

Anna Carolina Santos Patrício

**Reconfiguração de Redes com Recursos
Energéticos Distribuídos no Horizonte da ENEL
Distribuição São Paulo**

Alegrete

2019

Anna Carolina Santos Patrício

**Reconfiguração de Redes com Recursos Energéticos
Distribuídos no Horizonte da ENEL Distribuição São
Paulo**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado
ao Curso de Engenharia Elétrica da Universi-
dade Federal do Pampa, como requisito par-
cial para obtenção do Título de Bacharel em
Engenharia Elétrica

Universidade Federal do Pampa – UNIPAMPA

Faculdade de Engenharia Elétrica

Orientador: Dr^a. Ana Paula Carboni de Mello

Alegrete

2019

Ficha catalográfica elaborada automaticamente com os dados fornecidos
pelo(a) autor(a) através do Módulo de Biblioteca do
Sistema GURI (Gestão Unificada de Recursos Institucionais) .

P314r Patrício, Anna Carolina Santos
Reconfiguração de Redes com Recursos Energéticos
Distribuídos no Horizonte da ENEL Distribuição São Paulo /
Anna Carolina Santos Patrício.

76 p.

Trabalho de Conclusão de Curso(Graduação)-- Universidade
Federal do Pampa, ENGENHARIA ELÉTRICA, 2019.

"Orientação: Ana Paula Carboni de Mello".

1. AHP. 2. Branch Exchange. 3. Geração Distribuída. I.
Título.

ANNA CAROLINA SANTOS PATRICIO

**RECONFIGURAÇÃO DE REDES COM RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUÍDOS NO HORIZONTE
DA ENEL DISTRIBUIÇÃO SÃO PAULO**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Curso de Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Pampa, como requisito parcial para obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Área de Concentração: Sistemas Elétricos de Potência

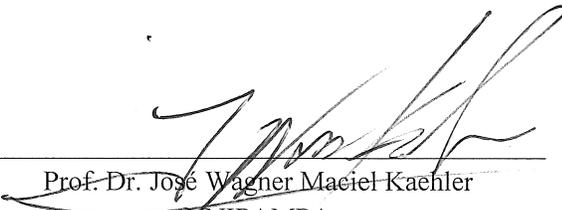
Trabalho de Conclusão de Curso defendido e aprovado em: 28 de junho de 2019.

Banca examinadora:



Prof. Dr. Eduardo Machado dos Santos

UNIPAMPA


Prof. Dr. José Wagner Maciel Kaehler

UNIPAMPA

*Este trabalho é dedicado a minha mãe e minha avó,
que seguraram minha mão enquanto eu aprendia a caminhar.*

Agradecimentos

Agradeço indefinidamente a toda minha família, pelo apoio incondicional e confiança a uma jovem de 18 anos ir para longe do berço realizar um sonho, amadurecer, criar raízes, e desvencilha-las quando necessário.

Agradeço a minha família do Baita Chão, os meus mais amados amigos, Juliano, Bruna, Ana Paula, Andryan, Felipe, Luana, Mateus, Rodrigo. Sou veemente agradecida por vivenciarem todas as emoções da jornada ao diploma comigo, e torna-las as melhores da minha vida, sem vocês, esse diploma seria vazio, cru e solitário.

Agradeço aos professores, tão fiés na dedicação em ensinar e em que extraíamos o melhor conteúdos e de nós mesmos.

Agradeço a professora Ana Paula Carboni, pela orientação, paciência, dedicação e exemplo de pessoa e de docente.

Agradeço ao Noah, por ter sido meu alicerce para a paz e a compreensão, nas piores e nas melhores.

Agradeço também a quem indiretamente ou diretamente me ajudou, seja por uma conversa de corredor, uma dica, uma palavra de apoio, por compartilhar um conteúdo.

E finalmente, a Deus, pela vida!

*"Hoje sei muito bem que nada na vida repugna tanto ao homem do que seguir pelo
caminho que o conduz a si mesmo."
Hermann Hesse, Demian(1910)*

*"E assim continuaremos a perguntar e a perguntar
Até que uma mão-cheia de terra
Faça calar as nossas bocas -
Mas será isso uma resposta?
Heinrich Heine, Lazarus (1854)*

Resumo

Como a capacidade de geração de GD está crescendo rapidamente nos últimos anos, a geração distribuída (GD) tem um grande influência sobre vários aspectos das redes de distribuição de energia. Um aspecto é a reconfiguração do sistema de distribuição, que tem como proposta alterar a topologia através de dispositivos de seccionamento, viabilizando ações que permitem a operação do sistema de maneira mais adequada. O fluxo do sistema de distribuição vai apenas em uma direção, pois é operado em configuração radial e tem maiores perdas de linha e a tensão do terminal geralmente cai mais em comparação com rede de transmissão. A reconfiguração do sistema pode enfraquecer o impacto deste problema de alguma forma. O fluxo de rede de distribuição muda devido à influência da GD, a estrutura de rede original em geral não é mais a ótima para perda de potência mínima. É nesse cenário que este trabalho tem como objetivo apresentar uma metodologia baseada no método heurístico denominado Branch Exchange, onde tem como propósito encontrar novas reconfigurações que atendam as funções multi-objetivos e também analisar o perfil de demanda horária do sistema e analisar perfil de energia produzida por centrais de geração distribuída de diferentes tecnologias. Para priorizar critérios e selecionar a melhor sequência de chaveamento é utilizada a técnica multicriterial AHP (Analytic Hierarchy Process). A metodologia é simulada em uma rede real da distribuidora Enel Distribuição São Paulo, considerando diferentes cenários de carga e de disponibilidade de geração dos geradores distribuídos. Através da aplicação do método houve quatro topologias onde houveram redução dos indicadores da função objetivo e uma delas foi escolhida como uma nova solução ótima do sistema.

Palavras-chave: AHP. Branch Exchange. Geração distribuída. Reconfiguração de redes de distribuição,

Abstract

As the generation capacity of DG is growing rapidly in recent years, distributed generation (DG) has a great influence on various aspects of power distribution networks. One aspect is the reconfiguration of the distribution system, which proposes to change the topology through sectioning devices, enabling actions that allow the operation of the system in a more adequate way. The flow of the distribution system goes only in one direction as it is operated in radial configuration and has larger line losses and the terminal voltage generally falls more compared to the transmission network. System reconfiguration can weaken the impact of this some way. The distribution network flow changes due to the influence of GD, the original network structure is generally no longer optimal for minimum power loss. It is in this scenario that this work aims to present a methodology based on the heuristic method called Branch Exchange, where it has as purpose to find new reconfigurations that meet the multi-objective functions and also to analyze the time demand profile of the system and to analyze the produced energy profile by distributed generation plants of different technologies. In order to prioritize criteria and select the best switching sequence, the multi-criteria AHP (Analytic Hierarchy Process) technique is used. The methodology is simulated in a real network of the distributor Enel Distribuição São Paulo, considering different scenarios of load and generation availability of distributed generators . Through the application of the method there were four topologies where there were reduction of the indicators of the objective function and one of them was chosen as a new optimal solution of the system

Keywords: AHP. Branch Exchange. Distributed generation. Reconfiguration of distribution networks.

Lista de ilustrações

Figura 1 – Esquemático do sistema elétrico de potência	29
Figura 2 – Principais métodos de otimização de reconfiguração de rede	32
Figura 3 – Etapas da reconfiguração de rede com a inserção de geradores distribuídos	45
Figura 4 – Demanda máxima dos alimentadores	45
Figura 5 – Gráfico da demanda das três usinas UFV em kWh/mês em uma análise de 12 meses.	48
Figura 6 – Balanço de energia em relação a 12 meses da usina termelétrica	49
Figura 7 – Plataforma SINAPgrid	50
Figura 8 – Configuração original da Rede, composta de duas subestações (X e Y) e dois alimentadores (DJ – 108) e (DJ -115)	50
Figura 9 – Primeira reconfiguração da rede, onde é possível analisar que a RA-2 é fechada, e a RA-3 torna-se NA	51
Figura 10 – Nesta reconfiguração é trocado o sentido do teste e a RA-2 torna-se NF e abre a RA-1, antiga NF, e a gerador torna-se do alimentador DJ - 115	51
Figura 11 – Fluxograma do método de reconfiguração de rede com GD	52
Figura 12 – Fluxograma de cálculo para o AHP	56
Figura 13 – Unifilar da rede de distribuição com as centrais de GD	60
Figura 14 – Mapa da rede real de distribuição, imagem extraída da plataforma SinapGrid	60
Figura 15 – Topologias adotadas para o teste de reconfiguração de rede	63
Figura 16 – Comparação da topologia original com a topologia de rede adotada após aplicação da metodologia de Branch Exchange para Reconfiguração de Rede	69
Figura 19 – Distribuição de carga dos alimentadores na topologia de rede original .	70
Figura 20 – Distribuição de carga após a reconfiguração	70

Lista de tabelas

Tabela 1 – Trabalhos recentes sobre o tema de reconfiguração de rede de distribuição.	33
Tabela 2 – Trabalhos atuais fundamentados no método de busca Branch Exchange	36
Tabela 3 – Discretização da curva de balanço energético médio das gerações distribuídas	46
Tabela 4 – Potência dos alimentadores juntamente com a potência estipulada de cada gerador distribuído conectado em seu respectivo alimentador . . .	47
Tabela 5 – Discretização da curva de balanço energético médio das gerações distribuídas	47
Tabela 6 – Escala numérica para comparação e julgamentos elaborada por Saaty (1990)	53
Tabela 7 – Índice de consistência em relação ao número de critérios comparados .	55
Tabela 8 – Característica da Rede adotada	59
Tabela 9 – Especificação de tipo e capacidade máxima de cada central distribuída conectada na rede	60
Tabela 10 – Demanda média máxima por patamar para cada alimentador	61
Tabela 11 – Capacidade média de cada GD em um período de 12 meses	61
Tabela 12 – Configurações utilizadas na aplicação da metodologia	62
Tabela 13 – Indicadores da topologia original	64
Tabela 14 – Indicadores das topologias propostas	64
Tabela 15 – Escolha dos valores para normalização dos resultados	64
Tabela 16 – Topologias de reconfiguração normalizadas	65
Tabela 17 – Tabela da matriz 4.2 normalizada	66
Tabela 18 – Pesos dos indicadores da função objetivo	66
Tabela 19 – Definição da sequência de chaveamento com aplicação do método AHP	67
Tabela 20 – Indicadores da rede original	68
Tabela 21 – Valores para a nova aplicação do método Branch Exchange	68

Lista de abreviaturas e siglas

AHP – Analytic Hierarch Process

AL – Alimentador

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

ASD – Análise de Sistemas de Distribuição

AT – Alta Tensão

BT – Baixa tensão

CGH – Central Geradora Hidrelétrica

DEC – Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora

DMIC – Duração Máxima de Interrupção Contínua por Unidade Consumidora

ENS – Energia Não Suprida

FEC – Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora

FIC – Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora

FO – Função Objetivo

GD – Geração Distribuída

GIS – Geographical Information System

IEEE – Institute of Electrical and Electronic Engineers

MT – Média tensão

NA – Estado Normalmente Aberto

NF – Estado Normalmente Fechado

PCH – Pequena Central Hidrelétrica

PRODIST – Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica

Sumário

1	INTRODUÇÃO	25
1.1	Justificativas	26
1.2	Objetivos	27
1.3	Organização do trabalho	27
2	RECONFIGURAÇÃO DE REDES EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA	29
2.1	Rede de Distribuição	29
2.2	Proteção da rede de distribuição	30
2.3	Geradores Distribuídos	30
2.4	Reconfiguração de Rede	30
2.5	Métodos de otimização aplicados a reconfiguração de rede nos modernos sistemas de distribuição	31
2.6	Revisão bibliográfica da reconfiguração de rede de distribuição	31
2.7	Técnica de busca heurística	36
2.8	Considerações Finais	37
3	METODOLOGIA	39
3.1	Formulação do Problema	39
3.2	Reconfiguração de Rede através da inserção de Geração Distribuída	44
3.2.1	Avaliação de Demandas	44
3.2.2	Perfil da Geração Distribuída	46
3.2.2.1	Geração Fotovoltaicas e Geração a Vapor	46
3.2.3	Otimização da Rede	48
3.2.3.1	Estratégia de seleção das reconfiguração – Branch Exchange	48
3.2.3.1.1	SINAPgrid	49
3.2.3.1.2	Etapas para reconfiguração	50
3.2.3.2	Análise multicriterial: Analytic Hierarchy Process (AHP)	53
3.2.3.3	Reaplicação da Busca Heurística	57
3.3	Considerações Finais	57
4	ANÁLISE E RESULTADOS	59
4.1	Sistema Teste	59
4.2	Aplicação da Metodologia	61

4.2.1	Estudo de Demanda de alimentadores e das Centrais Geradoras	61
4.2.2	Seleção para reconfiguração	62
4.2.3	Resultado dos testes de reconfiguração	64
4.2.4	Aplicação do método multicritério- AHP	65
4.2.5	Definição das melhores sequências de chaveamento	67
5	CONSIDERAÇÕES FINAIS	71
5.1	Sugestões para trabalhos futuros	72
	REFERÊNCIAS	73

1 Introdução

O cenário atual das concessionárias de energia tem como característica um ambiente competitivo sob aspectos técnicos e econômicos, no qual estimulam as empresas a investir intensamente na rede e melhorar sua operação (Zvietcovich, 2006). Soma-se isso o fato do sistema elétrico estar passando por uma constante mudança, principalmente, pelo fenômeno das Smart Grids, isto é, redes inteligentes, e as preocupações ambientais, as quais estão levando todo o sistema energético à almejar a eficiência, a conservação e fontes renováveis de eletricidade, tornando ainda mais necessário os esforços e investimentos em automação, comunicação e confiabilidade da rede (Mello, 2014).

As redes inteligentes ou as Smart Grids perpassa-se por uma ideia de utilização de medidores inteligentes para gerenciar o transporte de energia e transmissão de dados em tempo real para a melhor utilização dos dados, tornando este recurso eficiente e seguro (Cabello, 2013). Um dos projetos pioneiros na implantação de uma Rede Inteligente, que houve a integração entre recursos tecnológicos com as características essenciais desse tipo de rede aconteceu em 2005 na Itália, pela empresa ENEL SPA (Botte, Cannateli e Rogai, 2005; Pfitscher, 2013).

Os clientes estão se tornando mais proativos e estão sendo capacitados a se engajar em decisões de consumo que afetam sua dia-a-dia. Ao mesmo tempo, as necessidades energéticas estão continuamente se expandindo. Por exemplo, a participação do consumidor em breve incluirá o uso extensivo de veículos elétricos (carros e caminhões), princípio de controle e conservação do consumo de energia dos eletrodomésticos residenciais remotamente, a propriedade da geração distribuída a partir de fontes de energia e a gestão de armazenamento de eletricidade para coincidir localmente oferta à demanda. A disponibilidade de novas tecnologias, tais quais sensores, comunicação segura bidirecional, software avançado para gestão de dados, e os controladores inteligentes e autônomos abriram novas oportunidades para mudar o sistema de energia (Gharavi e Ghafurian, 2011).

Uma das características predominantes de uma rede inteligente é a possibilidade de alteração de sua topologia conforme sua necessidade como, por exemplo, em curto-circuitos e faltas, e a minimização de clientes interrompidos através da constante mudança de topologia. Neste contexto, a reconfiguração de rede também é de grande importância para reduzir constantes perdas de energia e promover o balanceamento entre as cargas. O custo de perdas no sistema de distribuição é dividido entre concessionária de energia e consumidor final, o que torna a busca para minimização um tópico importante para as distribuidoras, trazendo um benefício mútuo entre consumidores e elas (Marques, 2018).

O problema de reconfiguração do sistema de distribuição é um problema complexo

de otimização combinatória envolvendo restrições da rede. A complexidade do problema surge do fato de que a topologia da rede de distribuição tem que ser radial e as restrições de fluxo de energia são de natureza não linear (Honey et al., 2012). A reconfiguração de rede é possível pelos diversos equipamentos de proteção e automação presentes na rede, como chaves seccionadoras, religadores automáticos e sistemas self-healing.

As gerações distribuídas conectadas na rede de distribuição influenciam no fluxo de potência, o que pode ocasionar da topologia original não ser a mais adequada para a melhor operação do sistema após a conexão destes geradores. Tornando a reconfiguração e a otimização de rede uma solução para a melhor topologia para o desempenho das centrais geradoras no sistema elétrico (Mello, 2014).

1.1 Justificativas

A reconfiguração de rede de um sistema de distribuição de energia é uma operação para alterar a estrutura topológica dos alimentadores de distribuição, alterando o status de abertura / fechamento das chaves de seccionamento e de chaves de transferência. Ao transferir cargas dos alimentadores muito carregados para os com carga leve, a reconfiguração da rede pode equilibrar as cargas do alimentador e aliviar as condições de sobrecarga de uma rede e minimizar as perdas (Kashem, Ganapathy e Jasmon, 2000).

Com a inserção de unidades de Geração Distribuída integradas ao sistema para melhorar o perfil de tensão, para fornecer uma confiável e ininterrupta fonte de alimentação e também, para obter benefícios econômicos, tais como perda de potência mínima, eficiência energética e nivelamento de carga (Rao, et al; 2013).

As Redes Inteligentes surgiram como solução a grandes desafios que o setor elétrico vem enfrentando a tempos, como o crescimento da demanda de energia, as pressões para desenvolver o setor em um ambiente mais sustentável e por um consumidor final mais exigente e consciente sob seu consumo e demanda. Diante desse cenário, a otimização da operação desse modelo de rede pode ser uma alternativa de baixo investimento, justamente pelo aumento de equipamentos telecomandados na rede, e seu custo que vem diminuindo ao longo dos anos (Pfischer, 2013).

É de interesse da academia, empresas de energia e concessionárias desenvolvimento de metodologias e ferramentas de baixo custo computacional que auxiliem no desenvolvimento da otimização operacional da rede com a inserção dos recursos energéticos. É necessário a flexibilização operação da rede, onde possam ser considerados variações de demandas e energia produzidas através dos geradores, de modo que a rede se torne adequada à medida que haja mudança de perfil de carga, demanda e disponibilidade dos recursos energéticos (Mello, 2014).

Portanto, faz-se necessário uma aplicação de uma metodologia de reconfiguração de rede onde neste trabalho será através de uma adaptação da técnica heurística da Troca de Ramos (Branch Exchange), onde tem como finalidade encontrar a solução ótima da reconfiguração através do algoritmo de alteração da sequência de chaveamento dos seccionadores e chaves de interligação e a busca da melhor configuração que atenda pelo menos cinco indicadores de grande significância para as concessionárias e para o consumidor final. Foi implantado a estratégia em uma rede real da distribuidora Enel Distribuição São Paulo, com a inserção de três fontes solares e uma térmica. E além disso a priorização dos indicadores da função objetivo foi utilizado o método multicriterial AHP (Analytic Hierarchy Process).

1.2 Objetivos

O objetivo central deste trabalho baseia-se na aplicação de uma metodologia de reconfiguração de rede com a inserção de geradores distribuídos em uma rede da distribuidora Enel São Paulo. Os objetivos específicos são:

- Analisar o perfil de demanda horária do sistema através de curvas típicas de carga dos alimentadores, considerando a discretização das curvas de carga por valores de demanda máxima, divididos em seis patamares de carga extraídas da plataforma SinapGrid
- Analisar o perfil de energia produzida por centrais de geração distribuída de diferentes tecnologias, incluindo a fonte solar e térmica, considerando a discretização das curvas de geração das centrais por valores médios de geração, divididos em seis patamares de geração;
- Determinar a melhor topologia de operação das redes de distribuição com geradores distribuídos considerando cenários mais crítico de operação;
- Determinação de indicadores de Perdas, Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora, Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora, Energia Não Suprimida e Compensação pela Transgressão dos Limites de Continuidade para cada alternativa de reconfiguração;

1.3 Organização do trabalho

O trabalho proposto está organizado em cinco capítulos. Onde o Capítulo 1 apresenta de modo geral o contexto atual do sistema elétrico de potência, seus principais desafios perante ao novo modelo de consumidor e do avanço das telecomunicações, e introduzir os fundamentos da reconfiguração de rede com a inserção dos geradores distribuídos.

O Capítulo 2 tem como objetivo abordar o conceito principal do sistema de distribuição de energia e as principais metodologias de reconfiguração de rede que a academia estudou nos últimos anos.

O Capítulo 3 refere-se a metodologia central do trabalho, apresentando as estratégias de análise dos perfis de carga e dos geradores distribuídos, demonstrando o conceito da técnica de otimização escolhida, e do método de análise multicriterial para definição de priorização de reconfiguração de rede.

O Capítulo 4 apresenta os testes e resultados obtidos com a aplicação da metodologia e com o estudo em um modelo real de rede de distribuição através da plataforma SinapGrid.

O Capítulo 5 apresenta as principais conclusões e sugestões para continuidade do trabalho.

2 Reconfiguração de redes em sistemas de distribuição de energia

Este capítulo introduz os conceitos de reconfiguração de redes de distribuição, os métodos explorados para a otimização desse processo, a revisão bibliográfica de reconfiguração de rede com recursos energéticos através de métodos heurísticos.

2.1 Rede de Distribuição

O sistema de distribuição é uma das etapas do processo de fornecimento de energia no sistema elétrico, que tem início nas geradoras, sendo transmitida através do sistema de transmissão, chegando ao sistema de distribuição e, por fim, ao consumidor final. A rede de distribuição geralmente é composta por três condutores aéreos, transformadores trifásicos, monofásicos ou bifásicos, sendo sustentadas por cruzetas de ferro ou madeira e postes de concreto ou madeira. Os níveis de tensão da etapa de distribuição variam de 2,3 kV a 44 kV. A Figura 1 demonstra um esquemático do sistema elétrico brasileiro (ABRADEE, 2018).

A rede de distribuição pode ser divididos em dois tipos: radiais e malha. Um sistema radial é organizado como uma árvore onde cada cliente tem uma fonte de suprimento. Já o sistema em malha tem múltiplas fontes de suprimento operando em paralelo.

Figura 1 – Esquemático do sistema elétrico de potência



Fonte: <https://www.asterroelectricidade.com.br/>

2.2 Proteção da rede de distribuição

A proteção da rede de distribuição de energia elétrica visa proteger os equipamentos os quais compõem o sistema elétrico e, também, fornecer segurança para as pessoas envolvidas direta ou indiretamente com o mesmo. Há diversos tipos de falhas que podem ocorrer em uma rede de distribuição, desde naturais como descargas atmosféricas, que são conhecidas como raios ou relâmpagos e os curto-circuito, os quais são variações extremas de corrente que fluem no sistema elétrico. Os curtos-circuitos podem ser causados por inúmeros fatores, como, a queda de uma árvore em cima das linhas, acidentes de trânsito quando há colisão com postes de energia elétrica e, até mesmo, algum ato de vandalismo (Leme, 2013).

Os principais equipamentos de proteção que compõe a rede de distribuição são basicamente: (i) disjuntores que são dispositivos encontrados nas subestações de energia destinados à realizar manobras e proteção ao sistema de distribuição; (ii) religadores que são dispositivos de manobra e proteção de redes com suportabilidade de interromper correntes de curto-circuito; e (iii) elos fusíveis que são compostos de elementos metálicos no qual é inserida uma parte sensível à correntes elétricas elevadas, os quais fundem-se em um intervalo de tempo inversamente proporcional a grandeza referida de corrente (NTE-G-014, Eletropaulo; 2018).

2.3 Geradores Distribuídos

Geração Distribuída (GD) é uma expressão usada para designar a geração elétrica realizada junto ou próxima do(s) consumidor(es) independente da potência, tecnologia e fonte de energia.

Nas redes de sistemas de energia as GDs foram rapidamente aumentada. Esse aumento pode ser justificado por fatores como preocupações ambientais, a reestruturação do mercado de eletricidade e as tecnologias de desenvolvimento para a geração em pequena escala. As unidades GD são tipicamente conectadas para trabalhar em paralelo com a rede de distribuição e são colocadas dependendo da disponibilidade dos recursos (Honey et al., 2012).

2.4 Reconfiguração de Rede

A reconfiguração da rede de distribuição é um processo complexo de otimização combinatória que visa encontrar uma estrutura operacional radial que minimize a perda de potência do sistema enquanto satisfaz as restrições operacionais. A complexidade do problema decorre do fato de que a topologia da rede de distribuição tem restrições de fluxo de energia de natureza não linear. (Honey et al., 2012). Uma vez que um sistema

de distribuição pode ter centenas de combinações de chaves de interligação de todas as configurações possíveis, a busca exaustiva não é uma solução prática.

A reconfiguração da rede é essencialmente um problema de otimização combinatória onde a melhor combinação possível de status (aberto/fechado) das chaves de interligação ou seccionamento deve ser encontrada, para que a função objetivo seja minimizada (Honey et al., 2012). A reconfiguração do alimentador envolve alterar estrutura topológica dos alimentadores de distribuição, alterando o status de chaves sob condições operacionais normais e anormais.

De modo geral, pode-se dizer que o problema de reconfiguração de rede consiste em buscar um ótimo estratégico de operação de forma a minimizar as perdas de alimentadores e propiciar um balanceamento de carga adequado no sistema trifásico, considerando aspectos de confiabilidade e qualidade de fornecimento dos consumidores (Honey et al., 2012).

2.5 Métodos de otimização aplicados a reconfiguração de rede nos modernos sistemas de distribuição

Os métodos para solução do problema de reconfiguração de redes podem ser divididos em dois grandes grupos, um baseados em conhecimento lógico e outro em conhecimento físico ou biológico, como é apresentado na Figura 2 (MARQUES, 2018).

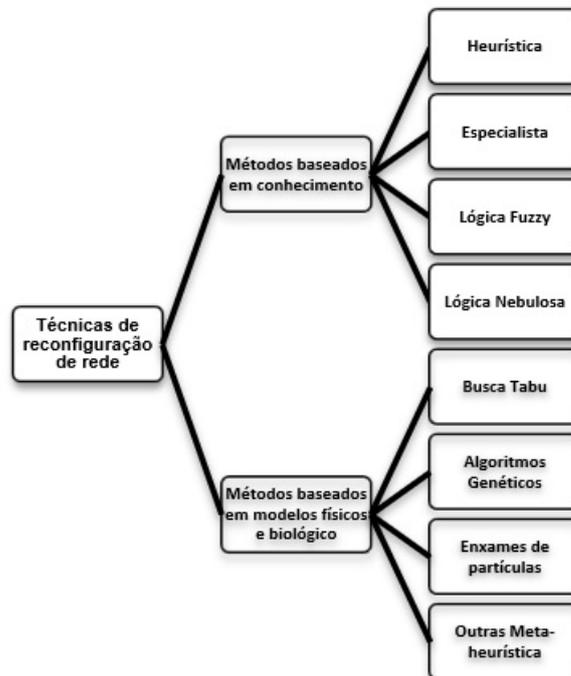
Os métodos baseados em conhecimento tem como fundamento a consulta a experiência de um especialista sobre as manobras possíveis no sistema. Com base neste conceito, foram desenvolvidos vários algoritmos para buscar novas soluções de reconfiguração, as chamadas soluções ótimas, com destaque para o método heurístico, método escolhido para o desenvolvimento deste trabalho, onde é relatado encontrar boas topologias, principalmente, em relação a sistemas de grande porte com baixo tempo computacional (Zvietcovich, 2006).

Já os métodos baseados em modelos físicos e biológicos, tais como, busca tabu, algoritmos genéticos e enxame de partículas, propiciam o estabelecimento de uma solução a cada situação da rede. Estas técnicas de busca vem sendo utilizadas para solucionar problemas de alta complexidade em áreas variadas. Os métodos encontram soluções ótimas ou quase ótimas, no entanto, dependendo da aplicação, com esforços computacionais elevados (Zvietcovich, 2006).

2.6 Revisão bibliográfica da reconfiguração de rede de distribuição

Na Tabela 1 são apresentados os principais trabalhos recentes sobre o tema de reconfiguração de rede de distribuição. A Tabela foi organizada de modo a apresentar os autores intitulados, o ano de referência, o método utilizado no trabalho em questão, o tipo

Figura 2 – Principais métodos de otimização de reconfiguração de rede



Fonte: Adaptado de MARQUES, 2018 e ROGATTO, 2012

de problema (mono objetivo ou multi-objetivo) e a função objetivo de busca de otimização do trabalho.

O trabalho de Xingang et al., (2018) propõe um modelo para resolver o problema da otimização do status das chaves de manobra sob as restrições da operação da rede de distribuição. Primeiramente, um modelo de reconfiguração multi-objetivo como perda de potência ativa, indicador de disponibilidade de fonte de alimentação média e indicador de balanceamento de carga do sistema é estabelecido. Com a matriz de julgamento, o peso de cada objetivo é determinado de acordo com a experiência de um especialista, sendo o problema multi-objetivo transformado em um único objetivo. A solução utiliza um algoritmo de enxame de partículas, tomando a carga de cada nó como entrada, a combinação otimizada de abertura e fechamento das chaves é treinada no modelo de um algoritmo de deep learning, a característica de carga é extraída por uma rede neural de convolução profunda para simular a relação não linear de reconfiguração.

Tabela 1 – Trabalhos recentes sobre o tema de reconfiguração de rede de distribuição.

Autor(es)	Ano	Método de Otimização	Problema	Função objetivo
Xingang et al	2018	Enxame de partículas	mono-objetivo	Perda de potência ativa, indicador de disponibilidade de fonte de alimentação média e indicador de balanceamento de carga do sistema
Yan et al	2018	Modelo de Problema de Satisfação de Restrição	mono-objetivo	Balanceamento de carga
Hasanpour et al	2017	Cuckoo Search Algorithm	multi-objetivo	Reduzir as perdas de energia e melhorar o perfil de tensão
Radwan et al,	2018	Backward/Forward Sweep	multi-objetivo	Magnitudes de tensão em todos os nós da rede, fluxo de potência em cada segmento e perda de potência em segmentos e transformador
Dong et al	2018	Back Forward Sweep /Shuffled Frog Leaping	mono-objetivo	Redução de perdas de potência ativa
Takenobu et al	2018	Branch-and-Bound	mono-objetivo	Redução de perda de energia anual
Kuiyuan	2019	Algoritmo de Otimização Superior	multi-objetivo	Maximizar a capacidade de consumo da rede de distribuição para as gerações distribuídas e melhorar o nível de penetração permitido
Marques, Eichkoff e Mello	2018	Branch Exchange	mono-objetivo	Minimização de perdas na rede de distribuição
Rojas et al	2018	Feasibility Preserving Evolutionary Optimization	multi-objetivo	Manter a arquitetura radial da rede e aprimorar os níveis de tensão
Duran-Faundez et al	2018	Big Bang – Big Crunch	multi-objetivo	Minimizar as perdas de potência ativa e o índice de desvio de tensão.
Wu et al	2018	Programação quadrática inteira mista (MIQP)	multi-objetivo	Diminuir a perda real de energia, melhorar o perfil de tensão e equilibrar o fluxo de carga entre as ramificações

Fonte: Autoria Própria

Em Yan et al.(2018) os autores visam o balanceamento de carga através de um problema matemático utilizando o método de “Modelo de Problema de Satisfação de Restrição”. As restrições de reconfiguração de rede com balanceamento de carga são estabelecidas e é encontrado um índice de balanceamento de carga adequado. O “Problema de Satisfação de Restrição” é proposto com base na simplificação da estrutura da rede de distribuição, o algoritmo é utilizado para a solução de otimização da rede e as condições de restrição de balanceamento de carga foram estabelecidas no projeto.

Para Hasanpour et al.(2017) a reconfiguração on-line ótima leva em conta as mudanças horárias na potência de saída de fontes de energia renováveis, considerando a variação horária de três tipos de carga (residencial, industrial e comercial). Os autores utilizam o algoritmo Cuckoo Search Algorithm (CSA) para reduzir as perdas de energia e melhorar o perfil de tensão no padrão 33 barras, com a simulação em um patamar de 24 horas. Segundo os autores os resultados da simulação em ambiente da interface do software MATLAB® mostram a eficiência do método para reduzir perdas e melhorar o perfil de tensão.

No trabalho de Radwan et al. (2018), o modelo de reconfiguração de rede ocorre a partir do algoritmo Backward/Forward Sweep utilizando a interface do software MATLAB®. A função objetivo visa obter as magnitudes de tensão em todos os nós da rede, fluxo de potência em cada segmento e perda de potência em segmentos de rede e transformadores. O método BFS baseia-se na atualização das tensões dos nós e das correntes dos segmentos até a solução exata do sistema ser alcançada. O método BFS é aplicado em duas etapas sucessivas que são repetidas iterativamente até a convergência. Um estudo de caso real no Egito com alimentadores de redes de distribuição de 11 kV, onde cargas rurais residenciais foram modeladas e analisadas pelo programa proposto confirmando que a reconfiguração melhora o comportamento da rede, libera mais capacidade dos mesmos ativos existentes e reduz as perdas de energia.

Em Dong et al. (2018) foi proposto a reconfiguração da rede de distribuição através do algoritmo Shuffled Frog Leaping usando uma dinâmica molecular e a teoria de simulação de nuvem para problemas de convergência com o objetivo de redução de perdas de potência ativa. O processo de otimização da reconstrução da rede de distribuição foi realizado adotando-se a estratégia de codificação de inteiros baseada em loop independente. Os dados iniciais da rede de distribuição foram inseridos, seguidos da geração aleatória do enxame inicial. A rede de distribuição foi simplificada e a solução efetiva foi obtida. Além disso, o método de Back Forward Sweep foi utilizado para o cálculo do fluxo de potência e por fim, a otimização iterativa de enxames foi conduzida com base no algoritmo Shuffled Frog Leaping (SFLA).

O trabalho de Takenobu et al.(2018) tem como objetivo o desenvolvimento de um método de otimização para o planejamento anual de reconfiguração. Este método

determina as configurações das chaves e seus períodos de reconfiguração com uma restrição nos tempos de reconfiguração permitidos. Além disso, o trabalho revela o efeito de redução de perda de energia anual dessa otimização. O método é baseado na otimização parcial da rede com enumeração exaustiva de todas as configurações possíveis. As experiências foram conduzidas usando um modelo de rede de distribuição japonês com 468 chaves. Os resultados mostram que a otimização dos períodos de reconfiguração reduz a perda de energia em até 2,1 vezes, em relação àquela em uma operação convencional foi simulada. O algoritmo no estilo Branch-and-Bound (B&B) foi utilizado para diminuir o custo computacional das possíveis reconfigurações apresentadas.

Kuiyuan et al.(2019) propõem um modelo para maximizar a capacidade de consumo da rede de distribuição para as fontes de geração distribuída (GD) e também melhorar o nível de penetração, utilizando a reconfiguração da rede de distribuição sob a condição de considerar a perda de energia nas linhas. O modelo matemático de reconfiguração da rede de distribuição com geradores distribuídos foi formulado para a redução das perdas de energia e da capacidade dos geradores distribuídos. O “Algoritmo de Otimização Superior” foi introduzido para descobrir a melhor topologia de reconfiguração da rede para planejamento de distribuição e também da capacidade de penetração de geração distribuída. Quando a carga é bastante reduzida, a capacidade de penetração de geradores distribuídos é comparada antes e depois da reconfiguração da rede de distribuição. O teste foi realizado em um sistema IEEE 33 barras.

Marques, Eichkoff e Mello (2018) estabelecem um modelo de reconfiguração de rede com geração distribuída com base no modelo Branch Exchange através da interface MATLAB® e e OpenDSS®. O trabalho foi avaliado em duas vertentes, a primeira análise considerando uma rede convencional sem GD, e a segunda análise com a inserção de painéis fotovoltaicos, sendo a função objetivo centrada na redução de perdas de energia na rede de distribuição. Os autores realizaram o estudo no sistema teste IEEE 123 barras.

No trabalho de Rojas et al.(2018) é apresentada uma técnica de otimização da rede de distribuição para melhorar os níveis de estabilidade de tensão VSI através do algoritmo “Feasibility Preserving Evolutionary Optimization” que envolve operadores de recombinação e mutação, adaptados para manter a arquitetura radial da rede e aprimorar os níveis de tensão. O desempenho do algoritmo é validado usando três sistemas de distribuição, redes de 33, 69 e 119 barramentos. Conclui-se que a reconfiguração ótima encontrada pelo algoritmo proposto melhora significativamente o VSI dos barramentos mais propensos ao colapso de tensão. Ao mesmo tempo, a melhoria do perfil de tensão é obtida juntamente com a redução das perdas de energia.

Duran-Faundez et al. (2018) trazem um projeto de otimização híbrida chamado Big Bang – Big Crunch (HBB-BC), considerando geradores eólicos e geração distribuída fotovoltaica. Para avaliar o problema de otimização, foram considerados dois objetivos:

minimizar as perdas de potência ativa e o índice de desvio de tensão. A variável de decisão, é o estado dos elementos de manobra, proteção e/ou seccionamento que estão presentes na rede. Foram realizadas simulações nas redes IEEE 33 barras e um sistema real de 163 barras, onde os resultados obtidos permitiram comparar os benefícios obtidos ao realizar a reconfiguração considerando GD. Por fim, os valores foram comparados com outros trabalhos anteriores para verificação dos resultados obtidos pelo algoritmo HBB-BC.

E por fim, Wu. Y, Wang. J (2018) estabelecem um método de reconfiguração para uma rede de distribuição trifásica desequilibrada visando otimizar a operação do sistema de distribuição. O trabalho visa diminuir a perda real de energia, melhorar o perfil de tensão e equilibrar o fluxo de carga entre as ramificações das redes. Um modelo simplificado de fluxo de potência considerando parâmetros desbalanceados foi desenvolvido com base nos dados de medição existentes, substituindo os termos de perda não linear por aproximação linear. Assim, o modelo matemático de reconfiguração de redes foi desenvolvido e transformado em um problema de programação quadrática inteira mista (MIQP).

2.7 Técnica de busca heurística

A técnica de busca heurística, também conhecida como Troca de Ramos (*Branch Exchange*), consiste em uma busca local, onde o algoritmo configura uma nova solução através a partir de configurações vizinhas. Este método tem como premissa a radialidade da rede de distribuição. Alguns trabalhos atuais utilizaram esta técnica como é demonstrado através da Tabela 2.

Tabela 2 – Trabalhos atuais fundamentados no método de busca Branch Exchange

Autor(es)	Ano	Método Heurístico
Mello	2014	Método <i>Branch Exchange</i>
Raut e Mishra	2018	Método <i>Branch Exchange</i>

Fonte: Autoria Própria

No trabalho de Mello (2014), foi apresentada uma estratégia do método *Branch Exchange* para a reconfiguração de redes de distribuição onde cada nó da árvore de busca seja uma possibilidade de solução ótima com a inserção de geradores distribuídos de três tipos: painéis fotovoltaicos, micro centrais hidrelétricas e geração eólica. O trabalho tem como função objetivo a redução dos indicadores de confiabilidade FEC (frequência de interrupção por consumidor); ENS (energia não suprida) e também as perdas de energia na rede primária de distribuição.

Para Raut e Mishra (2018), os métodos de reconfiguração de rede baseados em heurística são rápidos em convergência, bem como simples de implementar. Neste é sugerido um método heurístico *Branch Exchange* visando a minimização de perdas de potência ativa e a melhoria do perfil de tensão. O método é verificado usando uma rede de 70 barramentos e uma rede de 69 barramento com gerações distribuídas alcançando a redução de perdas de energia.

2.8 Considerações Finais

Neste capítulo foi introduzido os conceitos de reconfiguração de rede de distribuição, os métodos explorados para otimização da rede, a revisão bibliográfica das principais técnicas de mudança de topologia de rede nos últimos anos através da inserção de recursos energéticos.

No próximo capítulo é apresentado a metodologia para o processo de reconfiguração de rede de distribuição através de um modelo de uma rede real.

3 Metodologia

Neste capítulo, é apresentada a metodologia para a realização do processo de reconfiguração que considera um modelo de rede real de média tensão da distribuidora Enel Distribuição São Paulo. São apresentadas a formulação do problema, a finalidade da reconfiguração de rede e os princípios que foram definidos para que o trabalho obtivesse a solução ótima para otimização da reconfiguração.

3.1 Formulação do Problema

A reconfiguração da rede de distribuição é um processo complexo de otimização combinatória que visa encontrar uma estrutura operacional radial ótima, ou seja, a que melhor atende a função objetivo definida, sem violar qualquer restrição operacional que envolve o sistema de distribuição (Mello, 2014; Bernardon et al. 2015).

Normalmente, a operação de reconfiguração acontece para isolamento de faltas no sistema de distribuição, a fim de minimizar os clientes interrompidos no trecho sob defeito e afetar minimamente os indicadores de confiabilidade impostos pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). A reconfiguração também pode ser relacionada com outros objetivos, tais como planejamento, balanceamento de cargas na rede, minimização de perdas de energia, melhoraria de níveis de tensão, índices confiabilidade e qualidade de energia.

A função objetivo geralmente quantifica cada mudança na rede, tornando-se um indicador para operação do sistema (Mello, 2014). Neste trabalho, adotou-se as seguintes funções multi-objetivo, onde se busca a minimização de indicadores da rede, representados por:

- Perdas_{esp}
- Frequência Equivalente de Interrupção Esperada por Consumidor (FEC_{esp})
- Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (DEC_{esp})
- Energia Não Suprida Esperada (ENS_{esp})
- Compensação pela Transgressão dos Limites de Continuidade

Função Objetivo, neste caso é dada por (3.1).

$$FO = \min(Perdas_{esp,i}^* \cdot \omega_1 + FEC_{esp,i}^* \cdot \omega_2 + DEC_{esp,i}^* \cdot \omega_3 + ENS_{esp,i}^* \cdot \omega_4 + CTLC_{esp,i}^* \cdot \omega_5) \quad (3.1)$$

Restrições:

- Manter a radialidade dos alimentadores;
- Não permitir sobrecarga nos alimentadores;
- Não permitir violação dos ajustes de atuação dos dispositivos de proteção;
- Não permitir violação dos limites de corrente e de tensão admissível;
- Não permitir violação dos limites operacionais de potência ativa dos geradores distribuídos;

Os valores encontrados nos critérios da função objetivo são valores esperados, isto é, representa o valor médio esperado da reconfiguração a partir do momento que ela se repita muitas vezes, para isso os valores são normalizados. Além de ser necessária a normalização, é imprescindível adequar prioridades de um critério sobre outro. Para isso os pesos representados pelas variáveis w_1 , w_2 , w_3 , w_4 e w_5 são definidos apriori, como será demonstrado na seção 3.2.3.2

Os critérios da função objetivo são calculados individualmente. Cada configuração de chave de interligação/religadores em status Normalmente Aberto (NA) e Normalmente Fechado(NF) possuem um valor esperado e uma possível solução ótima. Os cálculos da função objetivo são realizados através da plataforma SINAPgrid, nos módulos de Perdas Técnicas e de Continuidade da plataforma que simulam a probabilidade de defeito nos trechos da rede e as possíveis manobras que podem ser realizadas para minimizar o impacto da ocorrência.

A cada reconfiguração são computadas as quantidades de consumidores sem fornecimento de energia, a demanda média correspondente e o período de tempo de interrupção. Os cálculos de indicadores são considerados pela plataforma em duas situações distintas(Kondo, 2015).

- Nas condições de contigência, a previsão de transferência de blocos de carga entre dois ou mais circuitos;
- Registro históricos de ocorrências de interrupção, com suas respectivas durações.

As equações para perdas de energia, DEC, FEC, ENS e Compensação pela Transgressão dos Limites de Continuidade, calculadas pelos módulos da plataforma são demonstradas a seguir e seguem a recomendação dos Procedimentos de Redes de Distribuição (PRODIST, 2016):

$$Perdas_{esp} = \sum_{Nr}^{k=1} r.i^2.\Delta t \quad (3.2)$$

Onde k corresponde ao índice do ramo, N_r é o número total de ramos, k equivale à resistência (Ω) do ramo, iK representa a corrente elétrica (A) no ramo e Δt corresponde ao intervalo de tempo (h) do patamar de carga.

O valor esperado do número de consumidores interrompidos na rede de distribuição representa o indicador de Frequência Equivalente de Interrupção por Consumidor esperado (FEC_{esp}), dado em falhas por ano, e pode ser calculado conforme a Equação 3.3:

$$FEC_{esp} = \frac{\sum_{N=1}^{Nf} \sum_{j=1}^{Nd} \cdot \gamma_{j,n} \cdot l_{Pj,n} \cdot C_{Pj,n}}{C_s} \quad (3.3)$$

Onde n representa o índice do alimentador, j o índice do dispositivo de proteção de um trecho do alimentador, N_f o número total de alimentadores do circuito, N_d o número total de dispositivos de proteção no circuito de um alimentador, $\lambda_{j,n}$ a taxa de falha do alimentador (número de interrupções por ano/ km), C_s o número de consumidores servidos, $l_{Pj,n}$ comprimento do trecho protegido pelo dispositivo j do alimentador n (km), $C_{Pj,n}$ o número de consumidores do trecho protegido pelo dispositivo j do alimentador n . A taxa de falha é composta pela Expressão (3.4).

$$\gamma = \frac{\text{Número de interrupções por ano}}{\text{Comprimento total da rede}} \quad (3.4)$$

Já o valor esperado para a duração de consumidores interrompidos na rede de distribuição representa o indicador de Duração Equivalente de Interrupção por Consumidor esperado (DEC_{esp}), dado em falhas hora ano, e pode ser calculado conforme a Equação (3.5).

$$DEC_{esp} = \frac{\sum_{N=1}^{Nf} \sum_{j=1}^{Nd} \cdot \gamma_{j,n} \cdot l_{Pj,n} \cdot C_{Pj,n} \cdot t_{j,n}}{C_s} \quad (3.5)$$

Onde novamente n representa o índice do alimentador, j o índice do dispositivo de proteção de um trecho do alimentador, N_f o número total de alimentadores do circuito, N_d o número total de dispositivos de proteção no circuito de um alimentador, $\lambda_{j,n}$ a taxa de falha do alimentador (número de interrupções por ano/ km), C_s o número de consumidores servidos, $l_{Pj,n}$ comprimento do trecho protegido pelo dispositivo j do alimentador n (km), $C_{Pj,n}$ o número de consumidores do trecho protegido pelo dispositivo j do alimentador n e $t(i)$ representa o tempo de falha do alimentador. A ENS, representada pela energia não suprida do sistema é calculada através da Equação (3.6).

$$ENS_{esp} = \sum_{N=1}^{Nf} \sum_{j=1}^{Nd} \cdot \gamma_{j,n} \cdot l_{Pj,n} \cdot L_{j,n} \cdot d_{j,n} \quad (3.6)$$

Os indicadores individuais são DIC, FIC, DMIC e DICRI (PRODIST-Módulo 8) que foram limitados a análise da rede de distribuição primária, ou seja, a influência da rede de baixa tensão é ignorada nesses indicadores, logo os indicadores DIC e FIC são comuns a todos consumidores de um mesmo bloco. Então é selecionado consumidores de um bloco n e determinam-se as ocorrências que ocasionaram a interrupção do seu fornecimento. Para o cálculo de Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão usa-se (3.7).

$$DIC_{esp} = \sum_{N=1}^{Nf} \sum_{j=1}^{Nd} \cdot \gamma_{j,n} \cdot l_{Pj,n} \cdot C_{Pj,n} \cdot t_{j,n} \quad (3.7)$$

Onde n representa o índice do alimentador, j o índice do dispositivo de proteção de um trecho do alimentador, Nf o número total de alimentadores do circuito, Nd o número total de dispositivos de proteção no circuito de um alimentador, $\lambda_{j,n}$ a taxa de falha do alimentador (número de interrupções por ano/km), $l_{Pj,n}$ comprimento do trecho protegido pelo dispositivo j do alimentador n , $C_{Pj,n}$ o número de consumidores do trecho protegido pelo dispositivo j do alimentador n e $t_{j,n}$ representa o tempo de falha do alimentador.

E a Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão (FIC), é calculada através da Equação (3.8).

$$FIC_{esp} = \sum_{N=1}^{Nf} \sum_{j=1}^{Nd} \cdot \gamma_{j,n} \cdot l_{Pj,n} \cdot C_{Pj,n} \quad (3.8)$$

Onde n representa o índice do alimentador, j o índice do dispositivo de proteção de um trecho do alimentador, Nf o número total de alimentadores do circuito, Nd o número total de dispositivos de proteção no circuito de um alimentador, $\lambda_{j,n}$ a taxa de falha do alimentador (número de interrupções por ano/ km), $l_{Pj,n}$ comprimento do trecho protegido pelo dispositivo j do alimentador n , $C_{Pj,n}$ o número de consumidores do trecho protegido pelo dispositivo j do alimentador n .

A duração máxima de interrupção individual Contínua, por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão (DMIC), é expressa pela Equação (3.9).

$$DMIC_{Esp} = t_{maxi} \quad (3.9)$$

Onde t_{maxi} a duração máxima de interrupção contínua(i), no período de apuração, verificada na unidade consumidora considerada, expresso em horas ou centésimo de horas.

E por fim, o indicador de Duração Individual ocorrida em dia crítico por unidade consumidora ou ponto de conexão (DICRI), expresso em horas e centésimo de horas dada por (3.10).

$$DICRI_{Esp} = t_{criticoi} \quad (3.10)$$

Onde $t_{critico}$ representa a duração da interrupção em dia crítico.

O Módulo 8 do PRODIST da Aneel estabeleceu metas de DIC, FIC e DMIC para 3 períodos de apuração: mensal, trimestral e anual. A transgressão destes indicadores de continuidade individuais, em quaisquer dos períodos de apuração tem como consequência o pagamento de compensação financeira ao consumidor. As compensações são calculadas conforme as expressões abaixo:

- Transgressão para o DIC:

$$Valor = \left(\frac{DICv}{DICp} - 1 \right) DICp \cdot \frac{EUSmédio}{730} \cdot kei \quad (3.11)$$

- Transgressão para o FIC:

$$Valor = \left(\frac{FICv}{FICp} - 1 \right) FICp \cdot \frac{EUSmédio}{730} \cdot kei \quad (3.12)$$

- Transgressão para o DMIC:

$$Valor = \left(\frac{DMICv}{DMICp} - 1 \right) DMICp \cdot \frac{EUSmédio}{730} \cdot kei \quad (3.13)$$

Onde definido pelo PRODIST- Módulo 8:

- DICv = duração de interrupção por unidade consumidora ou por ponto de conexão, conforme cada caso, verificada no período considerado, expressa em horas e centésimos de hora;
- DICp = limite de continuidade estabelecido no período considerado para o indicador de duração de interrupção por unidade consumidora ou por ponto de conexão, expresso em horas e centésimos de hora;
- DMICv = duração máxima de interrupção contínua por unidade consumidora ou por ponto de conexão, conforme cada caso, verificada no período considerado, expressa em horas e centésimos de hora;
- DMICp = limite de continuidade estabelecido no período considerado para o indicador de duração máxima de interrupção contínua por unidade consumidora ou por ponto de conexão, expresso em horas e centésimos de hora;
- FICv = frequência de interrupção por unidade consumidora ou por ponto de conexão, conforme cada caso, verificada no período considerado, expressa em número de interrupções;

- FIC_p = limite de continuidade estabelecido no período considerado para o indicador de frequência de interrupção por unidade consumidora ou por ponto de conexão, expresso em número de interrupções e centésimo do número de interrupções;
- EUSD_{médio} = média aritmética dos encargos de uso do sistema de distribuição correspondentes aos meses do período de apuração do indicador;
- 730 = número médio de horas no mês;
- kei = coeficiente de majoração cujo valor deve ser fixado em:
 - a) 15 (quinze), para unidade consumidora ou ponto de conexão atendidos em Baixa Tensão;
 - b) 20 (vinte), para unidade consumidora ou ponto de conexão atendidos em Média Tensão;
 - c) 27 (vinte e sete), para unidade consumidora ou ponto de conexão atendidos em Alta Tensão.

3.2 Reconfiguração de Rede através da inserção de Geração Distribuída

Para a reconfiguração de rede com a inserção de geração distribuída, são necessários estudos de outras vertentes para uma otimização eficiente (Mello, 2014), são eles :

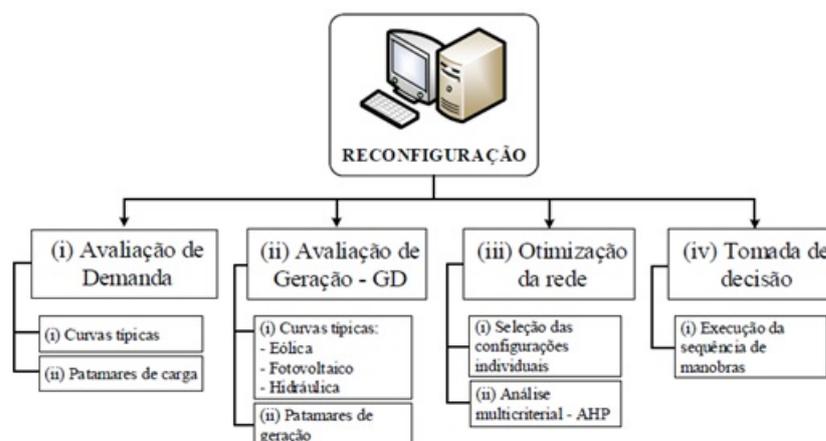
- Avaliação da demanda dos alimentadores;
- Avaliação do perfil de geração das fontes de GD;
- Método para otimização de rede;
- Método para decisão multicriterial;
- Gerenciamento da GD;

A Figura 3 representa o fluxograma da reconfiguração de rede com a inserção de GD. A análise de todas estas etapas integradas é o que fornece suporte à tomada de decisão na operação de redes. No próximo capítulo será detalhado cada item.

3.2.1 Avaliação de Demandas

As demandas de carga de cada alimentador analisado nesse trabalho foram modeladas através do software SINAPgrid, que pelo histórico de carga e de estações transformadoras conectada nos alimentadores de cada subestações, calcula a potência ativa

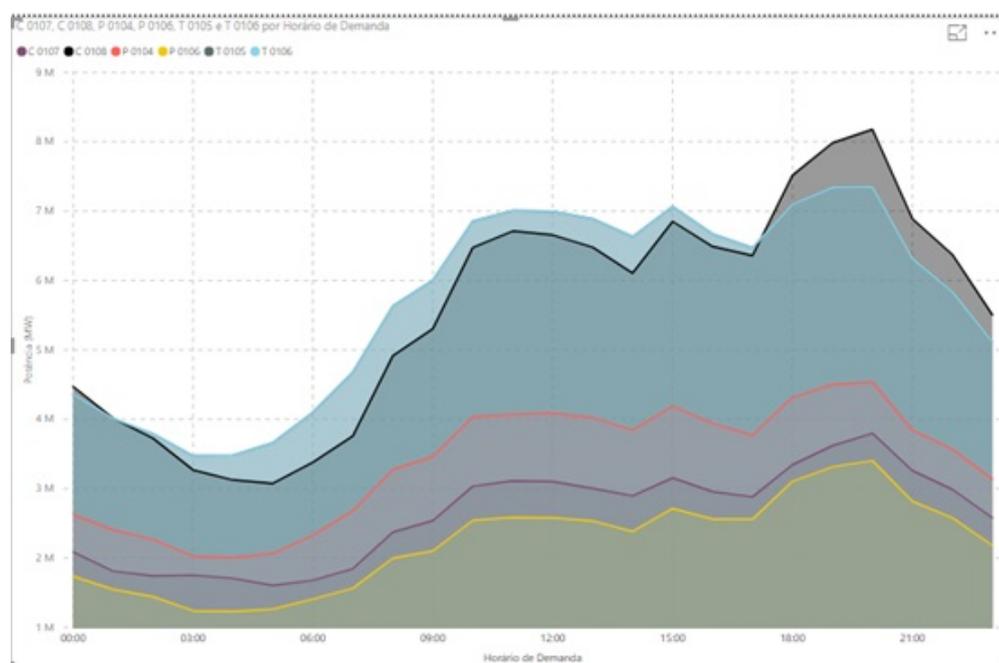
Figura 3 – Etapas da reconfiguração de rede com a inserção de geradores distribuídos



Fonte: Mello, 2014

máxima por hora em cada circuito. Na Figura 4, é demonstrado a demanda máxima por hora de cada alimentador usado neste trabalho, onde cada alimentador possui sua própria demanda e não há alimentadores compartilhados neste caso.

Figura 4 – Demanda máxima dos alimentadores



Fonte: Autoria Própria

A análise de demanda é importante para priorizar a reconfiguração de rede em

momentos propícios de carregamento, ou seja, em patamares de cargas já pré-estabelecidos para evitar a degradação das chaves de manobras e religadores. Desta forma é necessário discretizar as curvas em seis intervalos de tempo, que definem os diferentes comportamentos da carga ao longo do dia (Mello, 2014).

Para cada alimentador apresentado na Figura 4, há uma designação de comportamento de carga, classificada como: Leve, Média e Pesada, considerando o carregamento máximo apresentado na Figura 3.2, e respeitando a individualidade de cada alimentador, que diferem em classes de consumidores que atendem, sendo alguns residenciais, outros industriais, como também podem ser mistos. Na Tabela 3, é demonstrado a discretização por patamares de carga de cada alimentador.

Tabela 3 – Discretização da curva de balanço energético médio das gerações distribuídas

Usina	Patamar 1 0h00	Patamar 2 7h00	Patamar 3 12h00	Patamar 4 13h00	Patamar 5 18h00	Patamar 6 21h00
P 0104	Leve	Média	Pesada	Pesada	Pesada	Pesada
P 0106	Leve	Leve	Média	Média	Pesada	Pesada
T 0105	Leve	Média	Pesada	Pesada	Pesada	Pesada
T 0106	Leve	Média	Pesada	Pesada	Pesada	Pesada
C 0107	Leve	Leve	Média	Média	Pesada	Pesada
C 0108	Leve	Média	Pesada	Pesada	Pesada	Pesada

Fonte: Autoria Própria

3.2.2 Perfil da Geração Distribuída

Neste trabalho considerou-se a análise de três geradores fotovoltaicos e um gerador a vapor. Essas duas tecnologias foram escolhidas por estarem inseridas no horizonte de atuação da Enel Distribuição São Paulo, visto que, a distribuidora atende a cidade de São Paulo e a região da Grande São Paulo, onde estão localizadas 945 unidades de Geração Fotovoltaica (UFV), 3 unidades de Geração Térmica (UTE), 2 Centrais Geradoras Hidráulicas (CGH) e 1 Unidade de Geração Eólica (EOL), com um total de 10.235 kW instalados na rede (Geração Distribuída - Aneel, 2019).

3.2.2.1 Geração Fotovoltaicas e Geração a Vapor

Foram inseridas três geradores fotovoltaicos e um gerador a vapor em quatro diferentes alimentadores, com curvas características providas da plataforma SINAPgrid, onde é necessário estipular a potência do gerador. De acordo com Dugan, et al. (2004), caso a penetração GD for inferior a 30% da capacidade do alimentador, não deverá ter potência suficiente para regular a tensão e será denominada pela variação diária da tensão

da rede, então foi estipulado para o trabalho que a potência dos geradores sejam no máximo 30% do valor da potência nominal do alimentador.

Na Tabela 4 é exibido os valores nominais de potência de cada alimentador e o estipulado para gerador conectados em sua respectiva rede.

Tabela 4 – Potência dos alimentadores juntamente com a potência estipulada de cada gerador distribuído conectado em seu respectivo alimentador

Alimentador	Potência (MVA)	Geração distribuída conectada	Potência estipulada GD (MVA)
C 0107	4	UFV 1	1,2
C 0108	9,8	Não consta	Não consta
P 0104	4	UFV 2	1,2
P 0106	3,3	Não consta	Não consta
T 0105	6	UTE	1,8
T 0106	3,2	UFV 3	0,96

Fonte: Autoria Própria

No Gráfico da Figura 5, é possível analisar o balanço de energia das três UFVs por um período de análise de 12 meses (janeiro à dezembro) onde os dados foram retirados do software SINAPgrid. Reiterando que a UFV 1 e a UFV 2 possuem a mesma referência de curva e potência, estando sobrepostas uma sobre a outra, conforme segue abaixo.

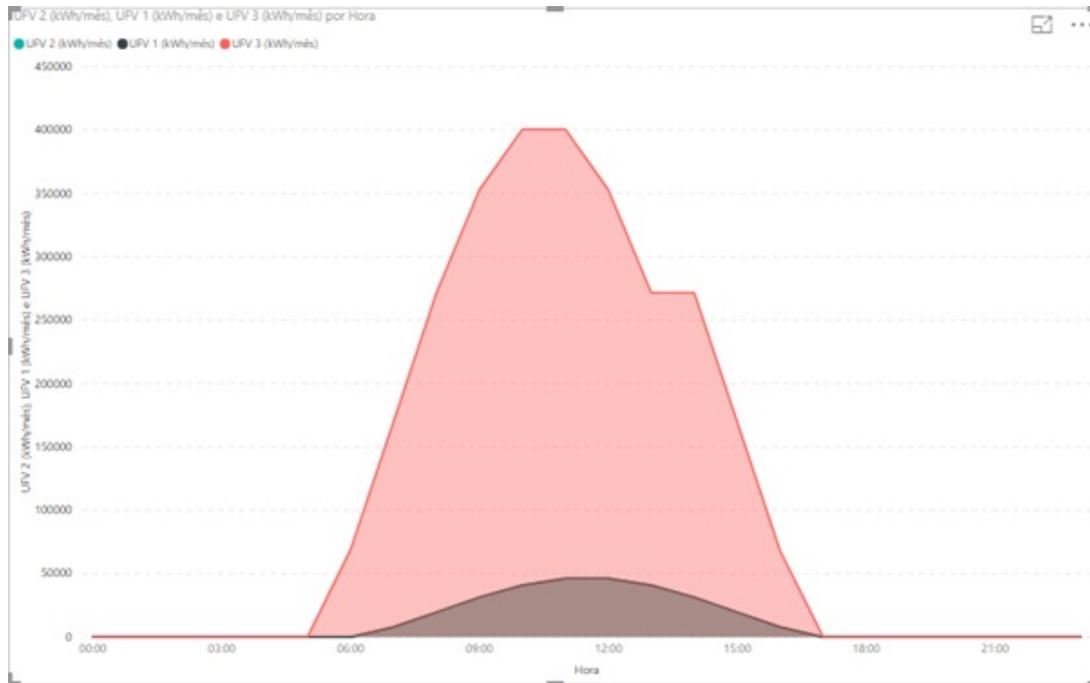
E, no gráfico da Figura 6, traz como referência o balanço de energia de 12 meses da UTE, conectada no alimentador T 0106, como informado na Tabela 4. É possível discretizar as curvas em seis patamares de carga para avaliação de carregamento de carga, assim como foi feito no Capítulo anterior para os alimentadores. Na Tabela 5, é possível analisar essa discretização sendo estas classificadas em condições de carga leve, média e pesada, divididos em seis patamares de carga.

Tabela 5 – Discretização da curva de balanço energético médio das gerações distribuídas

Usina	Patamar 1 0h00	Patamar 2 06h00	Patamar 3 12h00	Patamar 4 13h00	Patamar 5 18h00
UFV 1	-	Leve	Pesada	Pesada	-
UFV 2	-	Leve	Pesada	Pesada	-
UFV 3	-	Média	Pesada	Pesada	-
UTE	-	-	Pesada	Pesada	Pesada
C 0107	Leve	Leve	Média	Média	Pesada
C 0108	Leve	Média	Pesada	Pesada	Pesada

Fonte: Autoria Própria

Figura 5 – Gráfico da demanda das três usinas UFV em kWh/mês em uma análise de 12 meses.



Fonte: Autoria Própria

3.2.3 Otimização da Rede

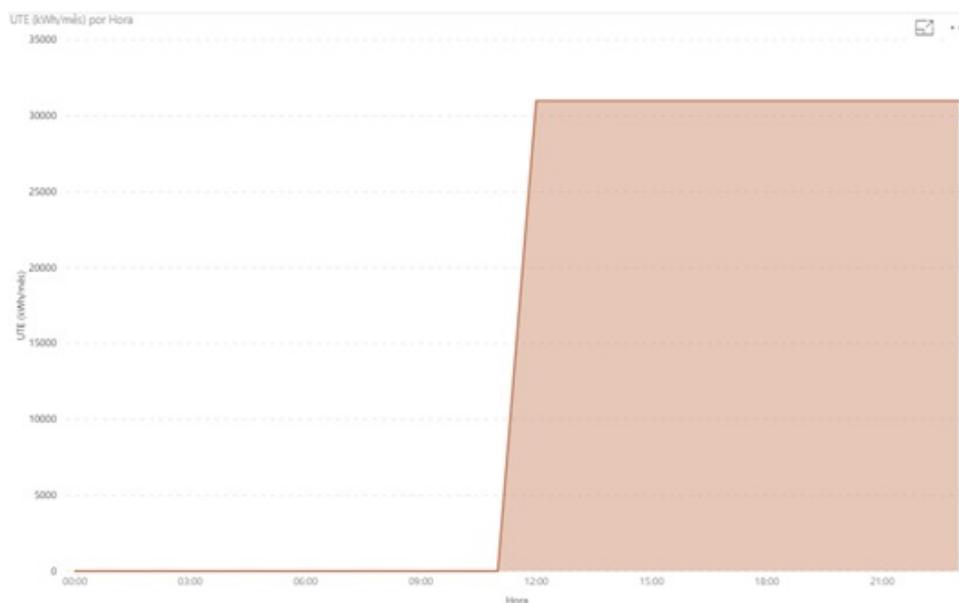
3.2.3.1 Estratégia de seleção das reconfiguração – Branch Exchange

O trabalho baseia-se em Mello (2014), que considera a reconfiguração de rede pela técnica de busca heurística /itemitBranch Exchange, abordada no capítulo 2.4.2. Neste sentido, é realizada uma busca local, onde a cada iteração do algoritmo é procurada uma nova solução a partir de configurações vizinhas (Bernadon et al, 2015).

A estratégia de reconfiguração se constitui em alterações sucessivas do chaveamento da rede, que pode ser através de chaves seccionadoras ou religadores (abertura e fechamento). Caso a nova reconfiguração atenda aos critérios estipulados na função objetivo e não ultrapasse nenhum limite estipulado nas restrições, é obtida uma nova solução, onde o algoritmo prossegue o processo de busca até que não haja novas melhorias (Mello, 2014).

Para este trabalho, é abordada a estratégia de reconfiguração para uma rede real da concessionária paulistana Enel Distribuição São Paulo, sendo contemplado o estudo de seis alimentadores e três subestações interligadas entre elas. Também tem-se o auxílio da plataforma SINAPgrid para simulação das aberturas e fechamentos de religadores, e a obtenção dos indicadores especificados (Perdas, DEC, FEC, ENS e Compensação pela Transgressão dos Limites de Continuidade).

Figura 6 – Balanço de energia em relação a 12 meses da usina termelétrica



Fonte: Autoria Própria

3.2.3.1.1 SINAPgrid

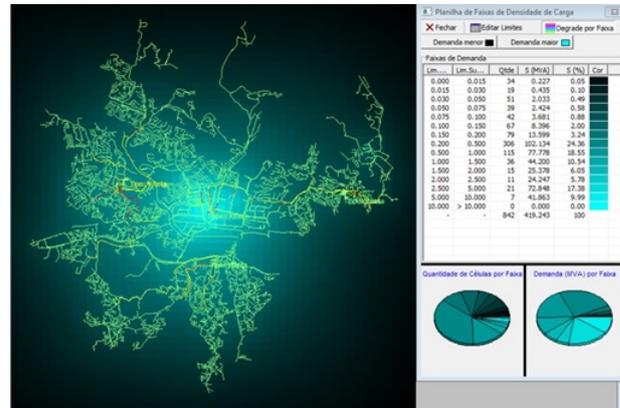
O SINAPgrid é uma plataforma para a análise de redes elétricas com recursos que permitem sua utilização tanto na área de operação, como de planejamento dos sistemas de distribuição e de transmissão de energia elétrica.

A plataforma foi criada pela empresa SINAPSIS, formada através de uma equipe de pesquisadores e engenheiros formados pela Escola Politécnica da USP, com o objetivo de disponibilizar e adaptar soluções inovadoras ao mercado energético, considerando exigências regulatórias e as necessidades de eficiência e rentabilidade dos negócios do setor.

Dentre os parceiros financiadores dos projetos desenvolvidos pela Sinapsis destacam-se: AES Eletropaulo, CEMIG Distribuição, Light Serviços de Eletricidade, Grupo EDP, CELESC Distribuição, AES Sul, AES Tietê, Federação das Cooperativas de Energia, Telefonia e Desenvolvimento Rural do Rio Grande do Sul – FECOERGS, DUKE Energy, Empresa Metropolitana de Águas e Energia – EMAE, entre outras.

Sua principal característica e seu principal diferencial em relação a outros softwares é a modelagem da rede elétrica, pois o software permite a representação integrada e completa de qualquer topologia, envolvendo todos os segmentos do sistema, tornando-a ideal para a modelagem e análise de redes inteligentes, onde os pontos de medição, monitoramento, controle, automação e geração estão presentes em qualquer nível de tensão. Na Figura 7 pode-se observar o design do software.

Figura 7 – Plataforma SINAPgrid



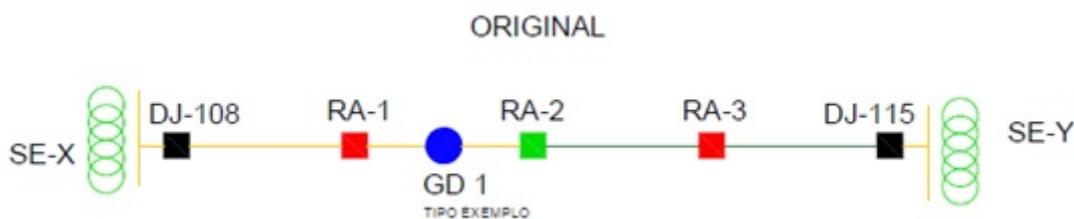
Fonte: www.sinapsisenergia.com

3.2.3.1.2 Etapas para reconfiguração

Neste tópico será abordado cada etapa realizada para análise das interligações. Os passos a seguir estão considerando uma rede genérica A, apenas para fins didáticos, e esta é constituída por duas subestações, dois alimentadores, e três religadores automáticos, sendo dois NF e um NA, onde o religador NA interliga os dois alimentadores.

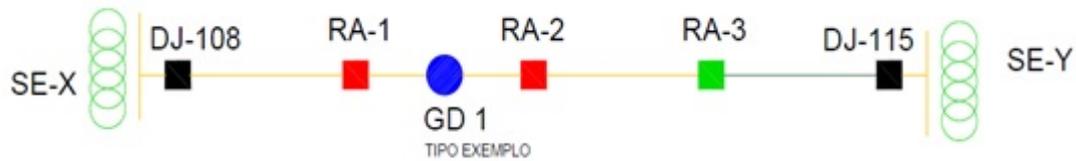
- 1º passo – Inicialmente é escolhido uma chave de interligação, no caso desta rede, um religador NA, de forma aleatória, a partir da configuração original como é mostrado na Figura 8. Altera-se a configuração da rede no momento em que o religador NA é fechado e torna-se uma NF, e é aberto o primeiro religador do alimentador DJ - 108 a montante da chave NA, representado pela Figura 9.

Figura 8 – Configuração original da Rede, composta de duas subestações (X e Y) e dois alimentadores (DJ – 108) e (DJ -115)



Fonte: Autoria Própria

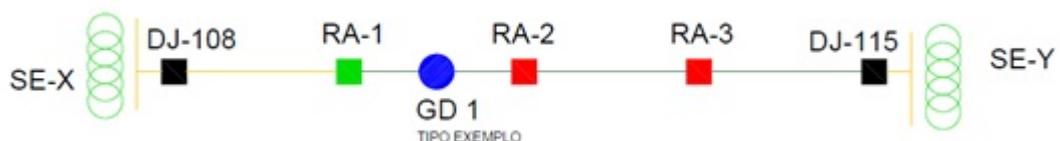
Figura 9 – Primeira reconfiguração da rede, onde é possível analisar que a RA-2 é fechada, e a RA-3 torna-se NA



Fonte: Autoria Própria

- 2º passo- Realiza-se através do software SINAPgrid a avaliação dos cálculos dos indicadores para a nova configuração e é verificado se não houve nenhuma violação das restrições apontadas. Em caso afirmativo, armazena-se o valor dos indicadores e segue para o 3º passo. Em caso negativo segue para o 4º passo.
- 3º passo - É alterado novamente a configuração da rede, fechando a chave ou o religador anterior e abrindo a primeira chave NF ou religador (se houver) NF a montante da chave/relogador NA no mesmo sentido. Segue para o 5º passo.
- 4º passo – Retorna para a configuração original (Figura 8) e realiza uma nova reconfiguração no outro sentido da rede, alterando a topologia do segundo alimentador (DJ - 115) e também transferindo a GD para o alimentador DJ - 115 como representado na Figura 10. Segue para 6º passo.

Figura 10 – Nesta reconfiguração é trocado o sentido do teste e a RA-2 torna-se NF e abre a RA-1, antiga NF, e a gerador torna-se do alimentador DJ - 115

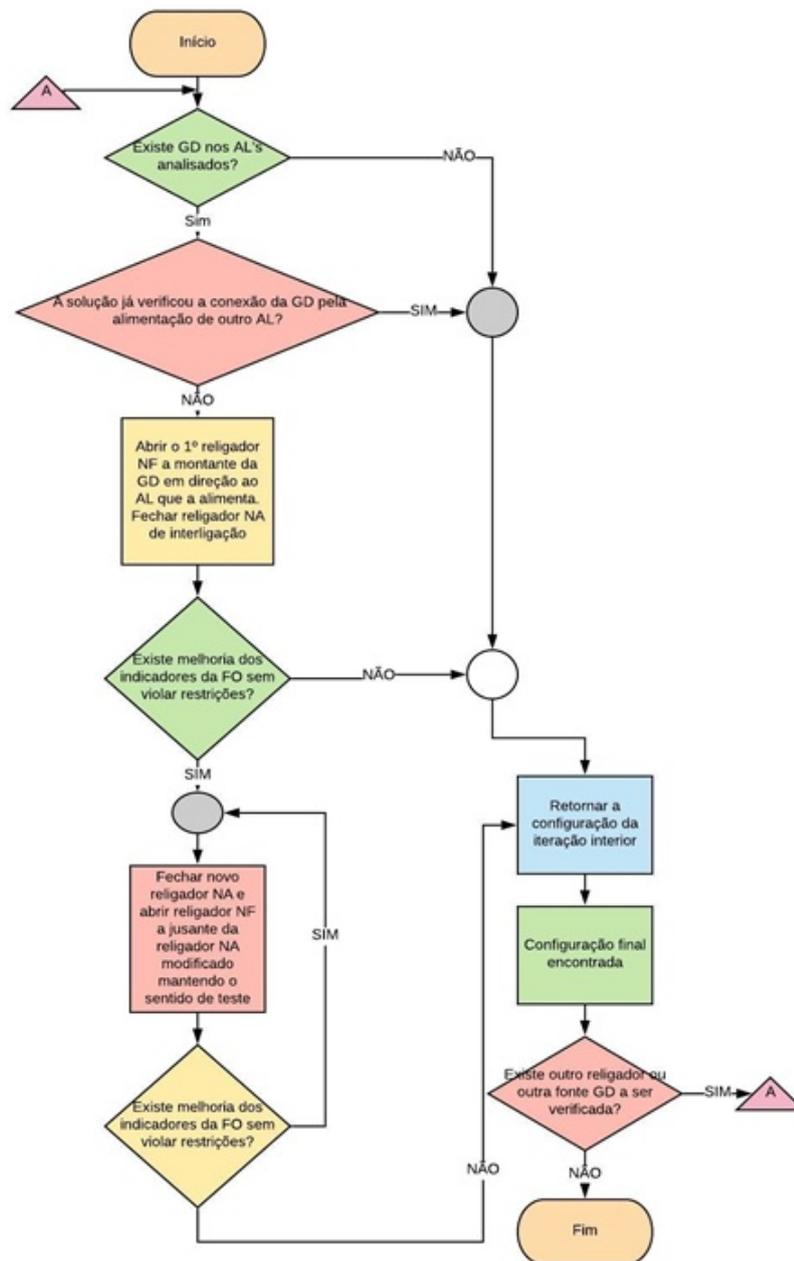


Fonte: Autoria Própria

- 5º passo - Enquanto os indicadores avaliados apresentarem redução, sem violar as restrições, repete-se o procedimento executando-se o 3º passo. O processo é finalizado quando não houver mais redução dos indicadores ou se ocorrer violação das restrições.
- 6º passo- Enquanto os indicadores avaliados apresentarem redução, sem violar as restrições, repete-se o procedimento executando-se o 4º passo. O processo é finalizado quando não houver mais redução dos indicadores ou se ocorrer violação das restrições

A Figura 11 ilustra o fluxograma do processo descrito acima, que contempla as etapas do método de busca heurística para reconfiguração de rede de média tensão.

Figura 11 – Fluxograma do método de reconfiguração de rede com GD



Fonte: Adaptado de Mello, 2014

3.2.3.2 Análise multicriterial: Analytic Hierarchy Process (AHP)

O processo de hierarquia analítica (AHP) é uma técnica estruturada para organizar e analisar decisões complexas, baseadas em matemática e psicologia. Foi desenvolvido por Thomas L. Saaty na década de 1970 e tem sido extensivamente estudado e refinado desde então. Em vez de prescrever uma decisão "correta", o AHP ajuda os tomadores de decisão a encontrar um que melhor se adapte às suas metas e à compreensão do problema (Madurika H e Hemakumara G, 2015).

Os usuários do AHP primeiro decompõem seu problema de decisão em uma hierarquia de sub-problemas mais facilmente compreensíveis, cada um dos quais pode ser analisado independentemente. Os elementos da hierarquia podem relacionar-se com qualquer aspecto do problema de decisão - tangível ou intangível, cuidadosamente medido ou aproximadamente estimado, bem ou mal compreendido - qualquer coisa que se aplique à decisão em questão (Saaty, Thomas L, 2008).

Uma vez que a hierarquia é construída, os tomadores de decisão avaliam sistematicamente seus vários elementos comparando-os um com o outro, dois de cada vez, com relação ao seu impacto em um elemento acima deles na hierarquia. Ao fazer as comparações, os tomadores de decisão podem usar dados concretos sobre os elementos, mas eles normalmente usam seus julgamentos sobre o significado relativo e importância dos elementos. É a essência do AHP que os julgamentos humanos, e não apenas as informações subjacentes, podem ser usados na realização das avaliações (Saaty, Thomas L, 2008).

A reconfiguração de uma rede de distribuição pode se deparar com critérios e soluções que gerem conflitos, no caso de atender apenas um critério, e outro critério ser insatisfatório. Baseado no trabalho de Mello(2014), o AHP possui uma escala de grau de importância em relação a outro, baseado numericamente em uma equivalência sugeridos por Saaty(1990) vide Tabela 6

Tabela 6 – Escala numérica para comparação e julgamentos elaborada por Saaty (1990)

Escala Numérica	Grau de Importância	Explicação
1	Mesma importância	Dois critérios contribui igualmente com um objetivo
2	Moderada	Julgamento e Experiência favorecem ligeiramente um critério em relação a outro
5	Forte	Julgamento e Experiência favorecem fortemente um critério em detrimento de outro
7	Muito Forte	Julgamento e Experiência favorecem fortemente um critério sobre outro
9	Extremamente importante	A evidência que favorece um critério em detrimento de outro é de maior validade possível
2,4,6,8	Valores Intermediários	Quando compromisso é necessário

Fonte: (Saaty, 1990) e (Al-shabeeb, 2016)

De acordo com o Saaty (1990), depois de construir a hierquização de critérios, é realizada uma análise do julgamento dos especialistas. Este julgamento é realizado para definir entre pares quais elementos de um mesmo nível é mais ou menos importante, este

elementos são comparados através de uma matriz quadrada, cuja ordem é igual ao número de elementos subordinados ao nó imediatamente superior. Os elementos subordinados são dispostos na mesma ordem, formando as linhas e as colunas da matriz (Ribeiro e Alves, 2016) e (Mello, 2014).

$$M = \begin{matrix} C1 \\ C2 \\ \vdots \\ C_n \end{matrix} \begin{bmatrix} 1 & a_{12} & & a_{1n} \\ a_{21} & 1 & & a_{2n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ a_{n1} & a_{n2} & & 1 \end{bmatrix} \quad (3.14)$$

Onde M representa a matriz de comparação dos critérios, C_1, C_2, C_N indicam o número de critérios de avaliação, a_{ij} é o grau de importância do critério i sobre o critério j. De acordo com o referido autor, durante o julgamento, compara-se cada elemento da linha com cada elemento da coluna e registra-se o valor do julgamento na matriz na posição linha e coluna referente aos elementos comparados (Mello, 2014).

Como princípio assume-se que a diagonal principal representa a própria avaliação do critério C_i , possuindo o valor igual a um, $a_{ii} = 1$, e nos demais julgamentos a relação de reciprocidade $a_{ji} = 1 / a_{ij}$ (Mello, 2014).

O próximo passo é normalizar a matriz A. Para isso, é necessário dois passos, o primeiro consiste em obter o somatório referente a cada coluna da matriz A e o segundo passo compõe-se a dividir todos os elementos pelo produto do somatório, resultado do primeiro passo, a equação 3.14 demonstra esse procedimento (Fontanive, et al., 2016).

$$a_{ij}^* = \frac{a_{ij}}{\sum_{i=1}^n \frac{a_{ij}}{n}} \quad (3.15)$$

Em seguida encontra-se a prioridade médias locais (PML) ou pesos (w_k), assim como o ranking de preferência entre os critérios. Para isso é calculada a média aritmética de cada linha da matriz normalizada (Fontanive et al.; 2017). A média aritmética é calculada através da equação 3.16.

$$w_k = \sum_{i=1}^n \frac{a_{ij}}{n} \quad (3.16)$$

Onde w_k representa o peso do critério e k e n o número de critérios.

Na equação 3.1 os pesos w_1, w_2, w_3, w_4 e w_5 são representados pelos indicadores de

Perdas_{*esp}, DEC_{esp}, FEC_{esp}, ENS_{esp} e CTLC_{esp} respectivamente.

Um dos diferenciais do método criado por Saaty (1990) é a possibilidade de calcular a coerência dos cálculos efetuados anteriormente, justamente pelo fato de todo o julgamento é realizado por humanos, onde é possível encontrar inconsistências nas avaliações e na realização dos cálculos. Com base nesses argumentos, é possível criar uma rotina de cálculo para criar um indicador de consistência (Mello, 2014) e (Fontanive, et al., 2016). O fluxograma representado pela Figura 12 demonstra essa rotina.

Para calcular o auto-valor máximo $\lambda_{m\acute{a}x}$, multiplica-se a matriz de julgamento pelo vetor de pesos ou de prioridades e em seguida divide-se o produto da multiplicação pelo vetor de prioridades (CHAN e CHAN, 2004). Em seguida, o resultado de $\lambda_{m\acute{a}x}$ é a média aritmética das prioridades auxiliares, isto é, a média aritmética da divisão do passo anterior (Fontanive, et al.; 2017).

O índice de consistência elaborado por Saaty(1990), consiste em avaliar se a matriz é consistente. A equação 3.17 demonstra o cálculo.

$$IC = \frac{\lambda_{m\acute{a}x} - n}{n - 1} \quad (3.17)$$

Onde n representa o número de linhas e colunas de uma matriz. Para calcular a razão de consistência(RC) do julgamento do especialista, principalmente para verificar se é necessário uma correção a ser considerada, é expresso pela equação 3.18.

$$RC = \frac{IC}{IR} \quad (3.18)$$

Onde IC é índice de consistência expresso na equação 3.17 e IR o índice aleatório de consistência(IR) determinado através da tabela 7.

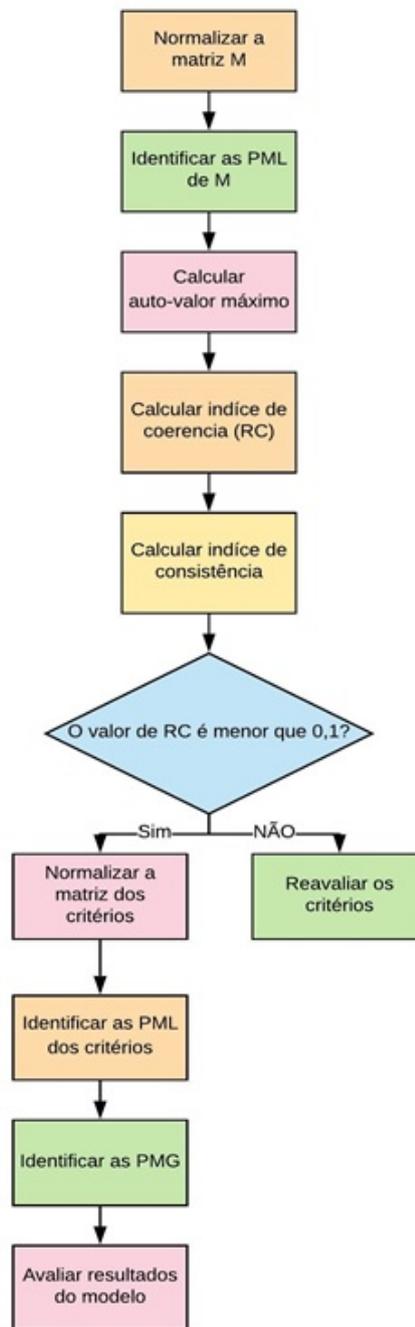
Tabela 7 – Índice de consistência em relação ao número de critérios comparados

Número	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
IR	0	0,52	0,89	1,11	1,25	1,35	1,4	1,45	1,49	1,52	1,54	1,56	1,58	1,59

(Saaty e Ozdemir, 2003) e (Mello, 2016)

A RC deve ser significativamente pequena, mais especificamente, esta requer um valor menor do que 0,1, se o resultado atende o padrão, o cálculo é aceito, caso contrário é necessário melhorar a consistência, por meio da reavaliação das comparações pareadas (SAATY, 1990).

Figura 12 – Fluxograma de cálculo para o AHP



Fonte: Fontanive, et al.; 2016

Por fim realiza-se o cálculo de PMG, que significa, prioridade média global, que são encontrados valores, que podem formar um ranking de prioridades. Esta etapa indica qual melhor solução atenderá de melhor forma as necessidades da concessionária de energia, a equação 3.19 abaixo demonstra o cálculo desta etapa (Fontanive, et al.; 2017).

$$PMG = PML_{Critérios} \cdot PLM_M \quad (3.19)$$

A aplicação deste método permite definir a sequencia final de chaveamento de religadores ou chaves em teste, partindo dos resultados da busca heurística, abordada anteriormente. Os resultados são ordenados conforme Matriz (3.20):

$$P = \begin{bmatrix} \Delta Perdas_{teste1} & \Delta FEC_{teste1} & \Delta DEC_{teste1} & \Delta ENS_{teste1} & \Delta CTL C_{teste1} \\ \Delta Perdas_{testen} & \Delta FEC_{testeN} & \Delta FEC_{testen} & \Delta FEC_{testen} & \Delta CTL C_{testen} \end{bmatrix} \quad (3.20)$$

3.2.3.3 Reaplicação da Busca Heurística

Nesta etapa, o método é reaplicado conforme mostrado em 3.2.3.1, distintamente do processo que é realizado neste capítulo. Agora a melhor solução de configuração de rede encontrada é fixada como configuração original inicial para a próximo passo a ser testado, isto é, o algoritmo não irá retornar para a configuração inicial da rede para testar as manobras de reconfiguração, como acontecia no primeiro processo de otimização (Mello, 2014; Bernadon et al., 2015).

3.3 Considerações Finais

Neste capítulo foi apresentado a metodologia para a realização do processo de reconfiguração de rede em média tensão da distribuidora Enel Distribuição São Paulo.

No próximo capítulo propõe descrever os resultados obtidos pela aplicação da metodologia.

4 Análise e Resultados

Neste Capítulo será composto pelos resultados das metodologias descritas no Capítulo 3, considerando para teste um modelo de rede real de distribuição da distribuidora Enel São Paulo usando como interface a plataforma SINAPgrid e Excel para o cálculo da metodologia AHP.

4.1 Sistema Teste

Para desenvolver a metodologia, foi utilizado um sistema de rede de distribuição da ENEL Distribuição São Paulo, que é composto de:

- Três subestações com tensão de 69/13,8 kV denominadas : SE_T, SE_P e SE_C
- Seis alimentadores, denominados : AL_C7 e AL_C8 conectados através da subestação SE_C; AL_P4 e AL_P6 conectados através da subestação SE_P e AL_T5 e AL_T6 conectados através da subestação SE_T;
- Oito religadores automáticos NF e seis religadores automáticos NA

Foram inseridos nesse sistema quatro Centrais Geradoras para simulação de reconfiguração de rede, e para estipular o local de conexão, foi estabelecidos que o local seria próximo dos religadores NA, obtendo assim precisão que ao reconfigurar a rede a GD estaria contemplada. As características de cada gerador estão demonstrados na Tabela 9.

Outras características da rede são demonstradas através da Tabela 8.

Tabela 8 – Característica da Rede adotada

Rede	Tipo de Rede	Agrupada	Radial	Estática	Barra	Trecho	Trafo	Chave	Regulador
C_8	SDMT		Sim	Não	1144	1089	0	59	0
P_4	SDMT		Sim	Não	733	680	2	52	0
T_5	SDMT		Sim	Não	589	538	0	52	0
P_6	SDMT		Sim	Não	566	542	0	25	0
C_7	SDMT		Sim	Não	564	530	4	32	0
T_6	SDMT		Sim	Não	442	406	0	37	0
Total					4038	3785	6	257	0

Fonte: Autoria Própria

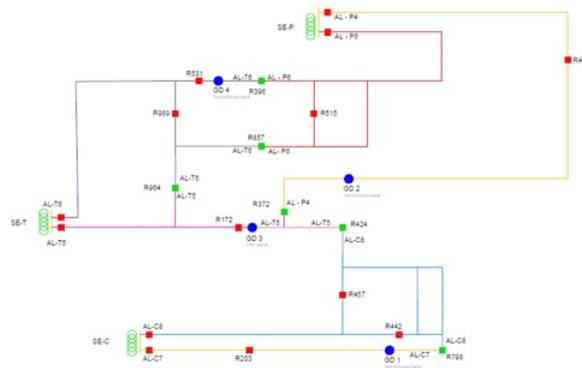
O diagrama unifilar da rede em questão está demonstrado através das Figura 13 e o mapa da rede está ilustrado na Figura 14

Tabela 9 – Especificação de tipo e capacidade máxima de cada central distribuída conectada na rede

GD	Conexão	Capacidade Máxima (kWh/mês)
Fotovoltaica 1	AL_C7 e AL_C8	40761
Fotovoltaica 2	AL_P4 e AL_T6	400614
Fotovoltaica 3	AL_T6 e AL_P6	40761
Vapor	AL_T5 e AL_C8	31000

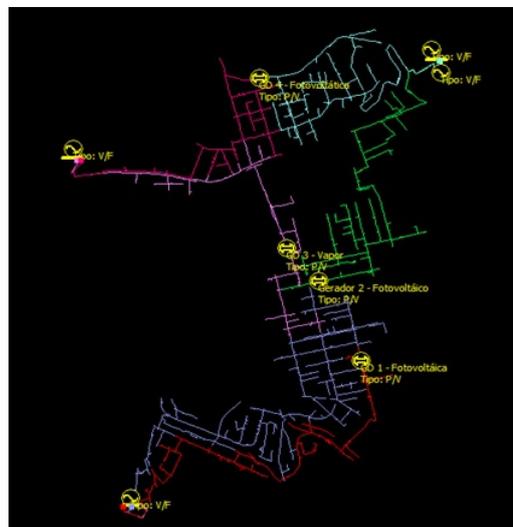
Fonte: Autoria Própria

Figura 13 – Unifilar da rede de distribuição com as centrais de GD



Fonte: Autoria Própria

Figura 14 – Mapa da rede real de distribuição, imagem extraída da plataforma SinapGrid



Fonte: Autoria Própria

4.2 Aplicação da Metodologia

Esta Seção será demonstrado a aplicação da metodologia passo-a-passo, detalhar cada reconfiguração, análise de demanda máxima dos alimentadores por patamar de carga, aplicação da técnica heurística /textitBranch Exchange através do modelo da rede real de distribuição e por fim a aplicação do método multicriterial AHP.

4.2.1 Estudo de Demanda de alimentadores e das Centrais Geradoras

Para aplicação da metodologia de reconfiguração de rede foi utilizado como premissa as demandas máximas médias de cada alimentador por patamar, conforme avaliado na Tabela 10. O sistema de rede de distribuição pode ser predominantemente comercial,

Tabela 10 – Demanda média máxima por patamar para cada alimentador

Alimentador	Demanda máxima (MW/h)					
	Patamar 1 (00h)	Patamar 2 (07h)	Patamar 3 (12h)	Patamar 4 (13h)	Patamar 5 (18h)	Patamar 2 (21h)
AL_C7	2.084,73	3.112,74	3.102,53	3.004,70	3.344,73	3.797,95
AL_C8	4.473,13	6.711,84	6.655,00	6.480,12	7.517,67	8.178,63
AL_T6	4.359,50	7.009,20	6.997,14	6.889,99	7.095,82	7.347,50
AL_T5	4.359,50	7.009,20	6.997,14	6.889,99	7.095,82	7.347,50
AL_P4	2.623,47	4.070,30	4.089,40	4.020,53	4.314,44	4.537,25

Fonte: Autoria Própria

industrial ou residência e ter curvas característica para cada tipo, caso demonstrado através da Tabela 10, os seis circuitos apresentam grande volume de demanda a partir do patamar 5, para alguns alimentadores isso é mais visível que é o caso de AL_C8, predominante residencial, outros apresentam apenas um pequeno crescimento de demanda que é o caso de P_4, podendo esse último ter características de cargas mistas, como um sistema industrial e residencial.

Já na Tabela 11 é apresentado a capacidade de injeção estipulada dos geradores distribuídos por patamar de carga, onde foi simulada a sua geração média em um período de 12 meses pela plataforma SinapGrid.

Tabela 11 – Capacidade média de cada GD em um período de 12 meses

Alimentador	Demanda máxima (MW/h)				
	Patamar 1 (00h)	Patamar 2 (07h)	Patamar 3 (12h)	Patamar 4 (13h)	Patamar 5 (18h)
UFV1- AL_C7	0	46,29	40,76	40761	0
UFV2 - AL-P4	0	169,65	352,81	271,61	0
UFV3 - AL-T6	0	7,87	46,29	40,76	0
UTE1- AL_T5	0	0	31,00	31,00	31,00

Fonte: Autoria Própria

Pode-se analisar que em média a partir de 18h, os índices de incidência solar na região da cidade de São Paulo e região Metropolitana são irrelevantes e apresentam valor nulo de geração. Para análise de otimização da rede foi escolhido o Patamar 3, onde apresenta os maiores valores de capacidade média mensal e conseguinte os valores de penetração de GD na rede.

4.2.2 Seleção para reconfiguração

Como afirmado no Capítulo de metodologia, a otimização da rede pela técnica *Branch Exchange* consiste na avaliação individual de cada combinação de chave ou religadores automático onde se deve encontrar os indicadores apontados pela função objetivo e não restringir os tópicos referidos a restrições apontadas na Sessão 3.1. Em outras palavras, compreende a avaliação dos resultados individuais de cada interligação para os dois sentidos de teste, observando sobretudo a evolução individual de indicadores.

Na Tabela 12 estão apresentadas as principais configurações para a rede das Figuras 13 e 14 onde, pelo menos em um dos cinco critérios da função objetivo houve redução em relação ao sistema original, sendo eles: Perdas, DEC, FEC, Energia Não Suprimida e Limites dos Limites de Continuidade. Todos os testes foram extraídos da plataforma SinapGrid, que usa como base de dados, um histórico de todas as ocorrências da concessionária, adotando um valor médio de taxa de falha por km, por bloco de equipamento, por rede e por equipamento.

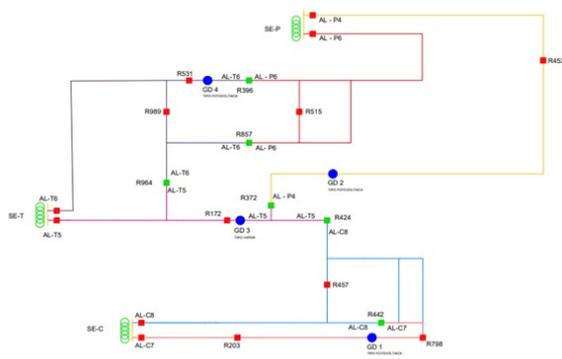
Tabela 12 – Configurações utilizadas na aplicação da metodologia

Topologia	Alimentador de origem	NF para NA	NA para NF	Alimentador final
1	AL_C7	R703	R798	AL_C8
2	AL_C8	R442	R798	AL_C7
3	AL_T5	R172	R424	AL_C8
4	AL_C8	R457	R424	AL_T5
5	AL_T6	R531	R396	AL_P6
6	AL_P4	R453	R372	AL_T5
7	AL_T5	R172	R372	AL_P4

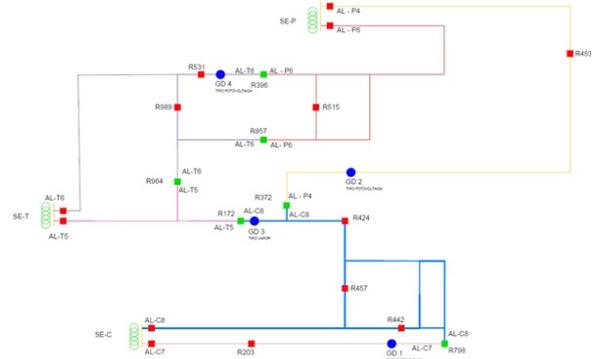
Fonte: Autoria Própria

Para representar graficamente o que cada configuração apresentada na Tabela 11 impacta no modelo da rede real, é ilustrado na Figura 15, o diagrama unifilar de cada reconfiguração, isto é, topologia listada acima.

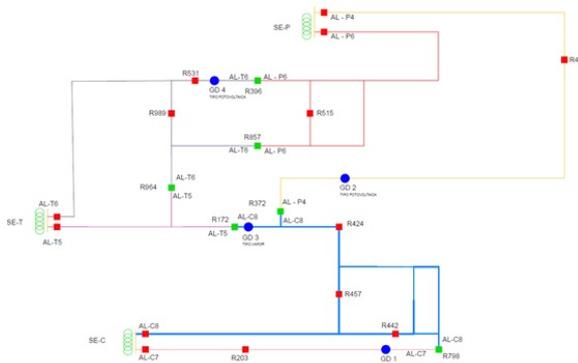
Figura 15 – Topologias adotadas para o teste de reconfiguração de rede



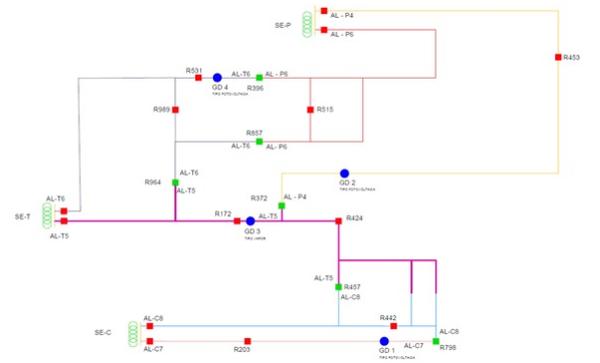
(a) Topologia 1



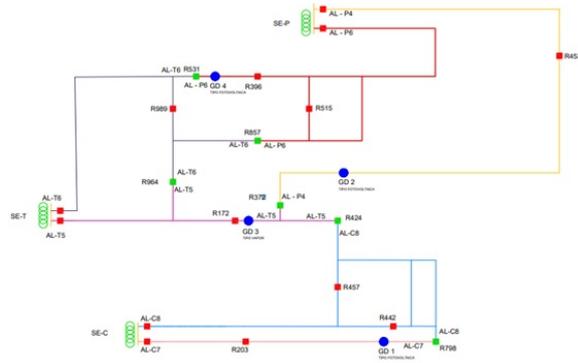
(b) Topologia 2



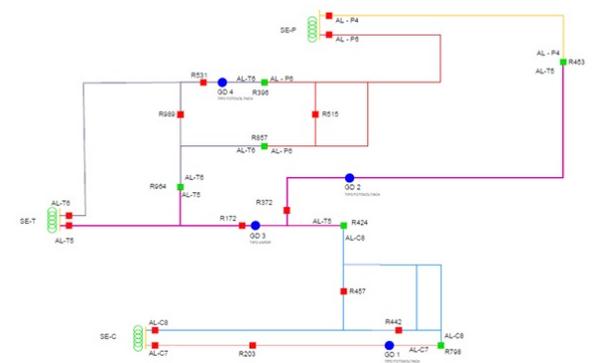
(c) Topologia 3



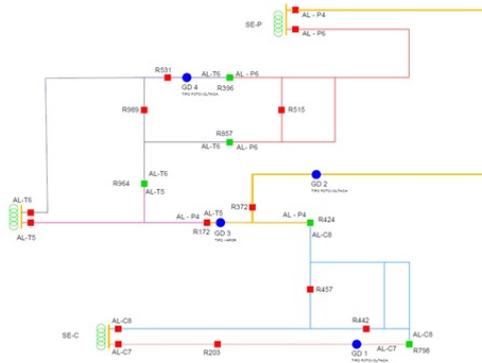
(d) Topologia 4



(e) Topologia 5



(f) Topologia 6



(g) Topologia 7

Fonte: Autoria Própria

4.2.3 Resultado dos testes de reconfiguração

A partir dos modelos de topologia considerados na Seção 4.2.1, foram realizados os testes de reconfiguração para cada topologia indicada, e extraído os resultados de indicadores apontados na função objetivo. Na Tabela 13 são demonstrados os indicadores da topologia original (Figura 14) e na Tabela 14, estão as soluções das topologias propostas.

Tabela 13 – Indicadores da topologia original

Topologia	Perdas _{esp} (MWh)	FEC _{esp} (Falhas/ano)	DEC _{esp} (Falhas hora/ano)	ENS _{esp} (MWh/ano)	Compensações (R\$/ano)
Original	547,769	2,32	3,82	73,87	10.856,14

Fonte: Autoria Própria

Tabela 14 – Indicadores das topologias propostas

Topologia	NA para NF	NF para NA	Perdas _{esp} (MWh)	FEC _{esp} (Falhas/ano)	DEC _{esp} (Falhas hora/ano)	ENS _{esp} (MWh/ano)	Compensações
1	R798	R703	547,769	2,58	4,05	79,58	R\$10.854,66
2	R798	R442	521,905	2,41	4,03	73,86	R\$10.857,64
3	R424	R178	554,628	2,4	3,8	77,77	R\$11.012,05
4	R424	R457	522,688	2,27	4,04	78,02	R\$10.931,02
5	R396	R531	528,097	2,4	4,01	76,57	R\$9.793,92
6	R372	R453	523,348	2,3	3,98	76,76	R\$11.859,78
7	R372	R172	551,733	2,48	4,43	86,68	R\$17.301,77

Fonte: Autoria Própria

Após a etapa de análise individual, se faz necessário a normalização dos valores dos critérios Perdas_{esp}, FEC_{esp}, DEC_{esp}, ENS_{esp} e Compensações em relação a um valor base, uma vez que constituem-se de termos distintos. O valor base pode ser selecionado tomando como referência o valor máximo resultante dos testes para o respectivo critério, conforme mostrado na Tabela 15.

Tabela 15 – Escolha dos valores para normalização dos resultados

	Perdas _{esp} (MWh)	FEC _{esp} (Falhas/ano)	DEC _{esp} (Falhas hora/ano)	ENS _{esp} (MWh/ano)	Compensações
Base selecionada (C _{BASEMÁX})	554,628	2,58	4,43	86,68	17301,77

Fonte: Autoria Própria

Os valores normalizados são obtidos aplicando a Expressão (4.1) partir do valor base selecionado na Tabela 15.

$$C_{TESTE} = \frac{C_{TESTE_i^k}}{C_{BASEmax^k}} \quad (4.1)$$

Onde k refere-se a cada critério de otimização e i refere-se à opção do Teste individual para cada chave de interligação verificada. A Tabela 15 ilustra o resultado dos valores normalizados para cada Teste da Tabela 13.

Tabela 16 – Topologias de reconfiguração normalizadas

Topologia	NA para NF	NF para NA	Perdas _{esp} (MWh)	FEC _{esp} (Falhas/ano)	DEC _{esp} (Falhas hora/ano)	ENS _{esp} (MWh/ano)	Compensações
1	R798	R703	0,98763315	1	0,91422122	0,91808952	R\$0,63
2	R798	R442	0,94100009	0,934108527	0,90970655	0,85209968	R\$0,63
3	R424	R178	1	0,930232558	0,85778781	0,89720812	R\$0,64
4	R424	R457	0,94241185	0,879844961	0,91196388	0,90009229	R\$0,63
5	R396	R531	0,95216433	0,930232558	0,90519187	0,8833641	R\$0,57
6	R372	R453	0,94360184	0,891472868	0,89841987	0,88555607	R\$0,69
7	R372	R172	0,99478029	0,96124031	1	1	R\$1,00

Fonte: Autoria Própria

A normalização é de grande utilidade para aplicar o método multicriterial AHP com intuito de encontrar a melhor topologia com base em critérios definidos pelos próprios especialistas

4.2.4 Aplicação do método multicriterial- AHP

Como foi abordado no capítulo de metodologia, o método multicriterial AHP tem como fundamento a opinião de um especialista para priorização dos critérios estabelecidos na função objetivo e aplica-los na Tabela de julgamentos demonstrada na Tabela 6.

- O critério de Perdas_{esp} é moderadamente mais importante (“3”) que os critérios de DEC_{esp}, FEC_{esp} e Compensações; E fortemente mais importante que o critério de ENS_{esp};
- O critério de FEC_{esp} é mais importante (“3”) que os critérios de DEC_{esp}, e Compensações; E fortemente mais importante que o critério de ENS_{esp} (“5”);
- O critério de DEC_{esp} é mais importante (“3”) que os critérios de compensações; E fortemente mais importante que o critério de ENS_{esp};
- E por fim, o critério de Compensações é mais importante (“3”) que ENS_{esp};

Através das ponderações acima, foi possível realizar a matriz de julgamento pela expressão 4.2 como foi demonstrada pela matriz demonstrado pela equação 3.14.

$$\begin{array}{rccccc}
 & & \text{Perdas} & \text{FEC} & \text{DEC} & \text{ENS} & \text{Compensações} \\
 \text{Perdas} & & 1 & 3 & 3 & 5 & 3 \\
 \text{FEC} & & \frac{1}{3} & 1 & 3 & 5 & 3 \\
 \text{DEC} & & \frac{1}{3} & \frac{1}{3} & 1 & 5 & 3 \\
 \text{ENS} & & \frac{1}{3} & \frac{1}{5} & \frac{1}{5} & 1 & \frac{1}{3} \\
 \text{Compensações} & & \frac{1}{3} & \frac{1}{3} & \frac{1}{3} & 3 & 1
 \end{array} \tag{4.2}$$

A seguir, a partir da matriz de julgamento, calcula-se a prioridade ou peso de cada critério aplicando o processo apresentado na seção 3.2.3.2. Somam-se todos os valores de

cada coluna e, realiza-se a normalização, dividindo cada valor de cada coluna pelo valor da soma da respectiva coluna, constituindo uma nova matriz, porém normalizada, conforme segue na Tabela 16.

Tabela 17 – Tabela da matriz 4.2 normalizada

	Perdasesp (MWh)	FECesp (Falhas/ano)	DECesp (Falhas hora/ano)	ENSesp (MWh/ano)	Compensações(R\$/ano)
Perdas*esp (MWh)	0,45592705	0,61686086	0,3982301	0,2631579	0,29032258
FEC*esp (Falhas/ano)	0,15045593	0,20562029	0,3982301	0,2631579	0,29032258
DECesp* (Falhas hora/ano)	0,15045593	0,0678547	0,1327434	0,2631579	0,29032258
ENS*esp (MWh/ano)	0,09118541	0,04112406	0,0265487	0,05263158	0,03225807

Fonte: Autoria Própria

Aplicando a equação 3.16, que tem como objetivo calcular o valor médio de cada linha da matriz normalizada (Tabela 17), é possível obter os pesos de cada critério, como segue na Tabela 18.

Tabela 18 – Pesos dos indicadores da função objetivo

Indicadores	Peso (w)	Peso
Perdas* _{esp} (MWh)	w1	0,4049
FEC* _{esp} (Falhas/ano)	w2	0,261557
DEC* _{esp} *(Falhas hora/ano)	w3	0,180907
ENS* _{esp} (MWh/ano)	w4	0,04875
Compensações* _{esp} (R\$/ano)	w5	0,1038865

Fonte: Autoria Própria

A seguir, calcula-se o indicador de consistência do julgamento do especialista, aplicando a expressão da razão de consistência RC (3.18), em função do índice de consistência IC da expressão (3.17). Para o cálculo de IC é necessário determinar o valor dos autovalores da matriz de julgamento, etapa que inclui a multiplicação da matriz de julgamento original pelo peso dos critérios definidos, gerando um vetor novo.

$$\begin{bmatrix} \frac{1}{3} & \frac{1}{3} & 1 & 5 & 3 \\ \frac{1}{3} & \frac{1}{5} & \frac{1}{5} & 1 & \frac{1}{3} \\ \frac{1}{3} & \frac{1}{3} & \frac{1}{3} & 3 & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} 0,404899 \\ 0,26155 \\ 0,18090 \\ 0,04874 \\ 0,10338 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 2,2876 \\ 1,49933 \\ 0,9562 \\ 0,25285 \\ 0,53258 \end{bmatrix} \quad (4.3)$$

Através desse novo vetor resultado da expressão 4.3, é possível calcular o autovalor máximo ($\lambda_{\text{máx}}$). Divide-se cada termo do novo vetor de 4.3 por seu respectivo peso, o autovalor máximo será a média dos vetores encontrados após a divisão.

$$\lambda_{max} = 5,39 \quad (4.4)$$

E por fim pode-se encontrar o índice IC (expressão 3.17):

$$IC = \frac{5,39 - 5}{4} = 0,1 \quad (4.5)$$

E para encontrar o índice RC, aplicar a expressão 3.18, e adotar o valor para o índice de inconsistência(IR) que no caso apresentado é o valor de 1,11, conforme Tabela 7

$$RC = \frac{0,1}{1,11} = 0,09 \quad (4.6)$$

Como se pode-se analisar, o valor do índice de RC é menor que o limite tolerável de 0,1 (10%), validando o julgamento do especialista.

4.2.5 Definição das melhores sequencias de chaveamento

Para definir a melhor sequência de chaveamento, é necessário multiplicar a matriz normalizada configurada na Tabela 4.8 com os valores da prioridade do respectivo critério calculados através da Tabela 16, o que é possível analisar na Tabela 16. Para cada topologia adotada, soma-se os valores multiplicados pelo seu respectivo peso de cada critério, como foi mostrado pela Expressão 3.1, onde é indicado o ganho global de cada indicador após aplicação dos valores de prioridade do critério.

Tabela 19 – Definição da sequência de chaveamento com aplicação do método AHP

Topologia	NA para NF	NF para NA	Perdasesp * 0,404	FECesp* 0,261	DECesp* 0,180	ENSesp*0,04	Compensações* 0,10	F.O	Sequencia
1	R798	R703	0,3999	0,2616	0,1654	0,0448	0,0652	0,9368	6º
2	R798	R442	0,3810	0,2443	0,1646	0,0415	0,0652	0,8966	4º
3	R424	R178	0,4049	0,2433	0,1552	0,0437	0,0661	0,9132	5º
4	R424	R457	0,3816	0,2301	0,1650	0,0439	0,0656	0,8862	1º
5	R396	R531	0,3855	0,2433	0,1638	0,0431	0,0588	0,8945	3º
6	R372	R453	0,3821	0,2332	0,1625	0,0432	0,0712	0,8921	2º
7	R372	R172	0,4028	0,2514	0,1809	0,0487	0,1039	0,9877	7º

Fonte: Autoria Própria

Através da Tabela 19, foi multiplicado o valor de cada peso encontrado na seção anterior, e foi possível realizar um ranking de melhores topologias de reconfiguração

encontradas, referente a última coluna, onde em primeiro lugar está a topologia 4. Após esta etapa, seguindo a metodologia, deve-se reaplicar o método de /textitBranch Exchange. Na Tabela 21 está distribuídos os valores encontrados na segunda aplicação do método.

Tabela 20 – Indicadores da rede original

Topologia	Perdasesp (MWh)	FECesp (Falhas/ano)	DECesp (Falhas hora/ano)	ENSesp (MWh/ano)	Compensações
Original	547,769	2,32	3,82	73,87	R\$10.856,14

Fonte: Autoria Própria

Tabela 21 – Valores para a nova aplicação do método Branch Exchange

Topologia	NA para NF	NF para NA	Δ Perdasesp (MWh)	Δ FECesp* (Falhas/ano)	Δ DECesp* (falhas hora/ano)	Δ ENSesp (MWh/ano)	Δ Compensações (R\$/ano)
4	R424	R457	25,081	0,05	-0,22	-4,15	-74,88
6	R372	R453	-16,231	-0,42	-0,96	-18,47	-916,86
5	R396	R531	27,769	-0,11	-0,43	-7,15	-1162,86
2	R798	R442	27,326	-0,4	-0,66	-12,93	-3235,86
1	R798	R203	14,769	-0,11	-0,36	-6,6	-1727,86
7	R372	R172	-15,231	-0,63	-0,51	-9,91	-1644,86

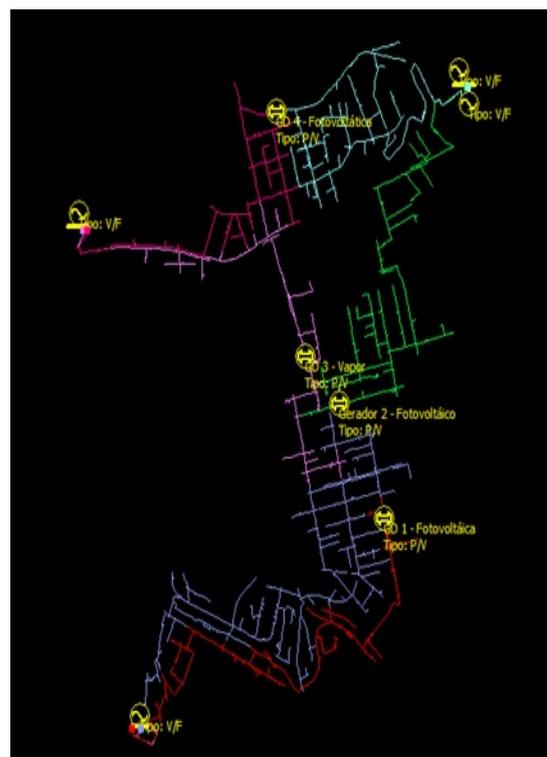
Fonte: Autoria Própria

Para o critério de $Perdas_{esp}$ foi obtido pelo menos quatro topologias (4,5,2,1) de rede onde houve redução, já para o critério de FEC_{esp} , a topologia 4 obteve redução, enquanto para os outros critérios não houveram minimizações de indicadores. Como a topologia 5 foi a que melhor reduziu o indicador de $Perdas_{esp}$ por isso esta corresponde a nova topologia adotada. Na Figura 16 é possível analisar a comparação entre a rede original da Distribuidora e a rede final após a aplicação da metodologia de reconfiguração de rede.

A Figura 17 representa a distribuição de carga dos alimentadores da topologia original, e a Figura 18 corresponde a distribuição de carga considerando a alteração realizada na rede.

Houve uma redução de carga entre os alimentadores P_6 e T_6 em 10% e 13% respectivamente e pode-se observar um maior equilíbrio entre os outros alimentadores e as subestações. A reconfiguração torna-se uma importante ferramenta para a operação do sistema a partir do momento que há uma melhor distribuição de cargas, onde se opera com mais segurança e confiabilidade.

Figura 16 – Comparação da topologia original com a topologia de rede adotada após aplicação da metodologia de Branch Exchange para Reconfiguração de Rede



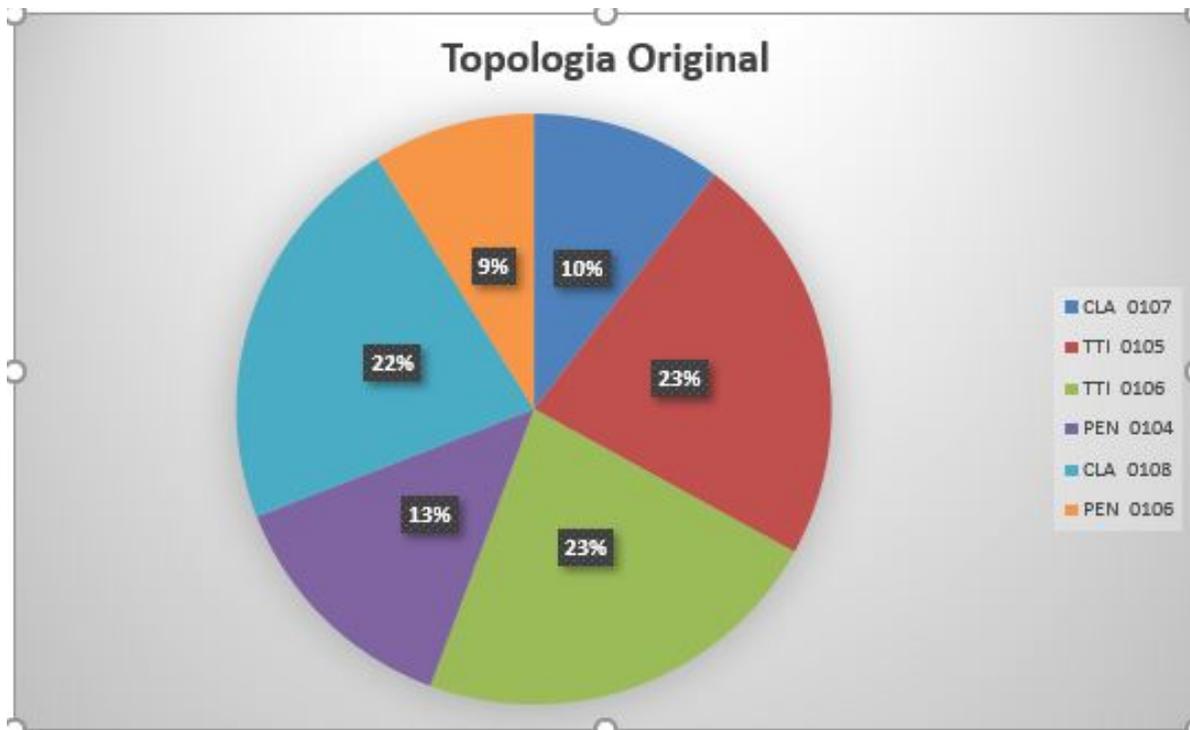
(a) Topologia Original



(b) Topologia após a reconfiguração de rede

Fonte: Autoria Própria

Figura 19 – Distribuição de carga dos alimentadores na topologia de rede original



Fonte: Autoria Própria

Figura 20 – Distribuição de carga após a reconfiguração



Fonte: Autoria Própria

5 Considerações Finais

Este documento apresentou uma proposta de reconfiguração em uma rede de distribuição de média tensão, onde baseou-se em trocar o estado de chaves automáticas, mais chamadas de religadores automáticos, considerando multi-objetivos, multi-variáveis e inserção de centrais geradoras de grande porte para injeção de energia na rede.

Foi utilizado a metodologia de busca heurística “Troca de Ramos”, do inglês, Branch Exchange. Uma técnica conhecida por ser de baixo tempo computacional, ser acessível e flexível, no intuito de poder realiza-la com ou sem geradores distribuídos. A metodologia constou com a análise de seis alimentadores, e os separou em seis patamares de carga típicos para mudança de carga, considerando para o caso das reconfigurações os valores máximos, isto é, de pico das curvas de cargas indicadas.

Para os geradores distribuídos, foram selecionados as tecnologias mais comuns na cidade de São Paulo e região, onde compõe-se de mais de 90% fontes fotovoltaicas e o restante de outras tecnologias, então foram inseridos três geradores UFV e um gerador UTE. A plataforma SinapGrid analisou as curvas durante o período de um ano e foi extraída estes patamares de geração para discretização em seis patamares, conforme feito para os alimentadores.

Para determinar as melhores sequencias de chaveamento, foi escolhido o método multicriterial denominado AHP, criado por Saaty, onde houve uma ponderação para cada indicador da função objetivo (Duração Equivalente de Energia, Frequencia Equivalente de Energia, Compesação Por Transgressão dos Limites de Continuidade, Energia Não Suprida e Perdas Técnicas). Foi aplicado novamente a otimização do Branch Exchange, de acordo com a nova sequencia provido da técnica.

De todas as topologias estudadas, quatro minimizaram as perdas técnicas, prioridade escolhida pelo especialista, e uma das topologias foi adotada como solução ótima, onde houve redução de carga em dois alimentadores com carregamento alto no qual contribuiu-se para um maior equilíbrio entre as subestações.

A reconfiguração de rede é em contexto atual uma valiosa ferramenta para evitar perdas técnicas, melhoras indicadores, aliviar carga de um sistema altamente carregado, melhorar performance da qualidade de energia, para fins de proteção da rede, onde isola-se o trecho com defeito, não comprometendo outros clientes, entre outras funcionalidades. Com o avanço da tecnologias das centrais geradoras, as mesmas poderão auxiliar no desenvolvimento da reconfiguração de rede com sistema de supervisão e controle automático, onde a GD poderia ser supervisionada para disponibilidade de geração de acordo com a carência que a rede suprir.

5.1 Sugestões para trabalhos futuros

Algumas propostas são colocadas para possíveis trabalhos futuros, são elas:

- Aplicar a metodologia para todos os alimentadores da rede;
- Aplicar o trabalho para alimentadores onde haja geradores distribuídos reais conectados em sua rede;
- Estudar com outras tecnologias de geração distribuídas;
- Explorar novas metodologias para definir o melhor momento para aplicar a reconfiguração de rede;
- Explorar novas metodologias para definir o melhor momento de realizar a injeção de potencia da GD;
- Explorar alimentadores com maior quantidade de religadores automáticos;

Referências

- CABELLO, A. Redes Elétricas Inteligentes no Brasil: A necessidade de uma avaliação adequada de custos e benefícios. 2013. Disponível em <<http://www.ipea.gov.br/radar/temas/ciencia-tecnologia-e-inovacao/198-radar-n-19-redes-eletricas-inteligentes-no-brasil-a-necessidade-de-uma-avaliacao-adequada-de-custos-e-beneficios>> Acesso em 10 de junho de 2018
- BOTTE, B.; CANATELLI, V., ROGAI, S. The Telegestore Project in ENEL's Metering System. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON ELECTRICITY DISTRIBUTION, 18.,2005, Turin. Anais... Turin: IEEE, 2005.
- DONG, X. et al. Distribution Network Reconfiguration Method with Distributed Generators Based on an Improved Shuffled Frog Leaping Algorithm2018 IEEE PES/IAS PowerAfrica, PowerAfrica, 2018.
- DURAN-FAUNDEZ, C. et al. Algorithm HBB-BC for Feeders Reconfiguration Considering Wind and Photovoltaic Generation. ICA-ACCA 2018, 2018.
- FONTANIVE, F.; CORSO, L. L.; ZEILMANN, RODRINO PANOSSO BIASIN, R. N. Aplicação do Método de Análise Multicriterial AHP como Ferramenta de Apoio a Tomada de Decisão. Revista Espacios, v. 38, n. 2003, p. 6, 2017.
- GHARAVI, H.; GHAFURIAN, R. Smart Grid: The Electric Energy System of the Future. v. 99, n. 6, p. 917-921, 2011.
- HASANPOUR, R. et al. Reconfiguration of smart distribution network considering variation of load and local renewable generation.Conference Proceedings - 2017 17th IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2017 and 1st IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe, IEEEIC / I and CPS Europe 2017.
- HONEY, M. et al. Distribution Feeder Reconfiguration for Loss Minimization Based on Modified Honey Bee Mating Optimization Algorithm. v. 14, p. 304–311, 2012.
- KONDO, D. V. Alocação de religadores automatizados em sistemas de distribuição. 2015. 111f. Dissertação(mestrado). Curso de Engenharia Elétrica, Escola Politécnica, São Paulo, SP, 2015.
- KUIYUAN, W. et al. Study on Improving the Allowed Penetration Level of Distributed Generations by Utilizing the Distribution Network Reconfiguration Under Considering Network Loss, China International Conference on Electricity Distribution 2018

LEME, et al.; Sistema de Proteção da Rede de Distribuição de Energia Elétrica Sistema de Proteção da Rede de Distribuição de Energia Elétrica. 77f. TCC(Graduação). Curso de Engenharia Elétrica, Universidade São Francisco, Itatiba, MG, 2013

MARQUES, R. ESTRATÉGIA DE RECONFIGURAÇÃO DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO COM RECURSOS DISTRIBUÍDOS VIA ALGORITMOS GENÉTICOS. 63f. TCC(Graduação). Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Pampa, Alegrete, RS, 2018.

MARQUES, R. C.; EICHKOFF, H. S.; MELLO, A. P. C. DE. Analysis of the distribution network reconfiguration using the OpenDSS® software. SBSE 2018 - 7th Brazilian Electrical Systems Symposium. 2018

MELLO, Ana Paula Carboni de. Reconfiguração de redes de distribuição considerando multivariáveis e geração distribuída. 2014. 141 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Elétrica, Centro de Tecnologia, Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, 2014.

PFITSCHER, L. Reconfiguração automática das redes de energia elétrica com monitoramento em tempo real. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, 2013.

RADWAN, A. A. et al. Modeling and reconfiguration of middle Egypt distribution network 2017 19th International Middle-East Power Systems Conference, MEPCON 2017

RAUT, U.; MISHRA, S. A Fast Heuristic Network Reconfiguration Algorithm to Minimize Loss and Improve Voltage Profile for a Smart Power Distribution System. Proceedings - 2017 International Conference on Information Technology, ICIT 2017, p. 85-90, 2018.

ROJAS, A. L. et al. Distribution Network Reconfiguration for Voltage Stability Enhancement via Feasibility-Preserving Evolutionary Optimization. IEEE Electrical Power and Energy Conference (EPEC), 2018.

TAKENOBU, Y. et al. Evaluation of Annual Energy Loss Reduction Based on Reconfiguration Scheduling. IEEE Transactions on Smart Grid, 2018.

WU, Y, WANG, J, L. D. A Network Reconfiguration Method for Three- phase Distribution Network using Simplified Power Flow Model. 2018 International Conference on Power System Technology, 2018.

XINGANG, C. et al. Multi-Objective Distribution Network Reconfiguration Based on Deep Learning Algorithm. Chongqing University of Technology , IEEE 2018

- YUEHAO YAN, MENGRO MA, WEI BAO, CHANGYI LIU, HUI LIN, LEI PENG, C. C. Load Balancing Distribution Network. 2018 China International Conference on Electricity Distribution, 2018.
- ZVIETCOVICH, W. Reconfiguração de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica Utilizando a Metaheurística Busca em Vizinhança Variável. 93f. Dissertação (Mestrado). Faculdade De Engenharia de Ilha Solteira. Universidade Estadual Paulista, Ilha Solteira, SP, 2006.
- H. Gharavi and R. Ghafurian, "Smart Grid: The Electric Energy System of the Future" in Proceedings of the IEEE, vol. 99, no. 6, pp. 917-921, June 2011.
- Kashem, et al.; A Novel Method for Loss Minimization in Distribution Networks. Multimedia University, Selangor, Malaysia, 2000
- R. S. Rao, K. Ravindra, K. Satish and S. V. L. Narasimham, "Power Loss Minimization in Distribution System Using Network Reconfiguration in the Presence of Distributed Generation," in IEEE Transactions on Power Systems, vol. 28, no. 1, pp. 317-325, Feb. 2013.
- Setor de Distribuição. ABRADÉE. Disponível em :<<http://www.abradee.org.br/setor-de-distribuicao/>>. Último acesso em 10 de junho de 2019.
- Proteção do Sistema de Distribuição. Norma Técnica NTEG-014. Eletropaulo, São Paulo, SP. 2018
- BERNADON, Daniel Pinheiro. Sistemas de distribuição no contexto das redes elétricas inteligentes: uma abordagem para reconfiguração de redes/ Daniel Pinheiro Bernadon... [et al.] – 1. Ed. – Santa Maria: AGEPOC, 2015.
- Geração Distribuída. Unidades Consumidoras com Geração Distribuída. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/GDDistribuidora.asp>> . Último acesso em 10 de junho de 2019.
- Madurika, H. and Hemakumara, G. Gis Based Analysis for Suitability Location Finding in the Residential Development Areas of Greater Matara Region. International Journal of Scientific & Tech Research, 4, 96-105.2015
- SAATY, T. L. The Analytic Hierarchy Process for Decisions in a Complex World. 2ªed. Pennsylvania State University, p. 292, 1990
- SAATY, T. L. e OZDEMIR, M. S. Why the magic number seven plus or minus two. Mathematical and Computer Modelling, v. 38, n. 3-4, p. 233-244, 2003.
- Saaty, TL. Decision making with the analytic hierarchy process. Int. J. Services Sciences, Vol. 1, No. 1, 2008. Katz Graduate School of Business. University of Pittsburgh, 2008.

Ribeiro M.C, Alves Alex; APLICAÇÃO DO MÉTODO ANALYTIC HIERARCHY PROCESS (AHP) COM A MENSURAÇÃO ABSOLUTA NUM PROBLEMA DE SELEÇÃO QUALITATIVO