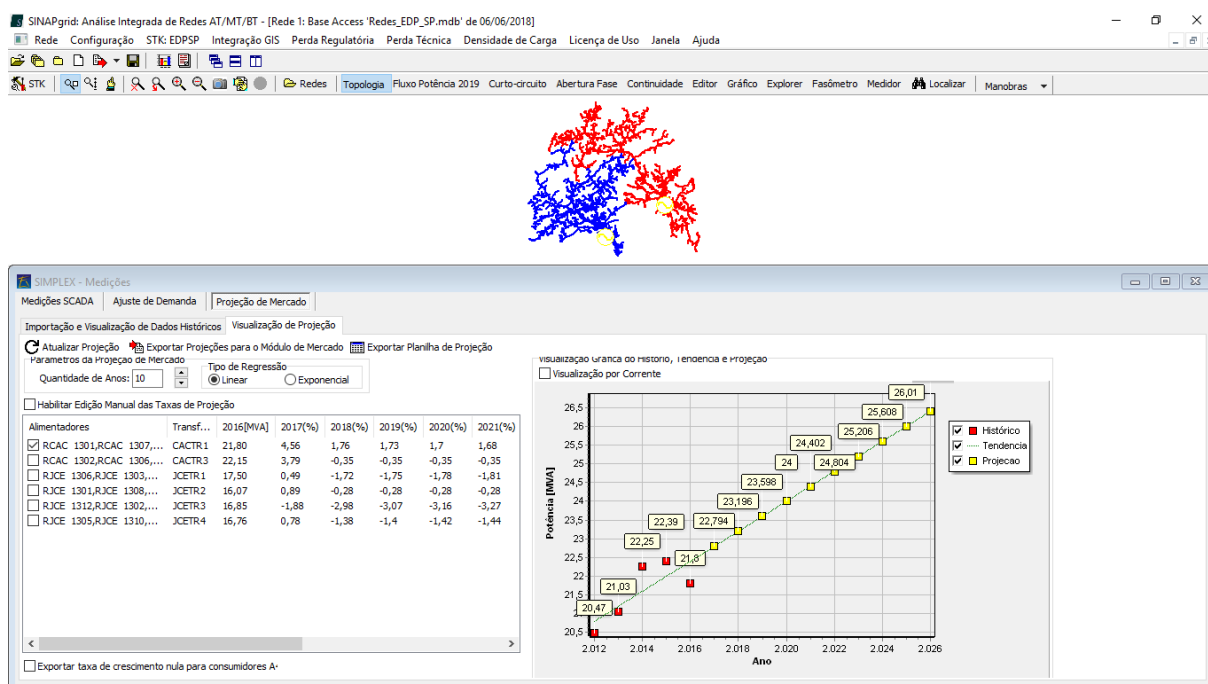
Na etapa do processo referente à região de São José dos Campos, é apresentada a Figura 13 ficando ilustrada visualmente essa etapa específica.

Figura 13 – Seleção das redes para a projeção das taxas de crescimento de mercado



Após executar “Executar Projeção” a etapa de projeção das taxas de crescimento de mercado, as projeções são geradas com base na parametrização padrão do sistema. Nesse caso, é realizada uma projeção para um horizonte de cinco anos utilizando o método de regressão linear. Por meio da aba "Visualização de Projeção", é possível não apenas visualizar o resultado da projeção, mas também modificar os parâmetros e recalculá-la, caso necessário. A Figura 14 ilustra o final do processo de projeção das taxas de crescimento de mercado para a região de São José dos Campos, fornecendo uma representação visual do resultado obtido após a execução dessa etapa.

Figura 14 – Resultado da projeção das taxas de crescimento de mercado



Através da Figura 14, é possível ter uma visão completa dos alimentadores conectados a seus respectivos transformadores, juntamente com a demanda registrada em MVA, que servirá como base para a aplicação das taxas de crescimento determinadas. No lado direito da figura, é apresentado o gráfico que representa as demandas registradas, além da curva de tendência e a projeção da carga resultante para o horizonte de planejamento.

Além disso, as taxas de crescimento dos alimentadores e transformadores podem ser ajustadas manualmente para refletir o comportamento futuro que não possui

correlação com o passado, ou estudos específicos realizados por modelos avançados de estudos econômicos que incluem outras variáveis além do histórico de crescimento verificado.

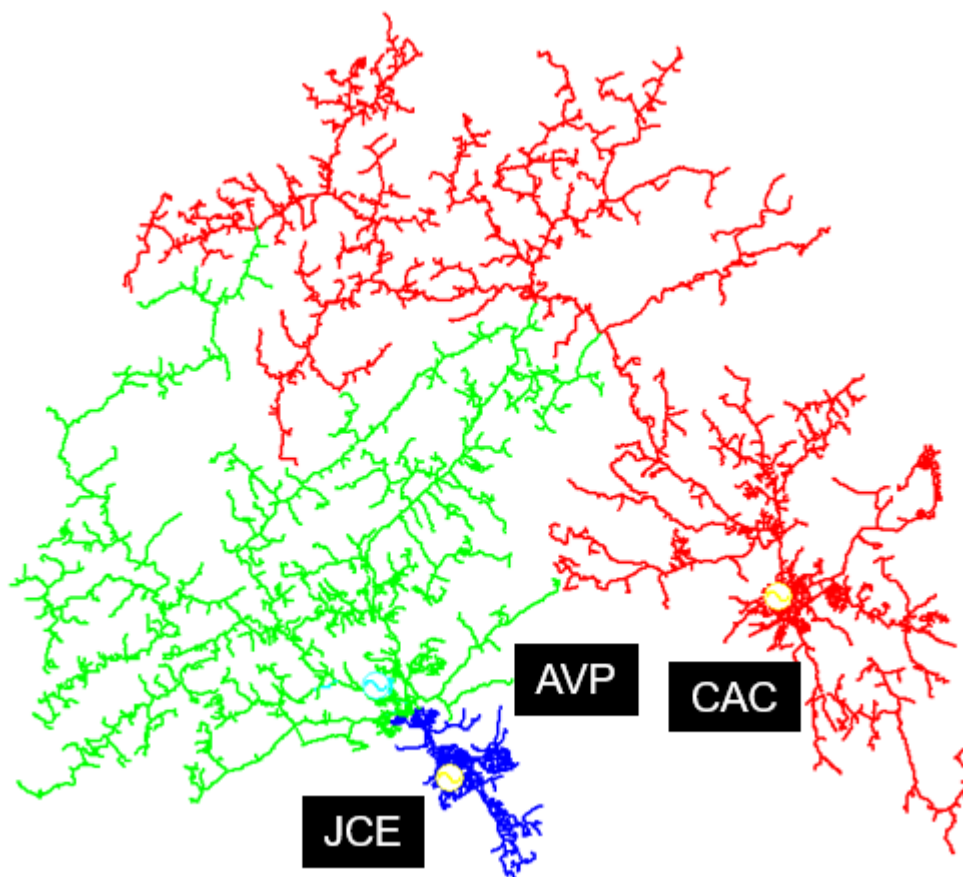
### **5.3 Proposição de trajetórias**

A etapa de proposição das trajetórias de expansão nas redes de distribuição é realizada por meio do módulo de Planejamento da plataforma SinapGrid, em que para cada região de estudo, é criado um estudo de planejamento específico e dentro de cada estudo, é implementada uma trajetória de expansão. Não há restrições quanto ao número de estudos ou trajetórias de expansão que podem ser avaliadas e priorizadas pelo módulo de Expansão do SIMPLEX, que são etapas subsequentes do processo de planejamento.

Após a conclusão da etapa de preparação das redes, são estabelecidas trajetórias de expansão para solucionar os problemas técnicos identificados, como níveis de tensão inadequados nos consumidores e sobrecarga em determinados trechos da rede. Essas trajetórias são embasadas em anteprojetos fornecidos pela EDP São Paulo, nos quais são propostas duas trajetórias de expansão, uma para cada região de estudo. Essas propostas servem como base para o desenvolvimento das trajetórias no contexto do processo de planejamento.

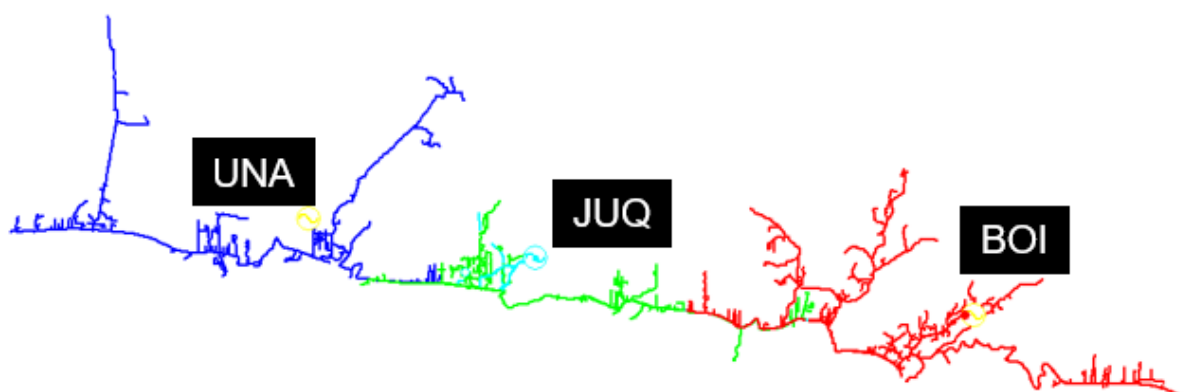
Na região de São José dos Campos, foi considerada a construção de uma nova subestação chamada Subestação de Distribuição Altos de Vila Paiva (AVP), conforme ilustrado Figura 15. A figura apresenta as redes de JCE (em azul) e CAC (em vermelho) em sua condição atual, bem como as redes da região após a implementação da trajetória de expansão proposta, incluindo a subestação AVP (em verde).

Figura 15 - Região JCE-CAC: proposição da Subestação de Distribuição AVP



Já para a região de São Sebastião, foi considerada a construção de uma nova subestação denominada Subestação de Distribuição Juquehy (JUQ). A Figura 16 apresenta as redes de UNA (em azul) e BOI (em vermelho) em sua condição atual, além das redes da região após a implementação da trajetória de expansão proposta, incluindo a subestação JUQ (em verde).

Figura 16 - Região UNA-BOI: proposição da Subestação de Distribuição JUQ



Essas propostas de expansão foram elaboradas considerando as necessidades específicas de cada região, visando otimizar a distribuição de energia elétrica, melhorar os níveis de tensão e aliviar o carregamento excessivo nas áreas identificadas como problemáticas. A implementação dessas trajetórias de expansão tem o potencial de trazer melhorias significativas para o sistema de distribuição nessas regiões, atendendo às demandas dos consumidores e aprimorando a qualidade do fornecimento de energia elétrica.

As duas subestações propostas pela EDP São Paulo nessas regiões foram resultado de estudos de planejamento tradicionais, que foram conduzidos sem levar em consideração a metodologia apresentada nessa dissertação.

#### **5.4 Definição de custo de obras**

A etapa de definição dos custos foi executada de forma automática pela ferramenta, utilizando uma base de dados de custos modulares. Essa base de dados foi atualizada com informações fornecidas pela concessionária de energia, levando em consideração a quantidade de equipamentos e quilômetros de redes cadastrados durante a etapa de proposição das trajetórias de expansão. A Figura 17 ilustra a tela que apresenta o banco de dados de custos unitários, utilizado como referência no cálculo dos custos relacionados à implementação das trajetórias de expansão.

Figura 17 – Tela de exibição do banco de dados de custos unitários

The screenshot shows the 'SIMPLEX - Planejamento da Expansão' application. It is divided into three main sections:

- Tipos de obra (Work Types Table):** A table with columns: Descrição, Tensao\_kV, Nova\_Rec, Ativos, Custo\_Material, and Custo\_Servico. It lists various work types like 185mm2, BC, CF, RL, RV, 70mm2, Pré-reunido, 300mm2, 185mm2, 185mm2, BC, CF, RL, and RV with their respective attributes.
- Adicionar tipo de obra (Add Work Type Form):** A form on the right for adding a new work type. It includes input fields for 'Descrição' (set to 'novo tipo'), 'Tensão [kV]' (set to '13,8'), radio buttons for 'Nova/Recondutoramento' (selected 'Nova'), and input fields for 'Ativos' (0), 'Custo (serviço) [R\$]' (0), and 'Custo (material) [R\$]' (0). There is an 'Adicionar' button.
- Fator de ajuste (Adjustment Factor Table):** A table with columns: Regional and Fator\_K. It lists regional factors for Guaratinguetá (1,84), Guarulhos (1,34), Litoral (0,66), Mogi das Cruzes (1,35), and São José dos Campos (1,46).

Nesta tela de visualização do SIMPLEX-Expansão, são apresentados os elementos necessários para definir os custos das obras. O primeiro quadro, intitulado “Tipos de Obra”, possui seis colunas. A primeira delas descreve a obra, seguida do nível de tensão em que a obra é aplicada, indicando se é uma obra nova (Nova) ou um recondutoramento (Rec). A quarta coluna mostra a quantidade de ativos envolvidos na obra, juntamente com os custos modulares de materiais e serviços.

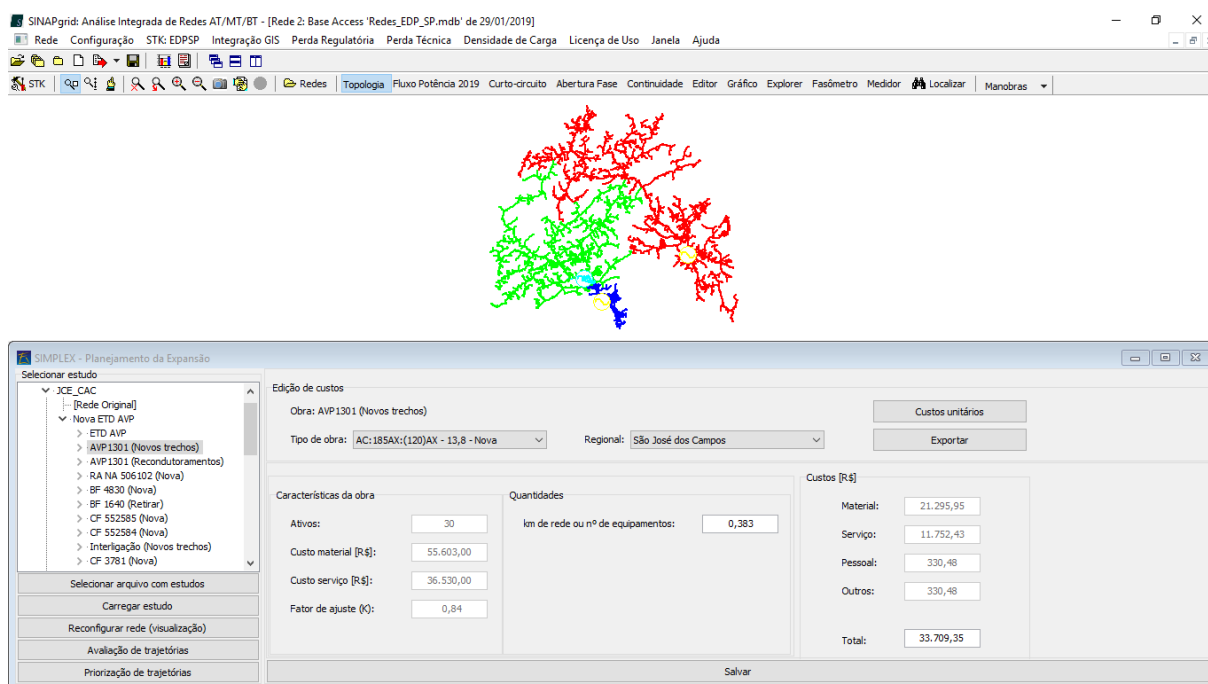
O fator de ajuste estabelecido é determinado por regional e tem como objetivo considerar as variações nos custos de serviços específicos de cada regional. Na área da tela à direita, é possível realizar edições manuais das obras, permitindo a inclusão e remoção de obras conforme necessário.

O banco de dados de custos unitários contém informações detalhadas sobre cada tipo de obra, incluindo a descrição da obra, o nível de tensão em que ela será executada e suas características, como se é uma obra nova ou de recondutoramento. Além disso, o banco de dados também inclui a quantidade de ativos envolvidos na obra, o custo unitário do material e dos serviços necessários, bem como os fatores de ajuste regionais que são aplicados aos custos, levando em consideração a localidade em

que o serviço será realizado. Esses fatores de ajuste garantem uma maior precisão na estimativa dos custos, considerando as particularidades de cada região.

Ao acessar uma obra específica dentro da trajetória no módulo de expansão, a interface de edição de custos das obras é exibida, como mostrado na Figura 18. Nessa interface, o tipo de obra é selecionado automaticamente se o equipamento envolvido estiver associado a uma das descrições presentes no banco de dados de custos unitários. Por exemplo, se o código do arranjo utilizado na obra corresponder à descrição de uma obra no banco de dados, o tipo de obra será selecionado automaticamente. Caso contrário, será necessário selecionar manualmente o tipo de obra correspondente.

Figura 18 – Tela de exibição da edição de custos das obras



Além disso, é necessário escolher a regional na qual a área de estudo está localizada, a fim de determinar o fator de ajuste regional para o custo do serviço. Uma vez selecionada a regional para uma determinada obra, essa regional será sugerida automaticamente para as outras obras. No entanto, é possível editar a regional de uma obra, modificando-a de acordo com as necessidades e ajustando o custo correspondente.

A quantidade de equipamentos utilizados na obra, seja em quilômetros de rede ou em número de equipamentos, é preenchida automaticamente com base nas informações cadastradas previamente no módulo de Planejamento. No entanto, é possível editar esse valor, caso seja necessário realizar ajustes ou atualizações na quantidade de equipamentos utilizados na obra.

O custo total da obra é calculado de acordo com a equação (6):

$$\text{Custo Total} = (M \times Q) + (S \times Q \times K) + P + O \quad (6)$$

Onde:

$Q$  = quantidade de quilômetros/equipamentos

$M$  = custo unitário de material/equipamento

$S$  = custo unitário de serviço

$K$  = fator de ajuste de regional

$P$  = custo de pessoal, igual à 10% do valor de  $(M \times Q) + (S \times Q \times K)$

$O$  = outros custos, igual à 10% do valor de  $(M \times Q) + (S \times Q \times K)$

Na hipótese de a equação (6) não satisfazer a representação da obra, o valor pode ser editado.

Após a definição dos custos para todas as obras de uma determinada trajetória, os custos anuais dessa trajetória são estabelecidos. Com base nesses custos anuais, é realizado o cálculo do valor presente do custo total da trajetória. Esse valor presente representa o custo total da trajetória considerando a valorização ou desvalorização dos custos ao longo do tempo, levando em conta a taxa de desconto aplicada. Dessa forma, é obtido um valor único que representa o custo consolidado da trajetória de expansão ao longo do horizonte de estudo.



## 5.5 Avaliação de trajetórias

A etapa de avaliação de trajetórias requer a definição dos parâmetros para a avaliação das trajetórias de expansão. São considerados três índices principais:

- 1) Custo das perdas técnicas e da END (R\$/MWh): Nesse índice, define-se o custo da energia perdida e não distribuída, ou seja, o valor monetário associado às perdas de energia durante o processo de distribuição.
- 2) Custo regulatório da END (R\$/R\$): Esse índice representa as perdas monetárias além do custo da energia não distribuída, como compensações e multas regulatórias relacionadas às perdas.
- 3) Taxa de juros anual (%): Essa taxa é utilizada no cálculo do valor presente do custo das obras e do benefício em relação às perdas técnicas e à END das trajetórias de expansão estudadas.

Através da tela de parametrização da avaliação das trajetórias, ilustrada na Figura 19, é possível definir esses índices e ajustá-los conforme necessário para a análise das trajetórias de expansão. Isso permite avaliar o impacto financeiro das trajetórias considerando os custos das perdas técnicas e da END, bem como os aspectos regulatórios e o efeito da taxa de juros no custo das obras e no benefício das trajetórias.

Figura 19 – Tela de exibição da parametrização da avaliação das trajetórias de expansão

The screenshot displays a software window titled "SIMPLEX - Planejamento da Expansão". It is divided into two main sections: "Parâmetros gerais" and "Parâmetros de avaliação".

**Parâmetros gerais:**

- Ano de início: 2017
- Ano de término: 2021
- Observação: definidos de acordo com o módulo de Mercado da plataforma SINAPgrid

**Parâmetros de avaliação:**

- Custo das perdas técnicas e da END (EUSD) [R\$/MWh]: 180,0
- Custo regulatório da END (K) [R\$/R\$]: 1,0
- Taxa de juros [%]: 5,0

At the bottom of the evaluation section, there is a button labeled "Valores padrão". At the very bottom of the window, there is a large button labeled "Salvar parâmetros".

Para esse estudo de caso foram atribuídos valores hipotéticos de forma arbitrária. O custo da energia para cálculos das perdas técnicas e da Energia Não Distribuída (END) é de 180,00 R\$/MWh. Além disso, foram considerados um fator unitário para o custo regulatório da END e uma taxa de juros de 5%.

Os anos de início e término que delimitam o período de avaliação das trajetórias de expansão são definidos no módulo de Mercado da plataforma SinapGrid, antes da execução do módulo de Expansão do SIMPLEX. O estudo de caso definiu o ano de início sendo 2017 e o de término 2021.

Após concluir a parametrização, a etapa de avaliação das trajetórias de expansão envolve o cálculo dos índices de avaliação técnica para cada trajetória, ano a ano. Esses índices fornecem informações sobre o desempenho das trajetórias em relação aos seguintes aspectos:

- Número de clientes com tensão precária ( $V_p$ ): Indica a quantidade de clientes cuja tensão elétrica está abaixo dos níveis recomendados, podendo afetar o funcionamento adequado dos equipamentos.
- Número de clientes com tensão crítica ( $V_c$ ): Representa o número de clientes cuja tensão elétrica está em um nível crítico, ou seja, em uma situação que pode causar danos aos equipamentos elétricos.
- Quilômetros de trechos com carregamento elevado ( $I_{el}$ ): Refere-se à extensão dos trechos da rede de distribuição que estão operando com cargas próximas ou acima de sua capacidade nominal, o que pode gerar problemas de sobrecarga.
- Quilômetros de trechos com sobrecarga ( $I_{sc}$ ): Indica a quantidade de quilômetros de trechos da rede que estão operando com carga acima de sua capacidade, apresentando uma situação de sobrecarga.
- Perdas técnicas (Perdas): Mede as perdas de energia que ocorrem durante a distribuição, geralmente expressas em porcentagem ou em unidades de energia.
- Indicadores de confiabilidade: Incluem os índices CI (Cliente Interrompido), CHI (Cliente Interrompido multiplicado pela quantidade de horas de interrupção), DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Consumidor), FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Consumidor) e END (Energia Não Distribuída). Esses indicadores fornecem informações sobre a qualidade do fornecimento de energia, como a frequência e duração das interrupções de energia.

Através do cálculo desses índices, é possível avaliar o desempenho técnico das trajetórias de expansão, identificando suas características em relação à tensão, carregamento, perdas de energia e confiabilidade do fornecimento através dos indicadores que estão relacionados ao DEC/FEC, como o CI, CHI e END. A Figura 20 apresenta a tela de exibição dos resultados obtidos nessa etapa.

Figura 20 – Tela de exibição da avaliação das trajetórias de expansão

The screenshot shows the SIMPLEX - Planejamento da Expansão interface. On the left, there is a tree view for selecting studies under 'JCE\_CAC'. The main area is titled 'Avaliação de trajetórias' and contains a table of results. The table has the following columns: Trajetória, Ano, Vp, Vc, Ctot, Iel, Isc, Ttot, Perdas, CI, CHI, DEC, FEC, END, and Custo. The data rows show performance metrics for different expansion scenarios over time.

| Trajetoária     | Ano  | Vp    | Vc    | Ctot   | Iel   | Isc   | Ttot     | Perdas    | CI           | CHI          | DEC   | FEC   | END      | Custo        |
|-----------------|------|-------|-------|--------|-------|-------|----------|-----------|--------------|--------------|-------|-------|----------|--------------|
| [Rede Original] | 2018 | 24082 | 11340 | 121017 | 37,16 | 8,91  | 1.755,79 | 28.685,41 | 1.420.378,65 | 2.484.283,80 | 20,53 | 11,74 | 1.512,99 | 0,00         |
| [Rede Original] | 2019 | 25668 | 11833 | 121017 | 37,57 | 9,69  | 1.755,79 | 29.420,60 | 1.423.221,62 | 2.491.751,60 | 20,59 | 11,76 | 1.540,85 | 0,00         |
| [Rede Original] | 2020 | 27631 | 13186 | 121017 | 38,97 | 9,83  | 1.755,79 | 30.178,08 | 1.428.129,47 | 2.500.670,71 | 20,66 | 11,80 | 1.569,25 | 0,00         |
| [Rede Original] | 2021 | 28108 | 14182 | 121017 | 39,50 | 10,28 | 1.755,79 | 30.957,62 | 1.429.014,99 | 2.503.795,94 | 20,69 | 11,81 | 1.595,92 | 0,00         |
| [Rede Original] | 2022 | 29868 | 14743 | 121017 | 41,22 | 10,62 | 1.755,79 | 31.763,07 | 1.431.336,63 | 2.508.306,97 | 20,73 | 11,83 | 1.623,05 | 0,00         |
| [Rede Original] | 2023 | 31299 | 15321 | 121017 | 42,69 | 11,18 | 1.755,79 | 32.591,36 | 1.436.095,12 | 2.517.585,79 | 20,80 | 11,87 | 1.655,22 | 0,00         |
| Nova ETD AVP    | 2018 | 24082 | 11340 | 121017 | 37,16 | 8,91  | 1.755,79 | 28.685,41 | 1.420.378,65 | 2.484.283,80 | 20,53 | 11,74 | 1.512,99 | 0,00         |
| Nova ETD AVP    | 2019 | 3433  | 4526  | 121017 | 22,95 | 4,11  | 1.760,13 | 28.847,14 | 1.271.075,49 | 2.230.391,26 | 18,43 | 10,50 | 1.387,74 | 1.316.181,75 |
| Nova ETD AVP    | 2020 | 3325  | 4529  | 121017 | 23,77 | 4,11  | 1.760,13 | 29.404,68 | 1.276.476,22 | 2.240.219,20 | 18,51 | 10,55 | 1.414,53 | 0,00         |
| Nova ETD AVP    | 2021 | 3522  | 4623  | 121017 | 25,51 | 4,11  | 1.760,13 | 29.975,52 | 1.281.749,83 | 2.249.861,97 | 18,59 | 10,59 | 1.441,15 | 0,00         |
| Nova ETD AVP    | 2022 | 3563  | 4645  | 121017 | 26,37 | 4,34  | 1.760,13 | 30.562,93 | 1.282.930,61 | 2.252.299,40 | 18,61 | 10,60 | 1.465,04 | 0,00         |
| Nova ETD AVP    | 2023 | 3865  | 4648  | 121017 | 28,06 | 4,68  | 1.760,13 | 31.169,92 | 1.284.601,51 | 2.255.586,35 | 18,64 | 10,62 | 1.491,78 | 0,00         |

A tela de exibição de avaliação das trajetórias é dividida em duas seções principais. À esquerda, encontramos um quadro que permite selecionar a rede de estudo, onde estão listados todos os conjuntos de trajetórias possíveis para avaliação. Na área direita da tela, são apresentados os resultados da avaliação do desempenho das trajetórias ao longo dos anos. Esses resultados detalham o desempenho em regime normal de operação, com base em indicadores técnicos, e em regime de contingência, usando indicadores de continuidade. Além disso, são exibidos os custos associados a cada solução proposta.

Vale ressaltar que a trajetória “[Rede Original]” é associada a um custo zero, uma vez que representa a manutenção da rede inalterada. Por outro lado, a trajetória “[Nova ETD AVP]” envolve a implantação de uma nova subestação no ano de 2019, refletindo o custo associado a essa alteração.

## 5.6 Priorização de trajetórias

A priorização das trajetórias de expansão aplica a metodologia proposta nesta dissertação, que integra aspectos relacionados ao desempenho da continuidade e confiabilidade do sistema de distribuição na seleção das alternativas propostas. O Índice de Mérito permite conciliar a avaliação do desempenho técnico com os impactos de confiabilidade.

Para essa priorização são definidos os parâmetros para avaliar as trajetórias. São considerados dez índices principais para essa avaliação:

- C: Constante que define o peso do ganho em relação ao número de clientes com tensão na faixa crítica (Ganho  $V_c$ ) e o ganho em relação ao número de clientes com tensão na faixa precária (Ganho  $V_p$ ) no cálculo do ganho em relação à tensão (Ganho V).
- D: Constante que define o peso do ganho em relação à quantidade de trechos com sobrecarga (Ganho  $I_{sc}$ ) e o ganho em relação à quantidade de trechos com carregamento elevado (Ganho  $I_{ei}$ ) no cálculo do ganho em relação à corrente (Ganho I).
- A1, A2 e A3: Constantes que definem os pesos do ganho em relação à tensão (Ganho V), do ganho em relação à corrente (Ganho I) e do ganho em relação às perdas (Ganho P) no cálculo do ganho técnico (Ganho Tec), respectivamente.
- B1, B2 e B3: Constantes que definem os pesos do ganho em relação ao DEC (Ganho DEC), do ganho em relação ao FEC (Ganho FEC) e do ganho em relação à energia não distribuída (Ganho END) no cálculo do ganho de continuidade (Ganho Cont), respectivamente.
- Alfa: Constante que define o peso do ganho técnico (Ganho Tec) e do ganho de continuidade (Ganho Cont) no cálculo do Índice de Mérito (IM) para um conjunto específico de trajetórias.
- Beta: Constante que define o peso dos ganhos (Ganho Tec e Ganho Cont) e da nota de orçamento (nota Orc) no cálculo do Índice de Mérito (IM) para um conjunto específico de trajetórias.

A parametrização dos ganhos “B1”, “B2” e “B3” possibilita a ponderação dos ganhos de continuidade que serão aplicados no Índice de Mérito. De acordo com o valor de “Alfa” estabelecido, o desempenho da continuidade pode receber maior ênfase na apuração do Índice de Mérito, permitindo que trajetórias que melhorem a confiabilidade do sistema de distribuição sejam priorizadas.

A inclusão desse parâmetro no Índice de Mérito possibilita, em casos extremos, que “Alfa” seja estabelecido como zero, tornando o desempenho técnico irrelevante para a priorização das trajetórias. Nesse cenário, o Índice de Mérito seria determinado exclusivamente com base no desempenho da continuidade.

Por meio da tela de parametrização da priorização das trajetórias, mostrada na Figura 21, é possível definir esses índices e ajustá-los conforme necessário para o cálculo do Índice de Mérito, equacionado através de (5). Isso permitirá a análise subsequente das trajetórias de expansão, auxiliando na tomada de decisão sobre as melhores opções para aprimorar a rede de distribuição de energia.

Figura 21 – Tela de exibição da parametrização da priorização das trajetórias de expansão

**SIMPLEX - Planejamento da Expansão**

**Ganhos em condição normal - Técnicos**

- Ganho V =  $[C * \text{Ganho Vc}] + [(1 - C) * \text{Ganho Vp}]$   
 C

- Ganho I =  $[D * \text{Ganho Isc}] + [(1 - D) * \text{Ganho Iel}]$   
 D

- Ganho Tec =  $[A1 * \text{Ganho V}] + [A2 * \text{Ganho I}] + [A3 * \text{Ganho P}]$   
 A1     A2     A3

**Ganhos em contingência - Continuidade**

- Ganho Cont =  $[B1 * \text{Ganho DEC}] + [B2 * \text{Ganho FEC}] + [B3 * \text{Ganho END}]$   
 B1     B2     B3

**Índice de mérito**

- IM =  $\text{Beta} * [\text{Alfa} * \text{Ganho Tec} + (1 - \text{Alfa}) * \text{Ganho Cont}] + (1 - \text{Beta}) * \text{Nota Orc}$   
 Alfa     Beta

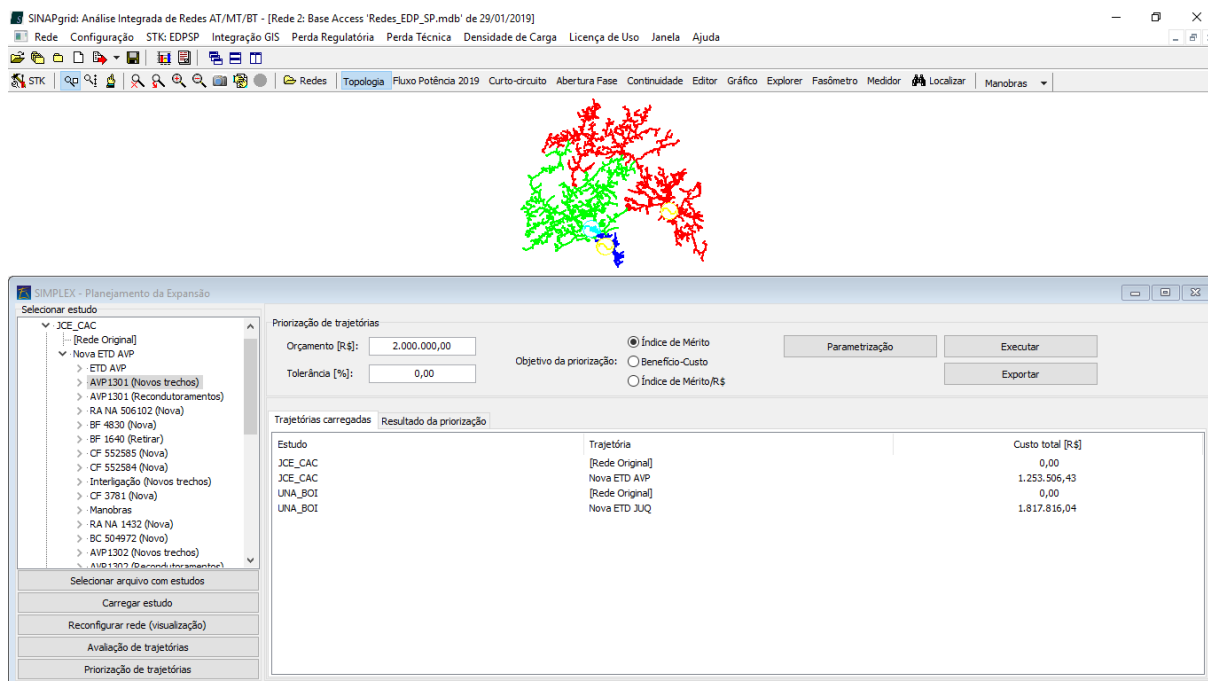
Valores padrão

Salvar

Neste estudo de caso o parâmetro “Beta” foi definido como 1, de tal forma que a avaliação do orçamento das trajetórias fosse desconsiderada da análise, fazendo com que a priorização da trajetória de expansão considera-se apenas o desempenho técnico e de continuidade.

Na etapa de priorização das trajetórias de expansão, todas as trajetórias geradas nos estudos são reunidas em uma lista para serem avaliadas e priorizadas. Essa lista de trajetórias é exibida na interface do módulo de Expansão, conforme mostrado na Figura 22.

Figura 22 – Tela de exibição da lista de trajetórias consideradas na priorização



O processo de priorização é realizado por meio de um algoritmo genético, que seleciona um conjunto de trajetórias, uma para cada região de estudo, com o objetivo de maximizar o benefício total do conjunto. Esse benefício pode ser medido através do Índice de Mérito, benefício-custo ou Índice de Mérito por custo. O algoritmo leva em consideração o orçamento anual disponível e a tolerância definida pelo planejador.

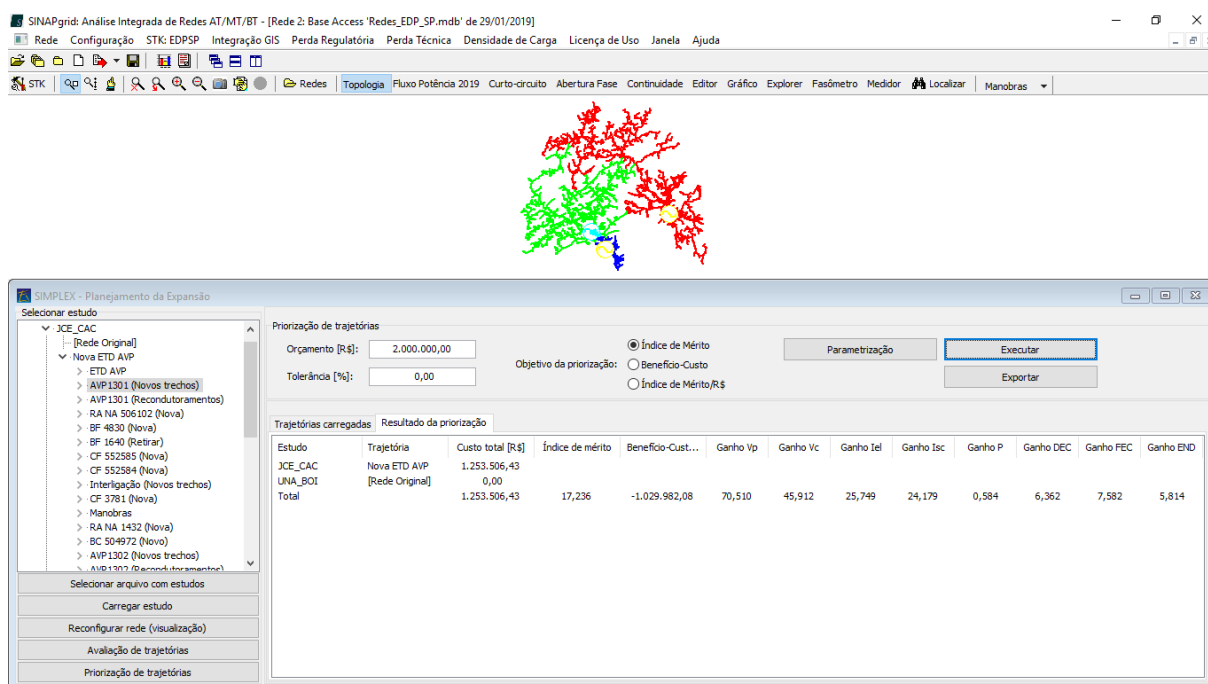
Na tela de exibição da priorização das trajetórias, um orçamento de R\$2 milhões foi definido, permitindo a implementação de apenas uma das duas trajetórias possíveis para as regiões em estudo. Além disso, o critério de priorização selecionado foi o Índice de Mérito.

A Figura 22 apresenta quatro trajetórias possíveis, segregadas entre as duas regiões. Duas delas são identificadas como “[Rede Original]”, indicando que a rede permanecerá inalterada, resultando em um custo total igual a zero.

Os resultados da priorização são apresentados na interface do módulo SIMPLEX-Expansão, como ilustrado na Figura 23. Essa visualização permite ao planejador analisar e tomar decisões informadas sobre as trajetórias mais vantajosas, considerando tanto os benefícios esperados quanto os custos envolvidos.



Figura 23 – Resultados da priorização



A priorização realizada com o objetivo de Índice de Mérito selecionou a trajetória composta pela implantação da ETD Altos do Vila Paiva (ETD AVP) na região que inclui as ETD José Centro e ETD Caçapava. Simultaneamente, a rede permanece sem alterações na região das ETD Barra do Una e ETD Boissucanga, em detrimento da trajetória composta pela implantação da ETD Juquehy (ETD JUQ) na região das ETD Barra do Una e ETD Boissucanga, enquanto a rede permanece inalterada na região das ETD José Centro e ETD Caçapava.

Esse resultado se deve ao Índice de Mérito da ETD AVP ser superior ao obtido pela implantação da ETD Juquehy (ETD JUQ). Isso indica que os ganhos técnicos e de continuidade são mais significativos para a ETD AVP em comparação com a ETD JUQ, proporcionando uma solução técnica superior e um aumento na confiabilidade das regiões em estudo.

Além disso, na tela de exibição, é apresentado o Benefício-Custo da trajetória selecionada, que apresenta um valor negativo. Isso ocorre porque a taxa de juros de 5% estabelecida não é suficiente para tornar o benefício maior que o custo da trajetória.

## 6 CONCLUSÕES

Este trabalho apresentou uma metodologia abrangente que utiliza informações dos diversos sistemas existentes na distribuidora, integrando ferramentas para otimizar o processo de planejamento da expansão. Essa abordagem auxilia o planejador a atuar de forma sistemática e centralizada, resultando em avanços significativos em relação ao método atualmente adotado pela empresa.

A metodologia desenvolvida e implementada em sistema proporciona melhorias substanciais em várias etapas do processo de planejamento do sistema de distribuição. Isso inclui o cálculo automatizado de custos de obras de expansão, a incorporação do diagnóstico de operação em contingência na avaliação das trajetórias e a aplicação da ferramenta de otimização para a priorização das trajetórias de expansão.

O principal destaque da metodologia é o diagnóstico de operação em contingência, que permite planejar o comportamento esperado da rede e estruturar o sistema com foco na confiabilidade. Isso contribui para a otimização dos indicadores de continuidade e representa uma abordagem mais abrangente em relação ao processo atual de planejamento, que tende a focar principalmente em problemas de carregamento e níveis de tensão.

Com a aplicação do SIMPLEX-Expansão, torna-se possível propor e analisar obras com o objetivo de garantir e elevar a confiabilidade do sistema, utilizando critérios definidos e tornando a avaliação menos subjetiva na defesa de investimentos com esse foco. Isso abre caminho para soluções estruturantes em regiões problemáticas, atendendo às demandas de confiabilidade.

O estudo de caso apresentado ressalta o potencial prático do SIMPLEX-Expansão na rotina da empresa. À medida que sua utilização aumenta e são realizados planejamentos com um maior número de regiões de estudo e trajetórias de expansão, espera-se que o real potencial dessa ferramenta seja comprovado.

Esse trabalho representa um passo importante em direção a um processo de planejamento mais eficiente e orientado para a confiabilidade do sistema elétrico. Com

o contínuo aprimoramento e aplicação da metodologia proposta, a empresa poderá tomar decisões mais fundamentadas, otimizando seus investimentos em expansão e garantindo uma operação mais confiável e eficiente.

## 7 TRABALHOS FUTUROS

Os estudos envolvendo o planejamento da expansão de sistemas de distribuição de energia elétrica são dinâmicos e estão em constante evolução devido às mudanças nas demandas da sociedade, avanços tecnológicos e regulamentações em constante transformação. À medida que o setor elétrico progride, novas áreas de pesquisa e desenvolvimento surgem, oferecendo oportunidades para aprimorar ainda mais a metodologia proposta nesta dissertação.

Neste contexto, alguns tópicos poderiam ser explorados em trabalhos futuros, que incluem:

- Reflexos da confiabilidade do sistema para a integração de Geração Distribuída: acontecimentos recentes no cenário nacional potencializaram a adoção de fontes de energia renovável, como painéis solares e turbinas eólicas, está transformando a forma como a eletricidade é gerada e distribuída. Trabalhos futuros podem se concentrar no impacto da geração distribuída no processo de planejamento de expansão, avaliando como a integração desses recursos afeta a confiabilidade do sistema de distribuição, e vice-versa, além das estratégias para otimizar sua implantação.
- Renovação das concessões de distribuição e modernização dos ativos: à medida que as concessões de distribuição de energia elétrica se aproximam do término, há um desafio adicional em como renovar e modernizar ativos envelhecidos. Pesquisas futuras podem abordar a otimização da renovação de ativos, considerando a confiabilidade do sistema de distribuição e o custo-benefício das intervenções.
- Índice de Aproveitamento de Subestações sob a ótica da confiabilidade: a avaliação do índice de aproveitamento de subestações, ou seja, como os recursos do sistema estão sendo utilizados e como os investimentos realizados serão reconhecidos, é essencial para o planejamento eficaz. Pesquisas futuras podem explorar métodos aprimorados para calcular e otimizar o índice de aproveitamento, levando em consideração não apenas aspectos técnicos, mas também a confiabilidade do sistema.

- **Resiliência do Sistema:** a resiliência do sistema elétrico em face de desastres naturais e eventos imprevistos é uma preocupação crescente para o setor. Pesquisas futuras podem explorar como incorporar medidas de resiliência no planejamento de expansão, garantindo que o sistema possa se recuperar rapidamente de interrupções.

Os tópicos apresentados representam apenas algumas das áreas que merecem destaque para trabalhos futuros no campo do planejamento de expansão de sistemas de distribuição de energia elétrica, novas oportunidades de pesquisa surgirão com a evolução tecnológica, permitindo o aprimoramento contínuo das estratégias de planejamento e a garantia de um sistema de distribuição confiável e eficiente para atender às necessidades da sociedade.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. (2022). Módulo 2 - Planejamento da Expansão do Sistema de Distribuição.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. (2022). Módulo 8 - Qualidade do Fornecimento de Energia Elétrica.
- ALAM, M. S., & AREFIFAR, S. A. (Dezembro de 2020). "Hybrid PSO-TS Based Distribution System Expansion Planning for System Performance Improvement Considering Energy Management. *IEEE ACCESS*, pp. 221599-221611.
- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS - ABNT. (2007). NBR 5356 - Parte 1: Generalidades.
- BENITEZ, E. C., & BARAN, B. (maio de 2020). Distribution System Operation and Expansion Planning Using Network Reconfiguration. *IEEE LATIN AMERICA TRANSACTIONS*, VOL. 18, pp. 845-852.
- BESSANI, M., MASSIGNAN, J. A., FANUCCHI, R. Z., CAMILLO, M. H., LONDON, J. B., DELBEM, A. C., & MACIEL, C. D. (Junho de 2019). Probabilistic Assessment of Power Distribution Systems Resilience Under Extreme Weather. *IEEE SYSTEMS JOURNAL*, VOL. 13, pp. 1747-1756.
- BROWN, R. E. (2008). Impact of smart grid on distribution system design. *IEEE Power and Energy Soc. Gen. Meeting*.
- CARVALLO, J. P., TANEJA, J., CALLAWAY, D., & KAMMEN, D. M. (9 de setembro de 2019). Distributed Resources Shift Paradigms on Power System Design, Planning, and Operation: An Application of the GAP Model. *PROCEEDINGS OF THE IEEE*, Vol. 107, pp. 1906-1922.
- CRUZ, M. R., SANTOS, S. F., FITIWI, D. Z., & CATALÃO, J. P. (2017). Coordinated distribution network reconfiguration and distributed generation allocation via genetic algorithm. *2017 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2017 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (EEEIC / I&CPS Europe)*, pp. 1-6.
- DEHGHAN, S., AMJADY, N., & CONEJO, A. J. (Maio de 2016). Reliability-Constrained Robust Power System Expansion Planning. *IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS*, VOL. 31, pp. 2383-2392.
- EHSAN, A., & YANG, Q. (Abril de 2020). Active Distribution System Reinforcement Planning With EV Charging Stations—Part I: Uncertainty Modeling and Problem

Formulation. *IEEE TRANSACTIONS ON SUSTAINABLE ENERGY, VOL. 11*, pp. 970-978.

EHSAN, A., & YANG, Q. (Abril de 2020). Active Distribution System Reinforcement Planning With EV Charging Stations–Part II: Numerical Results. *IEEE TRANSACTIONS ON SUSTAINABLE ENERGY, VOL. 11*, pp. 979-987.

GAN, W., SHAHIDEHPOUR, M., GUO, J., YAO, W., PANDEY, S., PAASO, S. A., . . . WEN, J. (Março de 2022). A Tri-Level Planning Approach to Resilient Expansion and Hardening of Coupled Power Distribution and Transportation Systems. *IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS, VOL. 37*, pp. 1495-1507.

GHOLIZADEH-ROSHANAGH, R., ZARE, k., & MARZBAND, M. (Março de 2020). An A-Posteriori Multi-Objective Optimization Method for MILP-Based Distribution Expansion Planning. *IEEE Access, Vol.8*, pp. 60279-60292.

GONEN, T., & RAMIREZ-ROSADO, J. (1986). Review of distribution system planning model: A model for optimal multistage planning. *Proc. Inst. Electr. Eng., vol. 133*, pp. 397-408.

HEIDARI, S., FOTUHI-FIRUZABAD, M., & KAZEMI, S. (Maio de 2015). Power Distribution Network Expansion Planning Considering Distribution Automation. *IEEE Transactions on Power Systems, vol. 30, n. 3*, pp. 1261-1269.

HOME-ORTIZ, J. M., POURAKBARI-KASMAEI, M., LEHTONEN, M., & MANTOVANI, J. R. (Setembro de 2020). A Mixed Integer Conic Model for Distribution Expansion Planning: Matheuristic Approach. *IEEE TRANSACTIONS ON SMART GRID, VOL. 11*, pp. 3932-3943.

HUANG, D., CHEN, B., HUANG, T., FANG, X., ZHANG, H., & CAO, J. (20 de novembro de 2020). Open Capacity Enhancement Model of Medium Voltage Distribution Network With Mobile Energy Storage System. *IEEE Access, Volume 8, 2020*, pp. 205061-205070.

JAMES, R. E., TYRONE, F., HERBERT, H. C., MARK, R., & SHERVIN, F. (novembro de 2018). Spatial Optimization for the Planning of Sparse Power Distribution Networks. *IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS, VOL. 33*, pp. 6686-6695.

JOOSHAKI, M., & al., e. (2019). A MILP model for incorporating reliability indices in distribution system expansion planning. *IEEE Transactions on Power Systems, 34(3)*, pp. 2453-2456.

JOOSHAKI, M., ABBASPOUR, A., FOTUHI-FIRUZABAD, M., MOEINI-AGHTAIE, M., & LEHTONEN, M. (Novembro de 2019). MILP Model of Electricity Distribution System

- Expansion Planning Considering Incentive Reliability Regulations. *IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS*, VOL. 34, pp. 4300-4316.
- KABIRIFAR, F., FOTUHI-FIRUZABAD, M., MOEINI-AGHTAIE, M., POURGHADERI, M., & DEGHANIAN, P. (Julho de 2022). A Bi-Level Framework for Expansion Planning in Active Power Distribution Networks. *IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS*, VOL. 37, pp. 2639-2654.
- Kagan, N. S. (2009). Métodos de otimização aplicados a sistemas. *Editora Edgar Blucher, São Paulo*.
- KUSHAL, T. R., & ILLINDALA, M. S. (Abril de 2021). Decision Support Framework for Resilience-Oriented Cost-Effective Distributed Generation Expansion in Power Systems. *IEEE TRANSACTIONS ON INDUSTRY APPLICATIONS*, VOL. 57, pp. 1246-1254.
- LEDEZMA, L., & ALCARAZ, G. (Março de 2020). Hybrid Binary PSO for Transmission Expansion Planning Considering N-1 Security Criterion. *IEEE LATIN AMERICA TRANSACTIONS*, VOL. 18, pp. 545-553.
- LI, Z., WU, W., XUE TAI, X., & ZHANG, B. (Março de 2021). A Reliability-Constrained Expansion Planning Model for Mesh Distribution Networks. *IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS*, VOL. 36, pp. 948-960.
- LIMA, T. D., FRANCO, J. F., LEZAMA, F., & SOARES, J. (Janeiro de 2022). A Specialized Long-Term Distribution System Expansion Planning Method With the Integration of Distributed Energy Resources. *IEEE Access*, Vol. 10, pp. 19133-19148.
- LIN, Z., HU, Z., & SONG, Y. (Maio de 2019). Distribution Network Expansion Planning Considering N-1 Criterion. *IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS*, VOL. 34, pp. 2476-2478.
- LOTERO, R. C., & CONTRERAS, J. (2011). Distribution system planning with reliability. *IEEE Trans Power Del.*, vol 26, n. 4, pp. 2552-2562.
- M.MUHAMMAD, A., MOKHLIS, H., NAIDU, K., AMIN, A., FRANCO, J. F., & OTHMAN, M. (Janeiro de 2020). Distribution Network Planning Enhancement via Network Reconfiguration and DG Integration Using Dataset Approach and Water Cycle Algorithm. *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, vol. 8, n. 1, pp. 86-93.
- MAHDAVI, M., & ROMERO, R. (2021). Reconfiguration of Radial Distribution Systems: An Efficient Mathematical Model. *IEEE Latin America Transactions*, [S. l.], v. 19, n. 7, pp. 1172–1181.



- MAJIDI-QADIKOLAI, M., & BALDICK, R. (Maio de 2016). Integration of n-1 Contingency Analysis With Systematic Transmission Capacity Expansion Planning: ERCOT Case Study. *IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS*, VOL. 31, pp. 2234-2245.
- MAZHARI, S. M., MONSEF, R., & ROMERO, R. (Março de 2016). A Multi-Objective Distribution System Expansion Planning Incorporating Customer Choices on Reliability. *IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS*, VOL. 31, pp. 1330-1340.
- MELGAR-DOMINGUEZ, O. D., SALAS, R. W., & MANTOVANI, J. R. (22 de novembro de 2021). Short-Term Distribution System Planning Using a System Reduction Technique. *IEEE Access - Digital Object Identifier 10.1109*.
- MERLIN, A. B. (1975). Search for a minimal-loss operating spinning tree configuration in an urban power distribution system. *Power System computation conference, Cambridge, UK*, pp. 1-18.
- MILAD, K., FOTUHI-FIRUZABAD, M., MOEINI-AGHTAIE, M., NILOOFAR POURGHADERI, M., & SHAHIDEHPOUR, M. (Novembro de 2022). Reliability-Based Expansion Planning Studies of Active Distribution Networks With Multiagents. *IEEE TRANSACTIONS ON SMART GRID*, VOL. 13, pp. 4610-4623.
- MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA - MME. (22 de 06 de 2023). *Consulta Pública nº 152 DE 22/06/2023 - Concessões vindas de distribuição*. (Ministério de Minas e Energia) Acesso em 24 de 06 de 2023, disponível em [http://antigo.mme.gov.br/pt/web/guest/servicos/consultas-publicas?p\\_p\\_id=consultapublicammeportlet\\_WAR\\_consultapublicammeportlet&p\\_p\\_lifecycle=0&p\\_p\\_state=normal&p\\_p\\_mode=view&p\\_p\\_col\\_id=column-1&p\\_p\\_col\\_count=1&\\_consultapublicammeportlet\\_WAR\\_consultapubl](http://antigo.mme.gov.br/pt/web/guest/servicos/consultas-publicas?p_p_id=consultapublicammeportlet_WAR_consultapublicammeportlet&p_p_lifecycle=0&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_col_id=column-1&p_p_col_count=1&_consultapublicammeportlet_WAR_consultapubl)
- MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA - MME. (22 de 06 de 2023). *Nota Técnica nº 14/2023/SAER/SE*. Acesso em 24 de 06 de 2023, disponível em [http://antigo.mme.gov.br/c/document\\_library/get\\_file?uuid=241dca8c-8885-fe54-688e-8729fa3073a9&groupId=436859](http://antigo.mme.gov.br/c/document_library/get_file?uuid=241dca8c-8885-fe54-688e-8729fa3073a9&groupId=436859)
- MIRANDA, V. V., & SÁ, J. F. (2020). Confiabilidade e análise de sistemas de energia elétrica. *Interciência*.
- MISHRA, S., DAS, D., & PAUL, S. (2017). A comprehensive review on power distribution network reconfiguration. *Energy Systems*, v.8, n. 2, pp. 227-284.
- MOZAFFAR, M., ABYANEH, H. A., JOOSHAK, M., & MOEINI-AGHTAIE, M. (Outubro de 2020). Joint Expansion Planning Studies of EV Parking Lots Placement and

Distribution Network. *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, Vol. 16, pp. 6455-6465.

MUNOZ-DELGADO, G., CONTRERAS, J., & ARROYO, J. M. (Maio de 2018). Distribution Network Expansion Planning With an Explicit Formulation for Reliability Assessment. *IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS*, VOL. 33, pp. 2583-2596.

MUNOZ-DELGADO, G., CONTRERAS, J., & ARROYO, J. M. (Julho de 2019). Distribution System Expansion Planning Considering Non-Utility-Owned DG and an Independent Distribution System Operator. *IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS*, VOL. 34, pp. 2588-2597.

MUÑOZ-DELGADO, G., CONTRERAS, J., ARROYO, J. M., NIETA, A. S., & GIBESCU, M. (setembro de 2021). Integrated Transmission and Distribution System Expansion Planning Under Uncertainty. *IEEE TRANSACTIONS ON SMART GRID*, VOL. 12, pp. 4113-4125.

MUSSOI, F. L., & TEIVE, R. C. (2013). A Multistage Value-Based Model for Prioritization of Distribution Projects Using a Multiobjective Genetic Algorithm. *J Control Autom Electr Syst* n. 24, pp. 623–637.

POURAHMADI, F., KAZEMPOUR, J., ORDOUDIS, C., PINSON, P., & HOSSEINI, S. H. (Julho de 2020). Distributionally Robust Chance-Constrained Generation Expansion Planning. *IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS*, VOL. 35, pp. 2888-2903.

RESCH, M., BÜHLER, J., SCHACHLER, B., & SUMPER, A. (setembro de 2021). Techno-Economic Assessment of Flexibility Options Versus Grid Expansion in Distribution Grids. *IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS*, VOL. 36, pp. 3830-3839.

SÁNCHEZ, E. M., & SARMIENTO, R. J. (12 de 2019). Reliability analysis of electrical distribution systems: a review. *Energies*, 12(19), 3612.

SILVA, J. A., & SANTOS, I. M. (2018). Planejamento da distribuição de energia elétrica. Novas Edições Acadêmicas.

SILVA, L. N., ABAIDE, A. R., & KNAK NETO, N. (Março de 2018). Proposal of Multivariate Grid Indexes to the Distribution Systems Diagnosis. *IEEE LATIN AMERICA TRANSACTIONS*, VOL. 16, pp. 839-850.

SOUZA, S. F., ROMERO, R., PEREIRA, J., & SARAIVA, J. T. (2016). Reconfiguration of Radial Distribution Systems with Variable Demands Using the Clonal Selection

Algorithm and the Specialized Genetic Algorithm of Chu–Beasley. *J Control Autom Electr Syst n. 27*, pp. 689–701.

SUN, K., LI, Y., WANG, X., LIANG, Z., LI, N., & FAN, R. (Junho de 2020). Topology Reconfiguration Based Voltage Optimization Method for Power Distribution Systems. *2020 5th Asia Conference on Power and Electrical Engineering (ACPEE)*, pp. 2109-2113.

VELLOSO, A., POZO, D., & STREET, A. (Setembro de 2020). Distributionally Robust Transmission Expansion Planning: A Multi-Scale Uncertainty Approach. *IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS, VOL. 35*, pp. 3353-3365.

Wang, D., & Tai, X. (Novembro de 2020). Optimized Tie-line Planning of Distribution Networks with Explicit Reliability Constraints. *4th IEEE Conference on Energy Internet and Energy System Integration*, pp. 1632-1636.

WANG, H., & JIN, T. (Abril de 2020). Prevention and Survivability for Power Distribution Resilience: A Multi-Criteria Renewables Expansion Model. *IEEE ACCESS*, pp. 88422-88433.

WANG, Y., XU, Y., LI, J., HE, J., & WANG, X. (Julho de 2020). On the Radiality Constraints for Distribution System Restoration and Reconfiguration Problems. *IEEE Transactions on Power Systems, vol. 35, n. 4*, pp. 3294-3296.

WU, Z., SUN, Q., GU, W., CHEN, Y., X, H., & Z, J. (Novembro de 2020). AC/DC Hybrid Distribution System Expansion Planning Under Long-Term Uncertainty Considering Flexible Investment. *IEEE Access, Vol. 8*, pp. 94956-94967.

YANG, B., TANG, J., LUO, Z., YANG, C., X., D., GENG, J., . . . LIU, H. (Janeiro de 2021). Optimal Collaborative Expansion Planning of Integrated Cooling and Power System for Low-Latitude Distribution Networks. *IEEE Access, Vol. 9*, pp. 43736-43747.

YANG, X., GU, C., YAN, X., & LI, F. (Setembro de 2020). Reliability-Based Probabilistic Network Pricing With Demand Uncertainty. *IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS, VOL. 35*, pp. 3342-3352.

ZHENG, W., HUANG, W., HILL, D. J., & HOU, Y. (2020). n Adaptive Distributionally Robust Model for Three-Phase Distribution Network Reconfiguration. *IEEE Transactions on Smart Grid*, pp. 1-1.

ZHOU, L., SHENG, W., LIU, W., & MA, Z. (Setembro de 2020). An Optimal Expansion Planning of Electric Distribution Network Incorporating Health Index and Non-network Solutions. *CSEE JOURNAL OF POWER AND ENERGY SYSTEMS, VOL. 6*, pp. 681-692.