

UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ
DEPARTAMENTO ACADÊMICO DE INFORMÁTICA
CURSO DE ENGENHARIA DE COMPUTAÇÃO

RICARDO ROMANO LÂNGARO

**ABORDAGEM METAHEURÍSTICA PARA O PROBLEMA DA
ALOCAÇÃO ÓTIMA DE CHAVES EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO
DE ENERGIA**

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

PATO BRANCO
2020

RICARDO ROMANO LÂNGARO

**ABORDAGEM METAHEURÍSTICA PARA O PROBLEMA DA
ALOCAÇÃO ÓTIMA DE CHAVES EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO
DE ENERGIA**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Curso de Engenharia de Computação da Universidade Tecnológica Federal do Paraná, como requisito parcial para a obtenção do título de Bacharel.

Linha de pesquisa: Otimização Combinatória, Distribuição de Energia Elétrica, Otimização Monobjetivo

Orientador: Marco Castro Barbosa
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

PATO BRANCO
2020



TERMO DE APROVAÇÃO

Às 09 horas e 00 minutos do dia 15 de julho de 2020, reuniu-se de forma online a banca examinadora composta pelos professores Marco Antonio de Castro Barbosa (orientador), Ana Cristina Alves Silveira Lima e Jefferson Tales Oliva para avaliar o trabalho de conclusão de curso com o título **ABORDAGEM METAHEURÍSTICA PARA O PROBLEMA DA ALOCAÇÃO ÓTIMA DE CHAVES EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA**, do aluno **Ricardo Romano Lângaro**, matrícula 1377914, do curso de Engenharia de Computação da Universidade Tecnológica Federal do Paraná do campus Pato Branco. Após a apresentação o aluno foi arguido pela banca examinadora. Em seguida foi realizada a deliberação pela banca examinadora que considerou o trabalho aprovado.

Prof. Dr. Marco Antonio de Castro Barbosa
Orientador

Profª. Drª. Ana Cristina Alves Silveira Lima
(UTFPR)

Prof. Dr. Jefferson Tales Oliva
(UTFPR)

Prof. Dr. Marco Antonio de Castro Barbosa
Coordenador de TCC

Prof. Dr. Ives Rene Venturini Pola
Coordenador do Curso de
Engenharia de Computação

AGRADECIMENTOS

Aos meus pais Moacir e Denilde pela constante atenção, luta e suporte, em todos os momentos de dificuldades e alegrias, não só em minha trajetória acadêmica.

À minha querida irmã, Eloise, pelos inúmeros conselhos, por me acompanhar, compartilhar sua felicidade comigo e por revisar este trabalho.

Aos meus avós, Ricardo (*in memoriam*) e Helena, pelas histórias, risadas e alegre convivência que sempre me proporcionaram.

Ao professor Dr. Marco A.C. Barbosa, pela orientação, correção e paciência durante toda a elaboração deste trabalho.

Aos professores do Curso de Engenharia de Computação da UTFPR, *Campus Pato Branco*, pela diligência com seus ofícios.

A professora Dra. Laura S.A pela atenção e esclarecimento sobre o assunto.

A todos os professores que, de alguma forma, me apoiaram a seguir com minha formação até hoje.

Aos meus colegas de classe, que acompanharam o meu percurso durante este curso.

“A vontade de se preparar tem que ser maior do que a vontade de vencer. Vencer será consequência da boa preparação”. – Bernardinho

RESUMO

Lângaro, Ricardo. Abordagem metaheurística para o problema da alocação ótima de chaves em redes de distribuição de energia. 2020. 87 f. Trabalho de Conclusão de Curso – Curso de Engenharia de Computação, Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Pato Branco, 2020.

A otimização de chaves em uma rede de energia elétrica visa um melhor aproveitamento dos equipamentos, sendo as chaves uma necessidade iminente para modernização e viabilização da implantação de sistemas de redes inteligentes. Caracteriza-se como um problema multiobjetivo, de variáveis inteiras, contínuas, de função não linear sujeitas às restrições elétricas, como o fluxo de potência, cuja resolução não se conhece algoritmo apropriado. No presente trabalho, uma abordagem metaheurística por colônia de abelhas é proposta ao problema monobjetivo, minimizando os custos da energia não distribuída aos clientes juntamente ao custo da aquisição ou troca das chaves. Este trabalho busca mostrar a otimização de duas redes adaptadas da literatura, a utilidade da aplicação e a eficiência do algoritmo na geração de soluções.

Palavras-chave: Otimização Combinatória, Distribuição de Energia Elétrica, Otimização Monobjetiva.

ABSTRACT

Lângaro, Ricardo. Metaheuristic approach for the problem of optimal key allocation in energy distribution networks. 2020. 87 f. Trabalho de Conclusão de Curso – Curso de Engenharia de Computação, Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Pato Branco, 2020.

The keys optimization in an electric power network aims at better use of the equipment, being that the keys are an imminent need for modernization and viabilization of the implantation of smart grid systems. This is characterized as a multiobjective problem, with integer and continuous variables of non-linear function that are subject to electrical restrictions, such as the power flow, whose resolution is not known in any appropriate algorithm. In the present work, a metaheuristic approach per bee colony is proposed to the monobjective problem, minimizing the costs of energy not distributed to customers, together with the cost of acquisition or exchanging keys. This work seeks to show the optimization of two networks adapted from the literature, as well as the utility and the efficiency of the algorithm application in the generation of solutions.

Keywords: Combinatorial Optimization, Electric Power Distribution, Monobjective Optimization.

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

<i>ABC</i>	<i>Artificial Bee Colony</i> - Colônia de Abelhas Artificiais
<i>ANEEL</i>	Agência Nacional de Energia Elétrica
<i>CGEE</i>	Centro de Gestão e Estudos Estratégicos
<i>DEC</i>	Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
<i>DEC_{max}</i>	Duração Máxima Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
<i>DEC_{min}</i>	Duração Mínima Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
<i>DIT</i>	Demais Instalações de Transmissão
<i>END</i>	Energia não Distribuída
<i>ENS</i>	Energia não Suprida
<i>EPE</i>	Empresa de Pesquisa Energética Federal do Brasil
<i>FEC</i>	Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
<i>FPO</i>	Fluxo Ótimo de Potência
<i>GRASP</i>	<i>Greedy Randomized Adaptive Search Procedures</i>
<i>IASC</i>	Índices de Satisfação ao Consumidor da ANEEL
<i>NA</i>	Chave de Manobra
<i>NF</i>	Chave de Seccionamento
<i>NIE</i>	Número de Ocorrências Emergenciais com Interrupção de Energia
<i>ONS</i>	Operador Nacional do Sistema Elétrico
<i>PAC</i>	Problema da Alocação de Chaves
<i>PNL</i>	Programação Não Linear
<i>PREC</i>	Problema da Reconfiguração de Energia em Redes de Distribuição
<i>PRES</i>	Problema da Restauração de Energia em Redes de Distribuição
<i>PRODIST</i>	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional

<i>PSOM</i>	Problema do Sequenciamento Ótimo de Manobras
<i>SDAT</i>	Sistema de Distribuição de Alta Tensão
<i>SDBT</i>	Sistema de Distribuição de Baixa Tensão
<i>SDEE</i>	Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica
<i>SDMT</i>	Sistema de Distribuição de Média Tensão
<i>SE</i>	Subestação
<i>SFE</i>	Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Eletricidade
<i>SIN</i>	Sistema Interligado Nacional
<i>TMD</i>	Tempo Médio de Deslocamento da Equipe de Atendimento de Emergência
<i>TME</i>	Tempo Médio de Execução de Serviço num Conjunto de Unidades Consumidoras
<i>TMP</i>	Tempo Médio de Preparação da Equipe de Atendimento de Emergência

LISTA DE SÍMBOLOS

$A(G)$	Conjunto de arestas de G
AC	Abelhas escoteiras
AE	Abelhas empregadas
AP	Abelhas espectadoras
CS	Tamanho da colônia de abelhas
$DEC(X,Y)$	DEC estimado em função das chaves alocadas (hrs/consumidor/ano)
$END(X,Y)$	END estimado em função das chaves alocadas (KWh)
F_s	Capacidade de fluxo máxima da chave do tipo s (Ampere)
$G(A,V)$	Grafo composto por V vértices e A arestas
L_i	Demanda máxima no ponto de carga i (KW)
NC	Número de ciclos ou iteração
NMC	Número máximo de ciclos
N_k	Número de consumidores atendidos no setor k
P_i	Potência ativa do nó i (KW)
P_i^D	Demanda de Potência ativa no nó i (KW)
P_i^S	Potência ativa gerada no nó i (KW)
Q_i	Potência reativa do nó i (KVar)
Q_i^D	Demanda de Potência reativa no nó i (KVar)
Q_i^S	Potência reativa gerada no nó i (KVar)
R_{ij}	Resistência da aresta ij (Ω)
S	Conjunto de setores k da rede
SW	Conjunto de tipos de chave
U_k	Duração total esperada de interrupções para cada setor
$V(G)$	Conjunto de vértices de G

X	Variável de decisão representando as chaves seccionadoras
X_{ij}^s	Chave seccionadora do tipo s na aresta ij
X_{ij}	Reatância da aresta
Y	Variável de decisão representando as chaves de manobra
Y_{ij}^s	Chave de manobra do tipo s na aresta ij
Z_{ij}	Impedância da aresta ij
λ_k	Taxa de falhas por setor k
μ	Vetor de médias do tempo de restauração das interrupções
\vec{I}_{ij}	Corrente na aresta ij (Ampere)
\vec{V}_i	Tensão do nó i (V)
c_e	Custo de Energia (R\$)
c_s	Custo de cada tipo de chaves $s \in SW$ (R\$)
f_{ij}	Fluxo de Energia passante na aresta ij (Ampere)
fc	Fator de carga
k	Setor
lim	Limite de buscas locais em uma fonte de alimento
n	Número de Ocorrências Emergenciais Verificadas no Conjunto de Unidades Consumidoras
t_1	Tempo de localização (hrs)
t_2	Tempo de transferência (hrs)
t_3	Tempo de reparo (hrs)
t_{kl}	Duração esperada de interrupção no setor k causada por falhas no setor l (hrs)
z	Alimentador
$ A $	Tamanho do vetor de arestas
$ SW $	Tamanho do vetor de chaves
$ Z $	Tamanho do vetor de alimentadores

LISTA DE ALGORITMOS

Algoritmo 1 – Calcula Tempo de Restauração	38
Algoritmo 2 – Pseudocódigo GABC	52
Algoritmo 2 – Pseudocódigo GABC (continuação)	53
Algoritmo 3 – Busca Local Movimenta Chaves de Manobra	54
Algoritmo 4 – Busca Local Remove Chaves de Seccionamento	55
Algoritmo 5 – Busca Local Movimenta Chaves de Seccionamento	55
Algoritmo 6 – Busca Local Inserção de Chaves de Seccionamento	56
Algoritmo 7 – Busca Local Eleva Tipo da Chave	56
Algoritmo 8 – Busca Local Randômica	57
Algoritmo 9 – Confere Restrições	61

SUMÁRIO

1 – INTRODUÇÃO	15
1.1 Objetivo Geral	16
1.1.1 Objetivos Específicos	16
1.2 Justificativa	16
2 – REFERENCIAL TEÓRICO	19
2.1 Sistema de Distribuição de Energia	19
2.2 Redes Inteligentes	20
2.3 Componentes e Propriedades da Rede	22
2.3.1 Topologia Radial	25
2.3.2 Setor	26
2.4 Confiabilidade da Rede	26
2.4.1 Regulamentação e Fiscalização	26
2.4.2 Índices de Confiabilidade	28
2.4.3 Tempo de Restauração	30
2.4.4 Cálculo da Confiabilidade	32
2.5 Avaliação do Fluxo de Potência em Sistemas de Distribuição	33
2.5.1 Métodos Analíticos	34
2.5.2 Monte Carlo	35
2.6 Alocação de Chaves e seus Subproblemas	36
2.6.1 Problema da Alocação Ótima de Chaves	37
2.6.2 Problema da Restauração da Rede de Distribuição	37
2.6.3 Problema da Reconfiguração da Rede de Distribuição	39
2.6.4 Problemas NP-Difíceis	39
2.7 Formulação Para o Problema da Alocação Ótima de Chaves	41
2.8 Fundamentos da Metaheurística Colônia de Abelhas	44
2.9 Trabalhos Relacionados	49
3 – RESOLUÇÃO DO PROBLEMA DA ALOCAÇÃO DE CHAVES	51
3.1 Implementação da Colônia de Abelhas GABC	51
3.2 Estruturas de Vizinhança	54
3.3 Restrições do Modelo	57
3.4 Análise Assintótica	62
4 – IMPLEMENTAÇÕES E RESULTADOS	63
4.1 Materiais	63

4.2	Fluxo de Potência por Backward Forward Sweep	63
4.3	Alocação de Chaves Para Rede de 43 Barras	68
4.4	Alocação de Chaves Para Rede de 136 Barras	73
4.5	Um Comparativo entre Diferentes Taxas de Composição da Resposta	79
5	– CONCLUSÃO	81
5.1	Trabalhos Futuros	82
	Referências	83

1 INTRODUÇÃO

Cada vez mais o desenvolvimento tecnológico está atrelado ao consumo da energia elétrica, pela crescente demanda de consumo e pelas constantes inovações tecnológicas que se seguem. É visto que a busca por novas tecnologias na geração e distribuição da energia elétrica vem a agregar mais qualidade e eficiência ao processo, incluindo as mais eficientes ou substituindo as ecologicamente insustentáveis (PNE, 2007).

Há mais de uma década, o conceito de Redes Inteligentes vem crescendo, no intuito de trazer inovações para diversos mercados. Alguns objetivos dessa ideia são: geração de energias renováveis; geração distribuída; armazenamento distribuído; carros elétricos e híbridos; medidores de precisão em tempo real. O que se vê com maturidade em países europeus, seguidos do oriente, ainda é recente nas cidades brasileiras, onde a gestão dos ativos é mais baseada em métodos de manutenção preventiva e corretiva da rede do que em uma visão de progresso e investimento futuro (CGEE, 2012).

No caso das concessionárias de energia elétrica, os sistemas *Self-Healing* têm sido um dos objetivos de implementação em redes. Seu funcionamento consiste em isolar zonas de falhas e restabelecer o fornecimento de energia, através do chaveamento automático telecomandado, em curto prazo, para o maior número de locais possíveis. Esse sistema pode garantir o abastecimento de zonas prioritárias em uma cidade, reduzir tempos de falhas ou longos tempos de desabastecimento (CGEE, 2012). Nesse processo, é importante a operação radial da rede, uma configuração escolhida pelas concessionárias que visa reduzir as perdas de energia ativa nos alimentadores, reduzir distúrbios de tensão em seus consumidores, aumentar índices de confiabilidade e facilitar ações de restauração de serviços para futuras falhas na rede (UNESP, 2013). O descumprimento de alguns critérios, como o tempo de restauração de serviço e distúrbio de tensão nos alimentadores, é penalizado pela agência fiscalizadora ANEEL (2017). Entretanto, o investimento necessário para o condicionamento das redes brasileiras tem sido uma das dificuldades para as concessionárias, e a falta de regulamentação quanto à cobrança e tecnologia de medidores inteligentes brasileiros possui um peso nessa escolha, como discute Moreira (2014).

Neste contexto, para a viabilidade de implantação das redes elétricas inteligentes, a localização das chaves automáticas é essencial, pois qualifica a rede de um maior número possível de chaveamento. As chaves podem determinar um maior custo para as concessionárias, zonas sem abastecimento ou zonas com distúrbio de tensão e corrente pela injeção de energia de um gerador independente, por exemplo. O problema decai sobre uma otimização combinatória já conhecida na literatura (ASSIS et al., 2014), (AMEZQUITA, 2015) e (BENAVIDES et al., 2009), a qual busca a melhor resposta em um conjunto de soluções no qual a ordem dos elementos influencia o custo final da resposta. O Problema de Alocação de Chaves (PAC) consiste em determinar qual o local, tipo e quantidade de chaves que devem ser instaladas na

rede de distribuição, a fim de trazer maior eficiência energética.

1.1 Objetivo Geral

O objetivo geral deste trabalho é propor um algoritmo para a alocação otimizada de chaves em redes de distribuição de energia em operação radial, uma metaheurística que apresente desempenho aceitável e escalável a redes de grande porte. A formulação seguirá um modelo já testado, com objetivo de interesse comum às concessionárias, minimização da energia não distribuída (END) e do custo das chaves, com a consideração de restrições do fluxo de potência e cabeamento usado. Além disso, mostrar a eficiência do algoritmo na otimização de duas redes presentes na literatura.

1.1.1 Objetivos Específicos

- Apresentar a modelagem seguida para o Problema de Alocação de Chaves (PAC);
- Fundamentar os métodos metaheurísticos existentes na literatura que sejam aplicáveis ao PAC;
- Implementar uma solução para o PAC de acordo com o método metaheurístico Colônia de Abelhas;
- Realizar testes de *benchmarks* ao algoritmo de Fluxo de Potência com instâncias da literatura (GRAINGE, 10 barras; BARAN e WU, 33 e 70 barras; CHRIS, 34 barras);
- Mostrar a otimização de duas redes adaptadas da literatura (AMÉZQUITA, 43 e 136 barras).

1.2 Justificativa

O Plano Nacional de Energia prevê para 2030 (PNE 2030) um crescimento no consumo de energia elétrica em torno de 4% ao ano. Para se ter uma idéia do consumo em valores absolutos, em 2000 a demanda era de 144,8 milhões de toneladas equivalente de petróleo (tep). Contudo, para 2030, a demanda girará em torno de 474,5 a 408,8 milhões de tep. A oferta interna de energia vai de 218,7 milhões de tep nos anos 2000 para projeções de 576,6 milhões de tep em 2030. Ainda, a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), a partir das projeções do IBGE (Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística), prevê um crescimento demográfico no Brasil de 53,1 milhões de habitantes entre 2005 e 2030. Tudo isso implica no crescente investimento necessário do setor energético (PNE, 2007).

Sabe-se que o setor energético é base para o crescimento econômico de um país e para o desenvolvimento de sua população. Pela crescente demanda como um todo, é preciso não só investimento para ampliar as fontes geradoras, mas também remanejar processos, trazer eficiência e qualidade, evitar perdas e produzir economia energética, conforme apontado pelo CGEE (2012).

As redes inteligentes permitem uma série de recursos econômicos a longo prazo e um melhor monitoramento de segmentos com falhas, o que agilizará a manutenção e tempo de reestabelecimento da rede. Também, é possível identificar pontos com roubo de energia, com excesso de fluxo não contratado (CGEE, 2012).

Embora o mercado gerador do Brasil seja bastante diversificado, o conceito de geração distribuída transformará o consumidor final em um novo produtor (ALCÂNTARA, 2012; MOREIRA, 2014), e integrará novas fontes de energia como a solar e a eólica, as quais ecologicamente corretas. Para isso, é necessário um gerenciamento do fluxo de potência da rede, que pode ser feito através das chaves automáticas, proporcionando um equilíbrio entre essa interação de geração e demanda. Quando isso não é feito, a rede se torna instável ou é acometida por instabilidades de tensão e de blecautes. É o caso do Sistema Interligado Nacional (SIN) brasileiro, discutido no PNE (2007), que causa o desligamento de todo o sistema quando há falha, ou escassez hídrica no país. Isso porque o sistema de energia brasileiro, composto majoritariamente por hidrelétricas, sofre com as variações climáticas e hidrológicas, tendendo a ocasionar excesso ou escassez de produção em determinadas regiões e períodos do ano.

O estudo da alocação ótima de chaves de uma rede real é um planejamento para viabilização da implantação de *Self-Healing*. Para o CGEE (2012), este é um conceito emergente das redes inteligentes, visto que ela leva em conta sua atuação futura após a implantação, permitindo sua atuação em tempo real de forma remota e contínua. Sistemas *Self-Healing* são redes inteligentes já dotadas de equipamentos de manobra telecomandados, em que um algoritmo é executado remotamente, em tempo real, para restabelecer uma rede assim que uma falha ocorre de modo a garantir a ela mais confiabilidade, eficiência e robustez.

Resolver o PAC pela utilização dos métodos exatos obtém uma maior qualidade de resposta por eles buscarem o(s) melhor(es) valor(es) em um espaço de solução ou valores ótimos. Entretanto, sua implementação costuma ser trabalhosa e exige um tratamento no modelo matemático, retirando algumas restrições e as tratando em separado ou aproximando a parte não-linear. Também, é uma opção para o replanejamento de sistemas de distribuição de energia, uma vez que o tempo de computação, para redes de pequeno porte, não é preocupante e pode ser considerado. A abordagem exata aplicada a instâncias já presentes na literatura pode vir a ajudar no desenvolvimento da pesquisa, trazendo novos valores ótimos para várias instâncias que estejam em aberto. Por outro lado, as metaheurísticas provêm de um modelo mais recente, o qual, através de duas ou mais funções heurísticas, consegue estimar rapidamente boas respostas para diversos problemas, tratando com relativa facilidade funções de muitos objetivos. Assim, estima-se resposta(s) próxima(s) da(s) melhor(es) em tempo computável.

Portanto, através de uma implementação metaheurística e uma implementação exata, serão mostrados os benefícios das duas diferentes abordagens e a otimização de diversas redes.

Este trabalho está organizado na seguinte disposição. No capítulo 1, apresenta-se o problema no contexto geral, os objetivos deste trabalho, na Seção 1.1; e uma justificativa de sua importância, baseada no mercado atual, na Seção 1.2. No capítulo 2, apresenta-se os

embasamentos teóricos do problema da alocação de chaves; em 2.1 define-se o foco desta otimização em uma rede de energia; em 2.2 discute-se os benefícios; em 2.3 discute-se os vários componentes, a topologia e o seccionamento de uma rede; em 2.4 é abordada a regulamentação vigente e os cálculos para analisar uma rede real; em 2.5, fala-se do fluxo de potência e formas de calculá-lo; em 2.6, há os problemas que a alocação de chaves detém; em 2.7, a formulação matemática seguida; em 2.8, os fundamentos da metaheurística colônia de abelhas; em 2.9, alguns trabalhos relacionados na literatura. Para a resolução do problema, o capítulo 3 foi dividido, nas modificações e fórmulas da metaheurística utilizada, juntamente com um pseudocódigo, em 3.1. A Seção 3.2 é destinada para a discussão, juntamente com os pseudocódigos das buscas locais implementadas, e uma Seção 3.3 para discutir detalhes e dificuldades das restrições do modelo. Os resultados estão contidos no capítulo 4: primeiramente, os equipamentos usados na Seção 4.1; os resultados de quatro simulações do fluxo de potência na Seção 4.2; da otimização das redes de 43 e 136 barras nas Seções 4.3 e 4.4; na Seção 4.5 comparativos de desempenho da GABC com a variação da taxa de composição da resposta é mostrado. A discussão dos resultados atingidos estão no capítulo 5, com indicações de trabalhos futuros em 5.1.

2 REFERENCIAL TEÓRICO

2.1 Sistema de Distribuição de Energia

Um sistema elétrico é formado por diversas entidades que operam juntas para fornecer energia elétrica aos seus consumidores. Dentro delas, existem três grandes grupos que formam o sistema e são divididos da seguinte forma: Geração, Distribuição e Transmissão.

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) define nas resoluções ANEEL (2001), o valor eficaz de tensão para o qual cada sistema é designado.

Tabela 1 – Divisão do sistema elétrico.

		Tensão Nominal (V)
Geração		> 13,8 (k)
Transmissão		750 – 500 – 230 – 138 (k)
	Subtransmissão	69 – 34,5 – 13,8 – 11,9 (k)
Distribuição	Distribuição Primária	34,5 – 13,8 – 11,9 (k)
	Distribuição Secundária	380-220 e 220-127 em redes trifásicas - 440-220 e 254-127 em redes monofásicas

Fonte: AMEZQUITA (2015), UNESP (2013).

A Tabela 1 mostra a divisão do sistema elétrico por tensão e, em particular, a divisão da distribuição em subtransmissão, rede primária e secundária. Nestes, ficam contidos os vários Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica (SDEE), os quais se caracterizam como um conjunto de equipamentos que levam energia desde uma subestação até o consumidor final. Ainda, um consumidor de grande porte, pode estar ligado a rede de subtransmissão ou a rede primária se demandar de um alto consumo. Neste caso, está sujeito à regulamentação específica da ANEEL, ou ainda pode estar ligado diretamente à rede secundária, como é o mais comum quando se demanda de um baixo consumo.

Dentro dos SDEE, a ANEEL classifica-os (ANEEL, 2018) conforme seu fornecimento:

- Sistema de Distribuição de Alta Tensão (SDAT): conjunto de linhas e subestações que conectam as barras da rede básica ou de centrais geradoras às subestações de distribuição em tensões típicas iguais ou superiores a 69 kV e inferiores a 230 kV, ou instalações em tensão igual ou superior a 230 kV, quando especificamente definidas pela ANEEL.
- Sistema de Distribuição de Média Tensão (SDMT): conjunto de linhas de distribuição e de equipamentos associados em tensões típicas superiores a 1 kV e inferiores a 69 kV, na maioria das vezes com função primordial de atendimento a unidades consumidoras,

podendo conter geração distribuída.

- Sistema de Distribuição de Baixa Tensão (SDBT): conjunto de linhas de distribuição e de equipamentos associados em tensões nominais inferiores ou iguais a 1 kV.

Os SDMT e SDBT, foco deste trabalho, são os sistemas que recebem grande investimento de equipamentos de automação e monitoramento, os chamados Sistemas de Supervisão e Aquisição de Dados (SCADA).

2.2 Redes Inteligentes

São modelos tecnológicos de relativa complexidade, também conhecidos como *Smart Grids*, que apresentam inúmeros benefícios. Se refere à inclusão de tecnologias avançadas de controle e medição, em tempo real, nos sistemas de energia elétrica, provendo informações bidirecionais entre o sistema de fornecimento de energia e seus clientes. A implantação de uma rede inteligente está atrelada a outros novos serviços e, segundo CGEE (2012), é o próximo passo para a revolução do sistema elétrico.

As redes inteligentes provocaram algumas alterações no sistema vigente e trarão novas aplicabilidades, entre elas, as citadas por ABINEE (2019), ALCÂNTARA (2012), as quais acabarão com as taxas fixas, enraizadas com as tecnológicas atuais; melhorarão os níveis de confiabilidade dos serviços ofertados e seu tempo de reparo; auxiliarão na redução da emissão de gases decorrentes da produção de energia elétrica com recursos fósseis, porque evitará perdas; suportarão a crescente demanda de veículos elétricos ou híbridos; as concessionárias apresentarão centrais inteligentes de operação; proporcionarão a geração distribuída entre consumidores e/ou fornecedores; as subestações se tornarão automatizadas; favorecerão a geração renovável de energia em pequena escala (microgeração); o armazenamento distribuído de energia; equipamentos inteligentes e eficientes energeticamente; a medição de consumo elétrico em tempo real; as linhas de distribuição com automação e sensoriamento; a alavancagem da *Internet of Things* (IOT) e *Machine to Machine* (M2M); o fomento de projetos inovadores para áreas de água, gás, segurança, iluminação pública, gerenciamento de trânsito, em prevenção de desastres; investimento em energias verdes; entre outros.

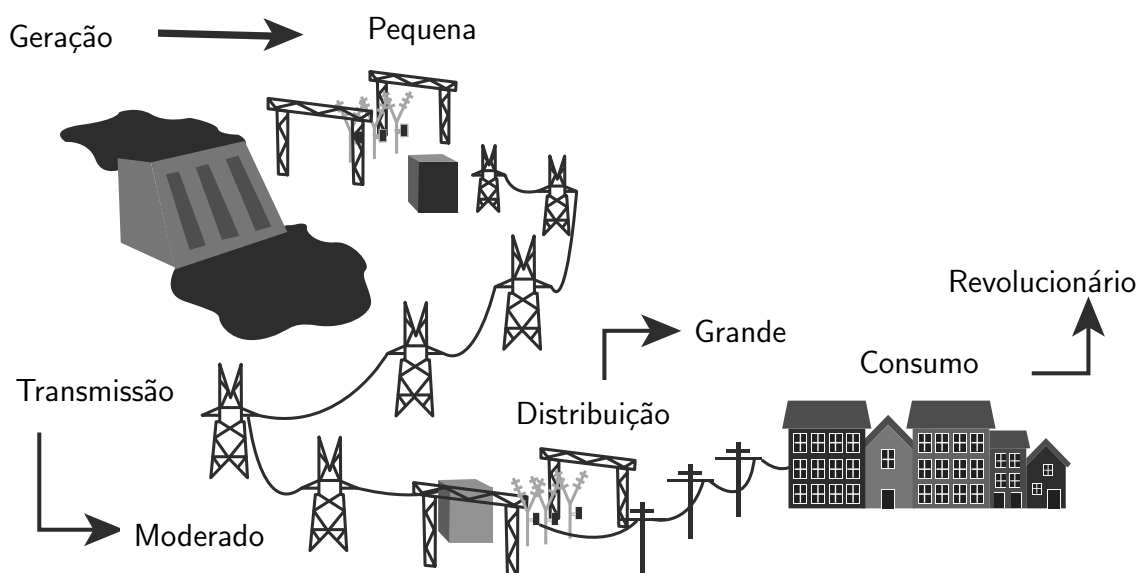
Entre os valores agregados a essa revolução, está um sistema mais confiável, seguro, econômico, eficiente e ambientalmente correto. Das características citadas pelo Centro de Gestão e Estudos Estratégicos (CGEE), estão:

- Auto recuperação: capacidade de automaticamente detectar, analisar, responder e restaurar falhas na rede;
- Planejamento e operação da rede: incluir os equipamentos e comportamentos dos consumidores nos processos de planejamento das redes;
- Tolerância a ataques externos: capacidade de mitigar e resistir a ataques físicos e ataques cibernéticos;
- Qualidade de energia: prover energia com a qualidade exigida pela sociedade digital;

- Geração distribuída: capacidade de integrar uma variedade de fontes de energia de várias dimensões e tecnologia;
- Menor impacto ambiental: do sistema produtor de eletricidade, reduzindo perdas e utilizando fontes renováveis, de baixo impacto ambiental;
- Monitoramento remoto: resposta da demanda em dispositivos dos consumidores;
- A viabilização e beneficiamento de mercados competitivos de energia, favorecendo o mercado varejista e a microgeração.

Segundo a ANEEL (2010), grandes mudanças devem ocorrer, principalmente no sistema de distribuição e de pequenos consumidores, pois o sistema de geração e o sistema de transmissão já possuem parte da automatização necessária. A Figura 1 aponta esse impacto.

Figura 1 – Impacto de redes inteligentes no sistema de energia Elétrica



Fonte: (CGEE, 2012 apud ANEEL, 2011).

As Redes Inteligentes são uma necessidade e ditam o desenvolvimento futuro do setor elétrico mundial.

Observa-se que até o ano de 2010, China, EUA e os países da UE realizaram os maiores investimentos em ações de desenvolvimento em Redes Inteligentes, totalizando mais de US\$ 16 bilhões. Para as próximas duas décadas, estima-se que UE, Japão e EUA serão os países com as maiores quantias investidas para a implantação das Redes Inteligentes nacionais. Tais países serão acompanhados pelos investimentos nacionais dos países em desenvolvimento, como a China, Índia e Brasil, com projetos e implantações consideráveis para as modernizações das respectivas redes elétricas [...]. Na Índia, é estimada a troca de mais de 130 milhões de medidores inteligentes, enquanto no Brasil, estima-se a mudança de 63 milhões de unidades até 2021 (A Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica prevê até 2030). (CGEE, 2012, p. 36, 37)

Ademais, o CGEE (2012, p. 35) ressalta que: "a Europa investe como uma ação para a redução de emissões. Os EUA, por sua vez, focam na melhoria da eficácia da rede, e a Ásia e Pacífico como uma ferramenta que possibilita ações para uma melhora no atendimento à demanda e a busca por um mercado tecnológico emergente."

Na União Europeia, foi aprovada uma lei que obriga a implantação da medição inteligente nos Estados-membros (são 28), e existem 950 projetos com participação média de 6 Estados cada. O Joint Research Centre (2019) estima que, até 2020, quase 72% dos consumidores europeus tenham um medidor inteligente de eletricidade e 40% terão um medidor de gás.

Enquanto isso, no Brasil, a melhoria na qualidade do serviço e a redução de perdas de energia estão entre os principais motivos de se investir em redes inteligentes. Entretanto, no país, há projetos de redes em menor escala, as chamadas cidades inteligentes (MOREIRA, 2014).

Entre as tecnologias investidas pelas empresas brasileiras, segundo ALCÂNTARA (2012), CGEE (2012), estão os medidores inteligentes e a infraestrutura avançada de medição, como precursores para implantação das redes. Ainda, a Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica ressalta que a implantação de um sistema elétrico inteligente fomentará a indústria nacional de semicondutores.

Entre as dificuldades de sua implantação, o CGEE cita a necessidade de padronização de produtos e regulamentação das diretivas do setor, bem como uma maior atratividade financeira para os produtos e serviços associados. Na área da pesquisa, destaca-se o Centro de Pesquisa e Desenvolvimento em Telecomunicações (CPqD) e o Instituto de Tecnologia para o Desenvolvimento (Lactec), que detêm diversas patentes relacionadas ao tema e participam de diversas implantações piloto no país.

2.3 Componentes e Propriedades da Rede

Um Sistema de Distribuição de Energia Elétrica é composto, basicamente, por uma ou várias subestações, linhas elétricas, chaves, disjuntores de proteção, reguladores de tensão, bancos de capacitores e transformadores. A seguir, serão apresentados, separadamente, cada um desses componentes abordados em Assis et al. (2015).

- o Subestação:

Subestações (SEs) são instalações elétricas, em áreas abertas e isoladas, com uma série de equipamentos, as quais estão presentes na ligação entre usinas geradoras e a rede de transmissão, assim como na ligação das redes de transmissão e de distribuição. Nesse caso, enfatiza-se nas subestações que estão mais próximas dos consumidores e conectam o SDAT, que têm por finalidade transformar a tensão e corrente, por meio de transformadores, para um SDMT.

Figura 2 – Símbolo de uma subestação



- o Carga de Demanda:

Ocorre quando uma série de clientes conectados na rede secundária solicitam carga a uma rede primária por meio de um transformador.

Figura 3 – Símbolo da demanda de energia



- o Cabo Alimentador:

Refere-se às linhas aéreas ou subterrâneas de cabos compreendidas entre uma SE, rede primária, e a rede secundária. Normalmente, o alimentador é protegido na rede com a utilização de disjuntor ou religador contra sobrecargas e curtos-circuitos entre fases e fase-terra.

Figura 4 – Símbolo de cabos



- o Cabo:

São os cabos que compõem a maior parte do sistema e levam tensão e corrente das fontes geradoras até as subestações e consumidores. Possuem um limite de condução que deve ser respeitado e apresentam impedância (Z) igual à resistência (R) e reatância (jX).

$$Z = R + jX \quad (1)$$

Figura 5 – Símbolo de cabos



- o Religador:

São também chamados de reles de religamento, bem como são auxiliares dos disjuntores ou das chaves automáticas, dispositivos de proteção automáticos, que, ao detectar uma falha, desarmam o circuito temporariamente e voltam a religá-lo após algumas tentativas verificando se a falha no circuito ainda persiste. São relativamente baratos e diminuem o tempo de inatividade da rede, sendo os de sobre corrente e de religamento os mais importantes em um sistema de proteção de energia elétrica.

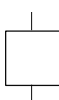
Figura 6 – Símbolo de um religador



- Disjuntor:

São dispositivos de proteção e todo alimentador de distribuição deve os conter. Os disjuntores possuem função de desacoplar o circuito na ocorrência de uma corrente de sobrecarga. Diferentemente dos religadores, os disjuntores não possuem circuitos de controle. A tensão e corrente nominal do dispositivo devem ser, no mínimo, iguais à máxima do sistema.

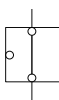
Figura 7 – Símbolo de um disjuntor



- Chave de seccionamento:

São dispositivos de chaveamento cuja finalidade projetada é operar em posição normalmente fechada (NF), permitindo a passagem da corrente, mas, quando acionada, abre-se e interrompe o fluxo de corrente. São também chamadas de chaves seccionadoras.

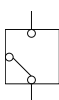
Figura 8 – Símbolo de uma chave NF



- Chave de manobra:

São dispositivos de chaveamento projetados para operar em posição normalmente aberta (NA), impedindo a passagem da corrente, e, quando acionada, fecha-se e passa a conduzir corrente.

Figura 9 – Símbolo de uma chave NA



- Chaves manuais:

São chaves que demandam intervenção humana no local da sua instalação, seja para armá-las ou desarmá-las. Demandam mais tempo, porém possuem um custo baixo de implantação.

- Chaves automáticas:

É quando uma chave NA ou NF pode ser operada a distância, isolando e recompondo o sistema automaticamente. Reduz-se o serviço e tempo de restabelecimento, entretanto

seu custo tende a ser bem mais alto do que as chaves manuais, portanto pontos de maior importância são escolhidos para instalá-las.

Para redes reais, ainda há outros componentes de segurança que podem ser encontrados nas redes, como para-raios, chave fusível, relés de sobretensão, subtensão, entre outros.

2.3.1 Topologia Radial

A maioria das empresas opta por projetar suas redes para operarem de forma radial, como mostrado na Figura 10, o que quer dizer que existe apenas um caminho entre a SE e o consumidor, por motivos de coordenação de proteção e melhor limitação da corrente de curto-circuito. Pode-se entender uma topologia estrela, mostrada na Figura 11, quando a partir do nó central (SE) é possível atingir todos os nós adiante com um número mínimo de arestas, isto é, sem malhas. A configuração não passa de várias redes radiais agrupadas em uma SE, que podem ser analisadas separadamente.

Figura 10 – Topologia radial

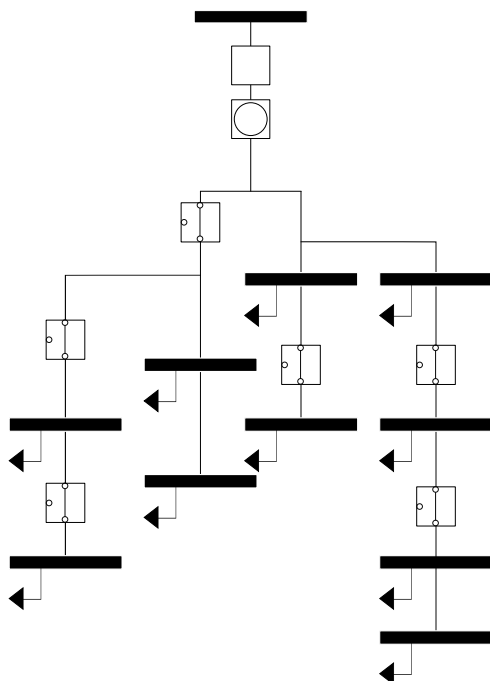
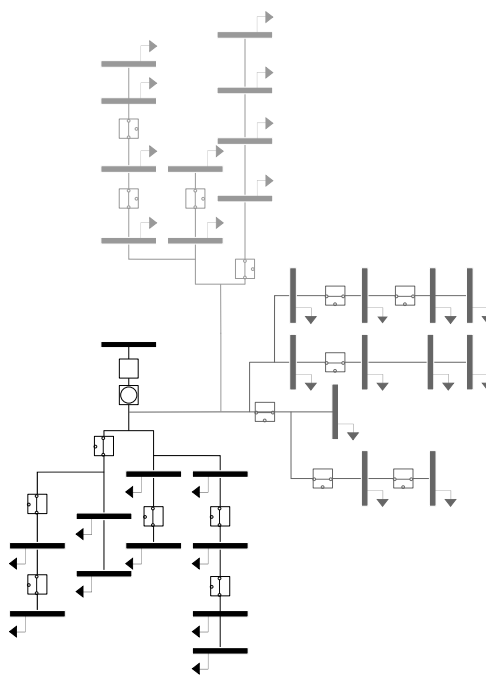


Figura 11 – Topologia estrela com uma subestação



A principal desvantagem da topologia radial é que uma carga pode eventualmente ficar parcial ou totalmente desligada quando acometida por uma falha, pois só tem uma ligação com uma SE. Porém, é presente nas redes atuais que sua concepção seja malhada entre duas ou mais subestações que tenham conexões por chaves NA e que sua operação seja radial. Assim, quando uma rede é acarretada por uma falha, é possível chavear a rede a fim de balancear as cargas, alterando a topologia da rede e passando a energização daquele setor para outra subestação próxima.

Além da topologia radial, existem outras em uso, como a circular, linear ou malhada (UNESP, 2013).

Esta topologia coincide com as propriedades de um grafo do tipo árvore. Um grafo G é um par ordenado $(V(G), A(G))$, no qual $V(G)$ representa um conjunto de vértices e $A(G)$ um conjunto disjunto de arestas, sendo cada aresta de G um par não-ordenado de vértices. Denomina-se árvore quando o grafo é acíclico e conexo. Ainda, só existe um caminho entre dois vértices quaisquer de G . Duas árvores que representem o mesmo grafo possuem a mesma quantidade de arestas, e G terá ordem $A - 1$ quando o grafo tiver V vértices (ROSEN, 2009). Sendo assim, a radialidade de n conjunto de grafos tem relação:

$$V_1 + \dots + V_n = A_1 + \dots + A_n - n \quad (2)$$

Correlacionando árvores a redes elétricas, a SE é representada pelo nó raiz, e as demandas de carga pelas folhas. Algumas arestas ganham restrições de corrente, por conta das chaves presentes na aresta. A transferência de carga no grafo sempre envolverá a abertura de uma chave NF e o fechamento de uma chave NA, contabilizando duas arestas para manter a topologia radial.

2.3.2 Setor

Quando uma rede é acometida de rompimento ou falha, os dispositivos de proteção atuam sobre ela, mudando sua topologia. Desse modo, ela passa a ser entendida como uma união de várias sub-redes, que são os trechos entre os dispositivos de chaveamento e proteção. Em Assis et al. (2014), Assis et al. (2015), Epifanio et al. (2019), chamados de 'seção', e em AMEZQUITA (2015), chamados de 'zonas', essas sub-redes podem ser recombinadas, bem como algumas transferidas para alimentadores adjacentes, desde que seguidas algumas restrições. Denomina-se setor uma sub-rede da rede elétrica conexa, radial e delimitada por dispositivos de chaveamento ou proteção, nesse caso disjuntores. Na Figura 12, é possível notar a setorização da rede, a disposição das chaves, sua concepção malhada e operação radial.

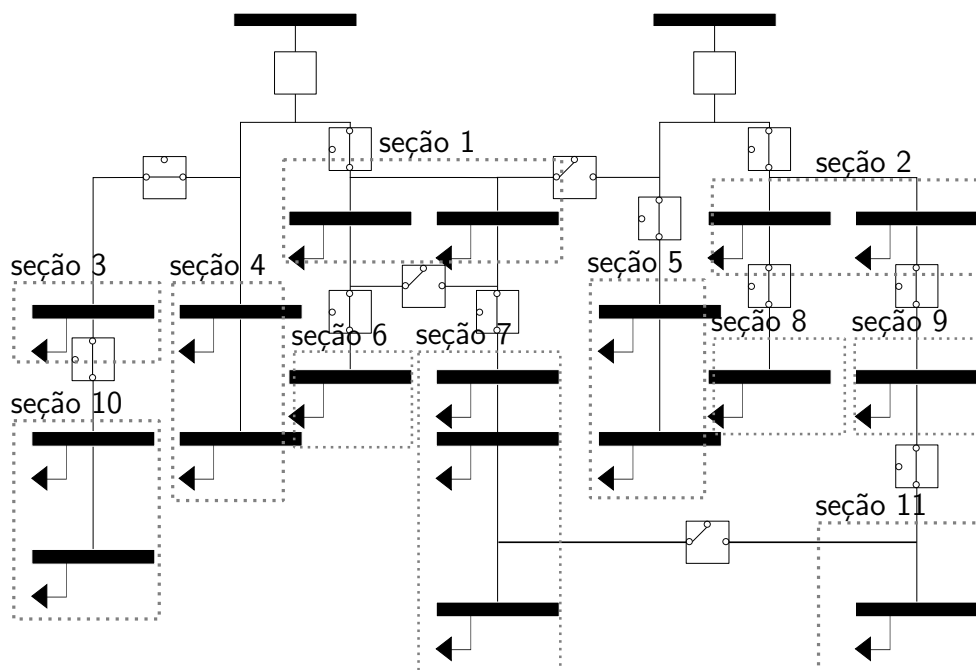
2.4 Confiabilidade da Rede

Para que se possa avaliar a confiabilidade dos sistemas de distribuição de energia elétrica SDEE, é necessário estabelecer índices de confiabilidade, documentá-los e fiscalizá-los. A seguir, apresentam-se a regulamentação e os órgãos responsáveis por elaborar, fiscalizar e documentar essas normativas. Em seguida, explora-se os índices de confiabilidade.

2.4.1 Regulamentação e Fiscalização

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) é a responsável por regular e fiscalizar, diretamente ou mediante convênios, a produção, a transmissão, a distribuição e comercialização da energia elétrica no mercado brasileiro. Ela também implementa diretrizes do

Figura 12 – Setorização da rede



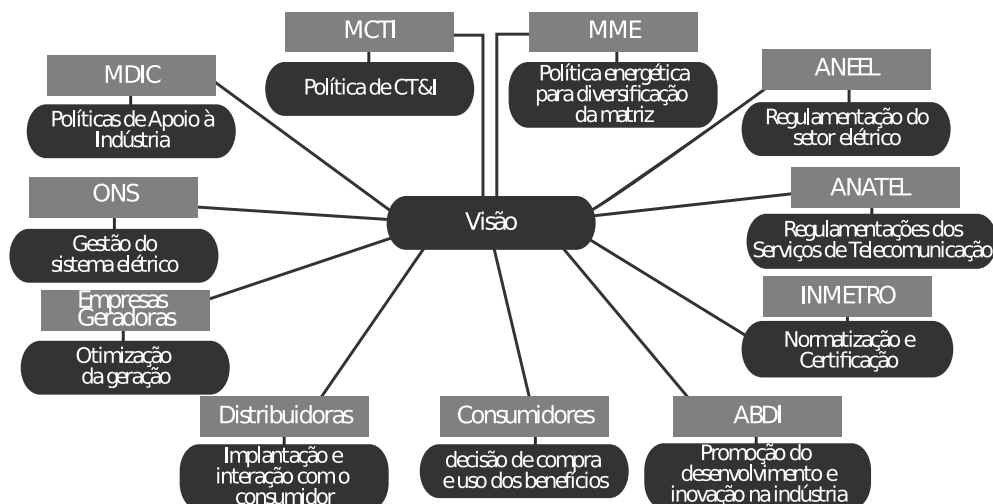
governo federal para a exploração da energia, estabelecendo tarifas, bem como a definição dos limites de variação das tensões a serem observadas pelas concessionárias de serviços públicos de energia elétrica. Além disso, dirime divergências na esfera administrativa e outorga concessão de exploração desse bem, sendo imprescindível para a adequação do serviço de fornecimento de energia elétrica. Também, está relacionada a políticas públicas de incentivos à Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação (PDI) para o desenvolvimento de tecnologias e de processos. Por ela, são elaborados documentos chamados Procedimentos de Distribuição (PRODIST), que normatizam e padronizam as atividades técnicas relacionadas ao funcionamento e desempenho dos sistemas de distribuição de energia elétrica (ANEEL, 2019).

A fiscalização dos serviços de distribuição é realizada pela Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Eletricidade (SFE), que fica responsável por orientar, notificar e punir as concessionárias em eventuais descumprimentos. O monitoramento da qualidade do serviço é feito por meio de indicadores de desempenho, índices de satisfação ao consumidor da ANEEL (IASC), indicadores comerciais que retratam as demandas dos consumidores da distribuidora, entre outros.

Acerca da geração e transmissão, o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), uma entidade jurídica de direito privado e sem fins lucrativos, também fiscalizado pela SFE, é o órgão responsável pela coordenação e controle da operação das instalações de geração e transmissão de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN) e pelo planejamento da operação dos sistemas isolados do País (ONS, 2019; ENERGISA, 2016).

A Figura 13 apresenta a diversidade dos atores envolvidos no desenvolvimento das redes inteligentes no Brasil.

Figura 13 – Representação dos atores envolvidos no desenvolvimento de redes inteligentes no Brasil



Fonte: CGEE (2012).

2.4.2 Índices de Confiabilidade

Para medir a confiabilidade dos sistemas de distribuição de energia elétrica, SDEE, foram estabelecidos diferentes índices de confiabilidade, que avaliam igualmente os sistemas. No tópico 5.1 do módulo 8 da ANEEL, tem-se a explicação:

Por meio do controle das interrupções, do cálculo e da divulgação dos indicadores de continuidade de serviço, as distribuidoras, os consumidores, as centrais geradoras e a ANEEL podem avaliar a qualidade do serviço prestado e o desempenho do sistema elétrico. (ANEEL, 2017, p. 52)

Simultaneamente, é anexado um grupo de indicadores de tempo de atendimento para ocorrências emergenciais, vinculados a conjuntos de unidades consumidoras, um grupo de indicadores de continuidade do serviço de distribuição de energia elétrica e um grupo de indicadores de continuidade para transmissoras detentoras das Demais Instalações de Transmissão (DIT), que são calculadas mensalmente pela distribuidora de energia, até o último dia útil do mês seguinte, e enviadas para a ANEEL.

A Formulação utilizada neste trabalho seguirá a formulação monobjetiva de Assis et al. (2014), Assis et al. (2015), Epifanio et al. (2019), estabelecendo dois índices escolhidos por ASSIS para avaliação da rede: a duração equivalente de interrupção por unidade consumidora (DEC) e energia não distribuída (END).

o Carga de Energia:

A carga média anual de um setor k é formalmente definida por:

$$L_k = f_c \sum_{i \in k} L_i \quad (3)$$

Na Equação (3), tem-se L_i sendo a demanda máxima no ponto de carga i e fc o fator de carga do sistema de distribuição.

- Taxa de Falhas:

A taxa média de falhas anuais para um determinado setor de carga l é determinado por:

$$\lambda_l = \sum_{i \in V_l} \lambda_i \quad (4)$$

Na Equação (4), tem-se V_l sendo o subconjunto de ramos presentes no setor $l \in S$ e λ a taxa de falhas de cada um dos ramos $i \in V_l$. A taxa de falhas λ_l de um determinado setor l é dada pela soma das taxas de falhas de todos os seus ramos, medida em número médio de falhas por ano.

- Tempo de Falta de Suprimento:

O tempo total esperado de falta de suprimento, ou seja, a duração total esperada de interrupções ao longo de um período, para cada setor k , é definido pela Equação (5):

$$U_k = \sum_{l \in S} \lambda_l \cdot t_{kl} \quad (5)$$

Na Equação (5), tem-se λ_l como a taxa de falhas no setor $l \in S$. A variável t_{kl} é a duração esperada de interrupção no setor k causada por falhas no setor l . A determinação do valor da variável t_{kl} é exemplificado com mais detalhes abaixo.

- Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (DEC):

$$DEC = \frac{\sum_{l \in S} U_l \cdot N_l}{\sum_{k \in S} N_k} \quad (6)$$

Na Equação (6) tem-se o conjunto S de setores da rede, U_l a duração total de interrupções para cada setor $l \in S$ interrompido, considerando as falhas no setor l e todos os outros setores que causam interrupção de energia no setor l , N_l é o número de consumidores afetados e N_k é o número de consumidores na rede. O DEC expressa a duração média de falta de suprimento de energia na rede durante o período de um ano.

- Energia não Distribuída (END):

$$END = \sum_{k \in S} U_k \cdot L_k \quad (7)$$

Na Equação (7), tem-se o conjunto S de setores da rede, U_k a duração total de interrupções para cada setor $k \in S$ e L_k a carga média anual do setor $k \in S$. O END representa o total de energia não distribuída na rede ao longo de um ano.

2.4.3 Tempo de Restauração

No estado de restauração do sistema, o cálculo dos índices de confiabilidade é dado em relação ao tempo de isolamento da falha. Nesse estado, ocorre uma estimativa do tempo em função dos dispositivos que atuam sobre o estado, dispositivos de proteção, se presentes, e chaves seccionadoras ou de manobras, de forma a isolar a falha, atingir o menor número de pessoas e transferir, se possível, setores desenergizados ao longo do alimentador. O cálculo do tempo de restauração compõe os cálculos da Equação (6).

Para se obter o tempo da falta de suprimento, Equação (5), tem-se que determinar t_{kl} , duração esperada da interrupção por setor, que advém de médias de tempo de chaveamento manual, realizadas por pessoas, sobre o sistema decomposto em três tempos. O tempo de localização (t_1) é o tempo médio da equipe de manutenção até identificar a falha mais o tempo de ação das chaves para isolar o defeito, por meio da abertura da chave seccionadora localizada a montante do local onde ocorreu a falha na rede. Enquanto isso, o tempo de transferência (t_2) é o tempo médio para restabelecer o fornecimento de energia para os consumidores, que podem ser energizados por meio da operação de uma chave de manobra. Por fim, o tempo de reparo (t_3) é o tempo médio de reparo dos componentes da rede afetados diretamente pela falha.

Como a rede está dividida em setores, a falha l ocorre em um setor, afetando o setor k em um tempo de interrupção t_{kl} . Basicamente, podem ocorrer quatro situações:

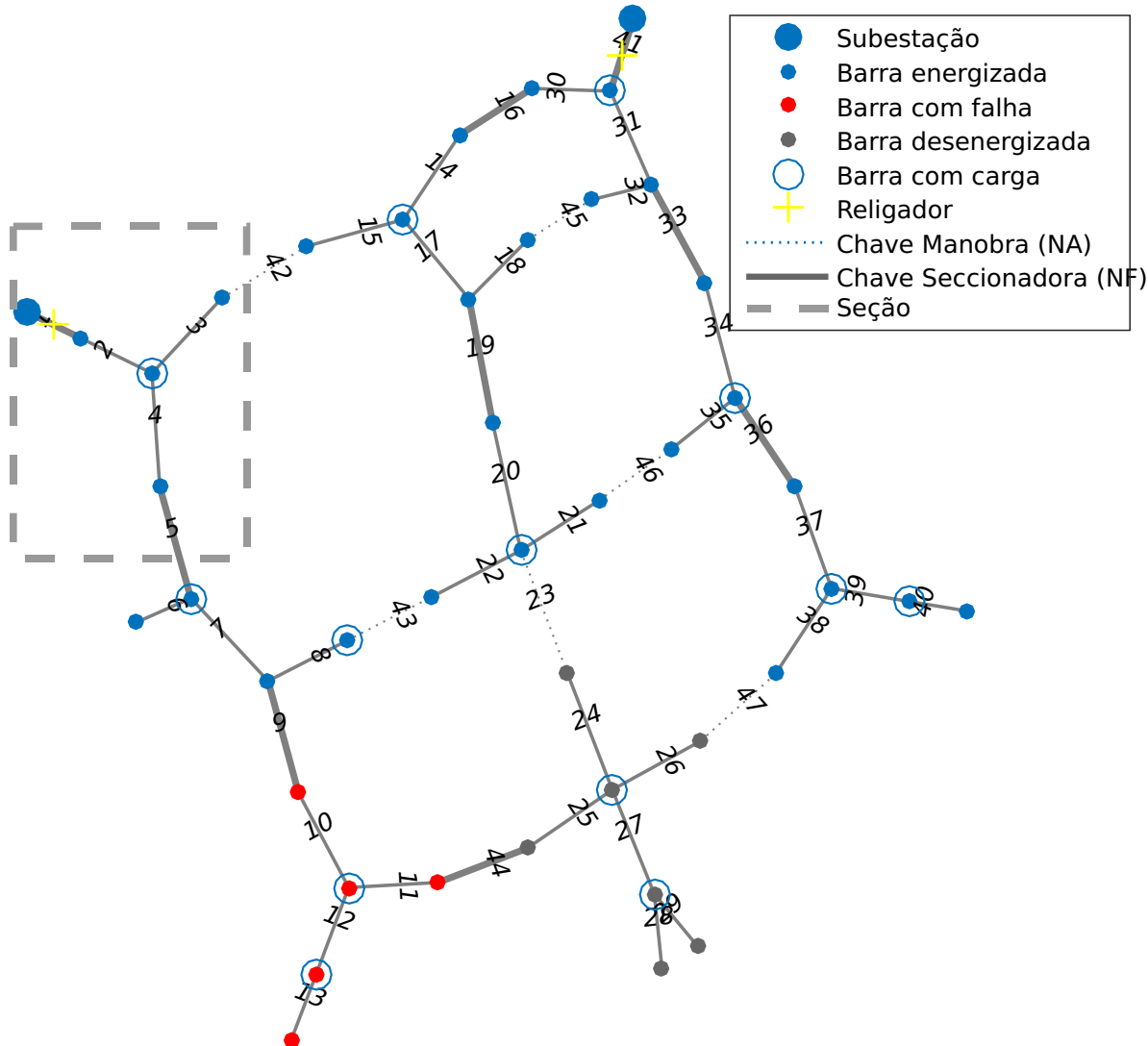
$$t_{kl} = \begin{cases} 0 & \text{caso 1} \\ \lambda_1 t_1 & \text{caso 2} \\ \lambda_1 (t_1 + t_2) & \text{caso 3} \\ \lambda_1 (t_1 + t_2 + t_3) & \text{caso 4} \end{cases} \quad (8)$$

- Caso 1: quando o setor k está localizado anteriormente ao setor l da falha e existe um dispositivo de proteção entre eles. O setor k é dito *Não atingido*.
- Caso 2: quando o setor k está localizado anteriormente ao setor l da falha e existe uma chave seccionadora entre eles, a abertura da chave implica em t_1 . O setor k é dito *Restabelecível*.
- Caso 3: quando o setor k está localizado posteriormente ao setor l da falha, e existe uma chave seccionadora entre eles, assim como uma chave de manobra em algum lugar posterior a k . A abertura da chave NF implica em t_1 e o fechamento da NA implica em t_2 . O setor k é dito *Transferível*.
- Caso 4: quando o setor k está localizado dentro ($l \subset k$) ou posteriormente ao setor l da falha e não existem chaves que possam fazer a transferência de carga. Neste caso, a energização só é possível após o reparo do setor l , implicando em t_3 . Os setores k e l são ditos *Permanentemente Interrompidos*.

O tempo total de restauração de um alimentador é dada por (9):

$$\sum_{k \in S} t_{kl} = t_{1l} + t_{2l} + \dots + t_{kl} \tag{9}$$

Figura 14 – Exemplo de restauração do alimentador 1 em uma rede de 43 nós



Para exemplificar, a Figura 14 mostra a restauração dos setores 1, 2, 3 e 6 do alimentador 1, quando o setor de falha $l = 3$. A rede está dividida em setores de cima para baixo, da esquerda para direita (ver Seção 2.3.2). A partir da falha no setor $l = 3$, marcado em vermelho, é possível ver a restauração dos setores k ligados ao alimentador. A partir da falta, as chaves ao redor do setor l devem ser abertas, a fim de isolá-lo. Os k setores adiante são desenergizados por consequência, representados em na Figura 14 em cinza. O setor $k = 1$ é classificado como *Não atingido*, marcado em azul, pois não é afetado diretamente. O setor $k = 2$ é dito *Restabelecível*, uma vez que a chave na aresta 9 de seccionamento pode ser acionada para isolar o setor. O setor $l = 3$ é dito *Permanentemente Interrompido*, porque não há outra forma de restabelecer a energia no setor se não o conserto completo da falha. O setor

$k = 6$ é dito *Transferível*, já que pode ser isolado do setor da falha pela aresta 44, com a chave de seccionamento, e transferido ao alimentador adjacente, pela aresta 23, com a chave de manobra.

O cálculo é seguido na Equação (8), segundo a classificação do setor e as chaves de seccionamento e manobra envolvidas na restauração do setor k , dada a falta em l . O Algoritmo 1, apresentado na Seção 2.6.2, segue para cada setor, em cada alimentador da rede. O tempo total de restauração é calculado pela Equação (9).

Figura 15 – Exemplo de tempo de restauração na rede de 43 nós

Tempo de Restauração (hrs)	
1	2.462
2	3.202
3	5.256
4	4.270
5	3.451
6	8.381
7	2.954
8	2.135
9	4.601

Vê-se, na Figura 15, que tanto as seções mais próximas aos alimentadores quanto as menores, 1, 7 e 8, são as mais rápidas de serem restauradas. A maior e mais distante, 6, é a mais demorada. Para esse cálculo, foram consideradas as chaves manuais e a taxa de falha por quilômetro da Tabela 4. Além do mais, assume-se que cada ramo possui 1 km, uma vez que a rede original não possui metragem.

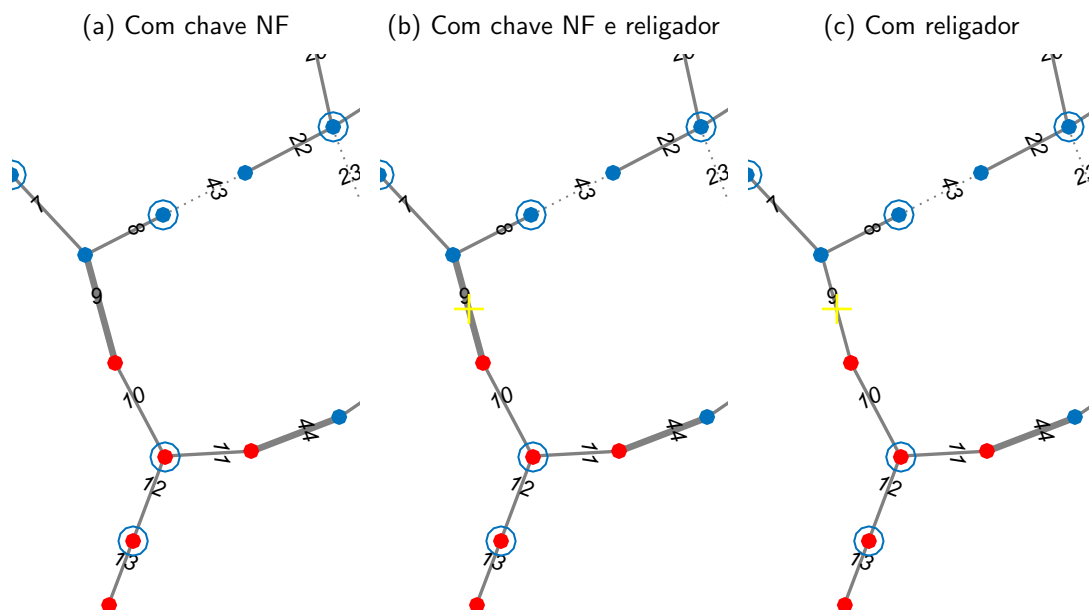
Os disjuntores ou religadores presentes nas arestas 1 e 41 não interferem nos cálculos de restauração, uma vez que apenas protegem as subestações. Entretanto, se um dispositivo de segurança localiza-se na aresta 9, Figura 16(b), teria, para o mesmo exemplo $k = 2$, classificado como *Não atingido*, uma vez que a ação do religador é anterior à chave.

Se a localização de um religador estivesse à frente da seção com falha e não houvesse chaves, como exemplifica a Figura 16(c), aresta 9, cai-se no mesmo exemplo anterior: tanto os setores $k = 1$ quanto $k = 2$ classificar-se-iam como *Não atingidos*, seus tempos de restauração seriam $t_{kl} = 0$ e o tempo total reduziria a 6,2%. A ação dos disjuntores e religadores independem da ação humana.

2.4.4 Cálculo da Confiabilidade

Através do cálculo dos índices de confiabilidade de uma rede, é possível qualificar uma nova solução. O cálculo é realizado para cada alimentador e a cada nova solução buscada em

Figura 16 – Recorte do exemplo anterior variando chave e religador na aresta 9



um processo de otimização.

O modelo analítico de avaliação da confiabilidade realiza o ajuste da taxa de falhas (λ) e do tempo de restauração (t_r) a partir de valores históricos dos índices de confiabilidade. Depois de efetuar o ajuste, a simulação de uma falha é realizada em cada setor dos alimentadores em estudo, determinando os tempos de localização (t_1), transferência (t_2) e reparo (t_3) para cada setor da rede. Após determinar t_1 , t_2 e t_3 , o tempo total de restauração do sistema e os valores do DEC e END são calculados. (ASSIS et al., 2014, p. 37)

Os seis algoritmos para cálculo da confiabilidade podem ser vistos em Assis et al. (2014).

2.5 Avaliação do Fluxo de Potência em Sistemas de Distribuição

Para se estabelecer uma das restrições no PRES e PREC, deve-se determinar as condições de regime permanente do sistema, se a potência da rede está dentro do suportado pela subestação e se as demandas de cargas não estão sobrecarregando a rede em algum ponto. Para isso, calcula-se todas as variáveis de carga para um ponto de operação cada vez que uma nova solução é cogitada. É inteligível que, antes do chaveamento da rede, a análise do fluxo de potência antecipe a operação no novo estado, pois:

”o problema do fluxo de potência clássico resume-se à determinação dos módulos e ângulos das tensões em cada barra de carga do sistema, bem como as correntes, perdas e, conseqüentemente, a potência que flui nas linhas energizadas.” (BARBOSA; CAMINHAS; VASCONCELOS, 2011).

O fluxo de potência na rede é um problema não linear (PNL), originando um sistema de equações não-lineares com restrições. A resolução ótima do problema é conhecida, na área de sistema de potência, como fluxo de potência ótimo (FPO), formulado por Carpentier (1962), o qual tem por objetivo determinar um conjunto de ações que reestabeleça as violações operativas do sistema.

Sobre os métodos existentes de resolução, são utilizados basicamente dois: os analíticos e a simulação de Monte Carlo. As duas técnicas são válidas, mas neste trabalho implementa-se uma técnica analítica, pela fácil tratativa da quantidade de parâmetros, fácil implementação e sua estimativa rápida (RIBEIRO, 2005).

As soluções analíticas na literatura para o problema de FPO são advindas dos métodos numéricos, e podem ser tratadas por: Pontos Interiores; Gradiente Reduzido; Injeções Diferenciais; Newton; Gauss-Siedel; Método Desacoplado; e Desacoplado Rápido. Vale ressaltar que os três últimos não são adequados para redes de distribuição radiais e sim para redes de transmissão, visto que não funcionam bem quando a razão entre a resistência (R) e reatância (Xj) é alta (BARBOSA; CAMINHAS; VASCONCELOS, 2011).

Sobre a representação da rede, considera-se que uma trifásica simétrica com carga equilibrada é feita através da sua representação monofásica. Como sabemos, as características da magnitude das tensões são iguais, com defasagem angular de 120°. Além disso, consideramos que as admitâncias de entrada e saída do circuito não interferem nos cálculos para linhas de distribuição de linhas curtas, como na Equação (10).

Em um modelo π , no qual l representa o comprimento da linha e Z sua impedância, tem-se que:

$$\vec{V}_{saida} = \vec{V}_{entrada} + lZ_{serie} \vec{I}_{saida} \quad e \quad \vec{I}_{saida} = \vec{I}_{entrada} \quad (10)$$

2.5.1 Métodos Analíticos

Para redes de distribuição, Garcia et al. (2000), Barbosa, Caminhas e Vasconcelos (2011) recomendam utilizar o método de Newton por injeção de correntes ou o de varredura *Backward\Forward Sweep* para cálculo do fluxo de potência.

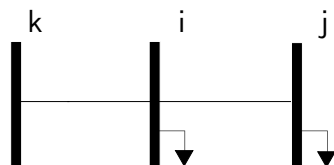
Neste trabalho, utiliza-se o método de varredura *Backward\Forward*, proposto por Baran e Wu (1989a), um algoritmo iterativo, recomendado para redes fracamente malhadas e radiais, que apresentam bom desempenho geral.

O modelo matemático seguido no cálculo do fluxo de potência por correntes é resumido abaixo e está presente em Baran e Wu (1989a), bem como um método de somatório de potências pode ser encontrado em AMEZQUITA (2015).

Seja $A(G)$ o conjunto de ramos, enquanto $V(G)$ é o conjunto de nós em um grafo G . Na Figura 17, vê-se k uma SE e i, j são nós de demanda. \vec{V}_i, \vec{I}_{ij} são fasores de tensão e corrente. P_i^D e Q_i^D são potências ativa e reativa demandadas pelo nó i . P_i^S e Q_i^S é potências ativa e reativa geradas pelo nó i . P_{ij} e Q_{ij} são potências ativa e reativa no ramo ij . Z_{ij} é

impedância, R_{ij} a resistência e X_{ij} a reatância do ramo. $R_{ij}I_{ij}^2$ e $X_{ij}I_{ij}^2$ representam as perdas de potência ativa e reativa do ramo ij concentradas no nó i .

Figura 17 – Fluxo de carga na rede



A Equação (11) mostra a relação entre tensão e corrente entre todos os nós de uma rede.

$$\vec{V}_i - \vec{V}_j = \vec{I}_{ij}(R_{ij} + jX_{ij}) \quad \forall ij \in (G) \quad (11)$$

A Equação (12) mostra o cálculo da corrente alternada para todos os nós da rede.

$$\vec{I}_i = \left(\frac{\vec{P}_i + j\vec{Q}_i}{\vec{V}_i} \right)^* \quad \forall i \in V(G) \quad (12)$$

Na Equação (13), vê-se a corrente no ramo ki antecedente a ij , a ser obtida por um somatório de correntes descendentes.

$$\vec{I}_{ki} = \vec{I}_i + \sum_{ij \in A(G)} \vec{I}_{ij} \quad \forall ki \in A(G) \quad (13)$$

A perda de potência é calculada pelas Equações (14) e (15).

$$perdaP = \sum_{ij \in A(G)} R_{ij} \left| \vec{I}_{ij}^2 \right| \quad (14)$$

$$perdaQ = \sum_{ij \in A(G)} X_{ij} \left| \vec{I}_{ij}^2 \right| \quad (15)$$

Por meio da resolução do sistema não-linear das Equações (11) a (14), através de um método numérico, é possível obter o ponto de operação irrestrito do sistema radial de ângulo relaxado, considerando um critério de perda de potência discutido em Baran e Wu (1989a), AMEZQUITA (2015).

O cálculo é realizado em duas etapas: uma varredura *backward*, realizada dos nós da árvore até a subestação, calculando o somatório de correntes, e uma varredura *forward*, da subestação até os nós, a qual realiza os cálculos das tensões com as atualizações das correntes elétricas. O algoritmo termina quando se situa em um intervalo de erro permitido. Por meio dos valores de potência convergidos, é possível determinar se a rede está em uma condição *normal* de operação ou se feriu alguma restrição, ou seja, se está em estado de *emergência*.

2.5.2 Monte Carlo

Este método foi idealizado para calcular as probabilidades de sucesso de uma determinada jogada em um jogo de cartas, com o uso da análise combinatória. Contudo, somente em

1949 foi formalizado e publicado por John Von Neumann e Stanislav Ulam (SOBOL, 1994). Sua utilização cresceu com o avanço da tecnologia dos computadores, por utilizar um maior número de recursos computacionais no cálculo das amostras.

Assim, Monte Carlo é um método de simulação estatística que utiliza sequências de números aleatórios para, a partir de uma função densidade de probabilidade, estimar uma aproximação por meio das amostras. Com isso, não é preciso modelar matematicamente um sistema complexo com uma função multivariável, e sim modelar o sistema com uma função de distribuição de probabilidade, como mostra Nasser (2012).

O método de simulação pode avaliar mais possibilidades de configuração de qualquer rede de energia elétrica, visto que pode ser generalizado e que existe uma variedade de configurações possíveis. A demanda de carga e os parâmetros elétricos dos componentes de qualquer rede de distribuição são incertos, bem como existe uma incerteza da demanda futura em uma rede e outra na medição dos parâmetros dos componentes (linhas de distribuição, linhas de transmissão, transformadores, entre outros), ou seja, são fenômenos aleatórios (PAREJA, 2009).

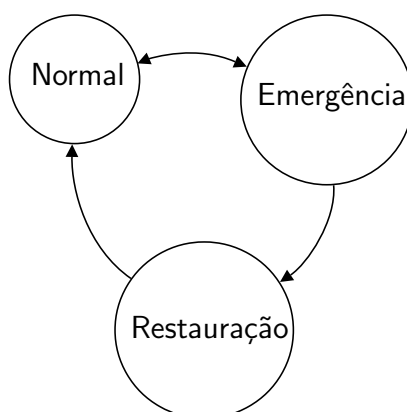
Na prática, o método consiste em quatro passos, como aponta Nasser (2012): modelar o sistema com uma função de distribuição de probabilidade; gerar valores pseudo-aleatórios aderentes à função de cada incerteza do problema; calcular o resultado determinístico, substituindo as incertezas pelos valores gerados; estimar a resposta por meio da análise dos resultados. Vê-se que, nesse método, o erro de aproximação está vinculado ao número de amostras. Logo, quanto maior o número de amostras utilizadas, maior qualidade terá a resposta e menor será o erro de aproximação.

Em Pareja (2009), se vê uma alternativa para o cálculo do fluxo de potência, considerando incertezas no sistema de distribuição (SDBT). A demanda é modelada como uma função de probabilidade e o cálculo do fluxo de potência é feito por simulações de Monte Carlo e pelo método analítico *Backward\Forward*.

2.6 Alocação de Chaves e seus Subproblemas

Ao se trabalhar com PAC, é possível identificar pelo menos dois subproblemas inclusos nele: o problema da restauração (PRES) e o da reconfiguração (PREC) de serviços elétricos de distribuição. O PRES deve-se realizar obrigatoriamente; já o PREC se torna opcional, podendo levar a rede operante no estado *normal* à outro ponto de operação *normal* que melhor beneficiará seus consumidores. Segundo Garcia e França (2005), o sistema de distribuição pode se encontrar em um dos três estados:

Figura 18 – Estados do sistema de distribuição



- *Normal*: quando o sistema opera dentro de todas as restrições de limite de tensão e de corrente, e atende toda a demanda de consumo;
- *Emergência*: quando ocorrem falhas no sistema e restrições de corrente e/ou tensão estão sendo violadas. Se as falhas são permanentes, um dispositivo de proteção pode desenergizar parte da rede (o sistema deve ficar o menor tempo possível nesse estado);
- *Restauração*: quando um defeito é identificado e isolado, o sistema entra em estado de restauração. Parte da rede está desenergizada e deve ser realocada para outro alimentador.

2.6.1 Problema da Alocação Ótima de Chaves

O problema da alocação ótima de chaves (PAC) tem por objetivo determinar quantos e quais lugares das chaves, beneficiam o sistema elétrico por meio da qualificação dos índices de confiabilidade do sistema e quais diminuem as perdas de potência na rede. A alocação das chaves é considerada, para a operação em estado Normal do sistema, sem nenhuma falha que beneficie a rede por completa. Também se caracteriza como um problema NP-Difícil e multicritério (ASSIS et al., 2015; AMEZQUITA, 2015).

Como as chaves automáticas são economicamente custosas para as concessionárias, é convencional, nas modelagens, utilizar o custo em relação ao investimento como um critério para otimização.

Problemas de otimizações multiobjetivos, segundo Fávero e Favero (2013), são todos aqueles que envolvem a maximização ou minimização de uma função com mais de um critério, no qual alguns normalmente são conflitantes. Todo problema contém suas variáveis de critério e está sujeito a um conjunto de restrições (GOLDBARG; LUNA, 2000).

2.6.2 Problema da Restauração da Rede de Distribuição

O problema da restauração de serviço (PRES) é uma operação executada em estado emergencial, assim como fala Garcia e França (2005), para chavear a rede e isolar falhas. É antecedido por uma falha, desastre ambiental ou operacional e procedido por um plano de

contingência, também chamado de planejamento de riscos. Tem por objetivo não só isolá-las, mas também impedir maiores acidentes, evitar prejuízos financeiros para a distribuidora e usuários, assim como restaurar a rede elétrica de modo a atender o maior número de pessoas afetadas que se encontram desenergizadas. Para que esse Plano seja avaliado, é necessário o cálculo das interrupções por meio dos índices de continuidade da rede (DEC), descritos no PRODIST. Ainda, para que o Plano de contingência tenha sucesso, é imprescindível que haja uma grande quantidade e diversificação das chaves NA e NF, pois elas serão usadas tanto para isolar uma falha como para balancear as cargas entre os alimentadores. É importante que, no processo de restauração, a maior quantidade de pessoas seja beneficiada. Embora seja um estado temporário do sistema, ele acarreta muitas para as distribuidoras e falta de energia elétrica para os usuários. Também, deve-se manter a radialidade, respeitar a carga das subestações e a queda de tensão máxima permitida.

PRES é um problema NP-Completo, bem explicado por Dasgupta Christos H Papadimitriou (2008), multiobjetivo e de difícil modelagem matemática que corresponda fielmente ao problema real. Por isso, são encontrados na literatura diferentes modelagens, algumas monobjetivas.

Quando se considera todos os estados temporários que o sistema pode transitar até chegar ao estado final *normal*, todos os fluxos de potência temporários, e todos os estados transitórios de operação da rede, então se preocupa com o sequenciamento de fechamento das chaves, derivando um subproblema, *O Problema do Sequenciamento Ótimo de Manobras (PSOM)*. Essa análise, orientada pela segurança do chaveamento da rede, não será tratada neste trabalho.

No Algoritmo 1, apresenta-se o pseudocódigo utilizado em conjunto com os algoritmos de confiabilidade presentes em Assis et al. (2014). A discriminação do tipo de seção é feita na Seção 2.4.3.

Algoritmo 1: Calcula Tempo de Restauração

Entrada: $G = (V,A)$;

Saída: t_{rz} - vetor tempo de restauração por alimentador
 $conjchaves$ - conjunto de chaves NF e NA operadas

para cada alimentador z **faça**

para cada setor l de z **provoque uma falha faça**

repita

 Classifique quanto ao tipo (k);

 Calcule t_{kl} segundo o tipo (k);

até restaurar todos k de z ;

fim

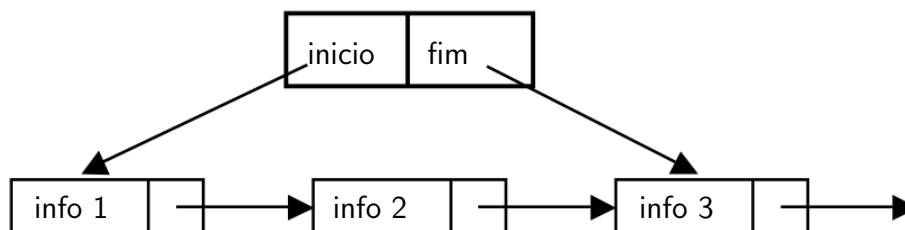
fim

A fim de auxiliar no processo de restauração, uma busca em largura precede a restauração, marcando qual seção pertence a qual alimentador, a sequência de nós e de ramos

acessados.

A implementação de uma busca em largura se dá por uma estrutura FIFO (*First in, First out*), primeiro a entrar, primeiro a sair. Ela mantém a lógica de armazenar suas entradas em ordem de chegada, inserindo-as na chegada até o fim da fila e desenfilando no início dela, ou vice-versa (CORMEN; LEISERSON; STEIN, 2012).

Figura 19 – Estrutura de dados FIFO



2.6.3 Problema da Reconfiguração da Rede de Distribuição

O problema da reconfiguração de serviço (PREC), é uma operação executada em estado *normal*, para chavear a rede, melhorar os índices de confiabilidade, atender restrições elétricas e levá-la a outro estado *normal* de operação. Sendo assim:

”a reconfiguração caracteriza-se pela execução de um plano de manobras realizável tecnicamente, estando a rede operando em condições normais subótimas de acordo com os critérios técnicos definidos.” (BARBOSA; CAMINHAS; VASCONCELOS, 2011).

Os principais índices para calcular a confiabilidade de uma rede são: taxa de falha (λ), o tempo de reparo (μ) e frequência de interrupção anual (DEC_{hist} , FEC_{hist}). A partir deles, são calculados os índices para qualificar o desempenho de um alimentador, de uma subestação ou seção: SAIDI, índice médio da frequência das interrupções no sistema (SAIFI), índice de duração média de interrupção do consumidor (CAIDI) e ENS. As restrições elétricas normalmente adotadas são minimizações das perdas de potência, ou somente potência ativa, minimização do desvio das tensões nas barras, minimização do carregamento de corrente, minimização da quantidade de manobras realizadas nas chaves, entre outros. Sendo as mesmas restrições para o caso da restauração aplicada. Essa série de restrições, determina que o PREC seja um problema de otimização multiobjetivo.

2.6.4 Problemas NP-Difíceis

Para se entender a complexidade de um problema e tempo de execução de um algoritmo na busca de uma solução, criou-se algumas classes a fim de agrupá-los por semelhanças. A classe mais geral é chamada NP, a qual nomeia os problemas que são polinomialmente verificáveis,

ou seja, dada uma entrada é possível verificar se faz parte do conjunto solução ou não. Dentro deles, está contido o subgrupo dos problemas NP-Completos e dos mais difíceis deles, os NP-Difíceis (DASGUPTA CHRISTOS H PAPADIMITRIOU, 2008).

Os NP-Completos contêm a característica que, se um deles puder ser resolvido em tempo polinomial, então todos os problemas dessa categoria também o serão. Sua primeira conjectura foi feita por Cook (1971), o qual classifica o problema da satisfazibilidade booleana (SAT) como pertencente a essa categoria. O SAT é um clássico problema que busca, por meio de uma fórmula proposicional, verificar qual conjunto de variáveis proposicionais o tornam uma proposição tautológica. Cook (1971) fez a demonstração por redução de tempo polinomial, a qual sugeriu a existência do problema SAT como NP-Completo, mas a prova formal foi feita anos depois por Levin (1973), o que hoje é conhecido como o *Teorema de Cook Levin*. Nele, prova-se que qualquer outro problema de NP pode ser reduzido para o problema do SAT generalizado, o SAT Circuito. Essa classe inclui vários problemas já conhecidos e catalogados na literatura e uma lista foi feita por Garey e Johnson, a qual pode ser encontrada em seu livro (GAREY; JOHNSON, 1990).

Ainda, pode-se dizer que um novo problema de busca é NP-Completo, se todos os outros problemas de busca se reduzem a ele. Diz-se, nesse caso, que NP-Completo = NP-Difícil, pois os dois estão contidos em NP e são verificados em tempo polinomial, mas a classe dos NP-Difícil também contempla problemas que não podem ser verificados nessas condições. A eles dizemos que seus problemas são no mínimo tão difíceis quanto o problema SAT (DASGUPTA CHRISTOS H PAPADIMITRIOU, 2008).

É possível identificá-los quando não se consegue um algoritmo que o resolva em tempo polinomial, porque de fato não existe tal algoritmo.

Para resolvê-los, pode-se utilizar algoritmos que se aproximem da melhor resposta possível e nunca fiquem excessivamente longe. Os algoritmos de aproximação, chamados heurísticos, ou, mais recentemente, de técnicas inteligentes, que usam heurísticas para guiá-las como: Busca Tabu (GLOVER, 1986); Algoritmo Genético (HOLLAND, 1975); *Simulated Annealing* (KIRKPATRICK et al.,); algoritmos inspirados em multiagentes como Colônia de Abelhas (AKAY; KARABOGA, 2015) e Nuvem de Partículas (POLI et al., 2007). Que produzem boas soluções em tempos computáveis para diversos problemas. Os algoritmos exatos: *Branch-and-Bound* (LAND; DOIG, 1960); *Branch-and-Cut* (PADBERG; RINALDI, 1987); *Branch-and-Price* (BARNHART et al., 1996); e Programação Dinâmica (BALLARD; BROWN, 1982). Embora apresentem qualidade e maturidade nos problemas da programação inteira, inteira mista e possam ser aplicados a problemas não-lineares, é difícil sua tratativa, segundo de Melo (2016). No caso da Programação Não Linear Inteira Mista, existe um conjunto de algoritmos mais especializado para esses problemas, os exatos indicados por Melo são: Decomposição de *Benders*; *Branch and Bound* linear e não linear; *Branch and Bound* Espacial; Aproximações Externas; Aproximações Externas com Relaxamento; Aproximações Externas com Relaxamento de Igualdade e Penalidade Aumentada; Planos de Corte Estendido; e um novo

chamado Algoritmo de Minimização do Gap de Integralidade. Algoritmos exatos podem achar a melhor solução, no pior caso, em tempo exponencial (CORMEN; LEISERSON; STEIN, 2012).

2.7 Formulação Para o Problema da Alocação Ótima de Chaves

Esta seção aborda a formulação matemática para o PAC, o presente modelo é apresentado por Assis et al. (2014), cuja particularidade é sua estimativa de tempo no PRES, pela consideração de preços reais do mercado e testes com redes de grande porte.

Assim, o objetivo geral é selecionar os melhores lugares, tipos e capacidades das chaves para alocação em uma rede de distribuição de energia elétrica, cuja melhoria é reduzir o índice de *END* e os custos de aquisição e manutenção das chaves. O modelo do PAC traz como sua função-objetivo as variáveis de otimização e as restrições do modelo. Logo abaixo, o modelo é comentado e discutido.

Como visto na Seção 2.3.1, seja um grafo G , um par ordenado $(V(G), A(G))$, tem-se $V(G)$ representando um conjunto de vértices e $A(G)$ um conjunto disjunto de arestas, sendo cada aresta de G um par não-ordenado de vértices, tal que a raiz do grafo esteja em uma SE, $i \in V$ representa a seleção de um vértice como a localização de um cliente, um ponto de demanda energética (ver Seção 2.3). Cada $\{(i, j) \in A \mid i \in V, j \in V\}$ corresponde à seleção de um possível local para alocação de chaves.

Toda alocação de chaves é associada a uma aresta A , bem como os dispositivos de proteção. A presença de um deles produz a setorização da rede (ver Seção 2.3.2). Cada setor $k \in S$, sendo S o conjunto de setores da rede G , contém um subconjunto de nós $V_k \in V$, uma quantidade de cliente N_k e uma carga L_k associada a ele. Quando uma falha ocorre em um setor, todos os clientes daquele setor são desenergizados. Além do mais, a falha se propaga a todos os setores seguintes e aos setores anteriores, até encontrar um dispositivo de proteção. Nesse momento, a rede entra em um estado de *emergência* (ver Seção 2.6). A função das chaves é permitir, após a ocorrência dessas falhas, produzir chaveamento entre as arestas, a fim de isolá-las e restaurar a maior quantidade de clientes possíveis. Os equipamentos em uma rede real só serão corrigidos com a intervenção física no local da falha.

A alocação de chaves visa selecionar uma aresta do grafo e escolher uma chave, segundo seu custo, sua capacidade, e seu tipo: manual; automática; seccionadora; manobra (ver Tabela 4). Nesse modelo, não é tratada a alocação de dispositivos de proteção, apenas considera-se os já existentes.

A seguir, apresentam-se a notação e as variáveis do modelo matemático adotado.

O custo das chaves c_s é anual e inclui o custo de aquisição, instalação e manutenção. As variáveis de decisão, $X_{ij}^S \in X$ e $Y_{ij}^S \in Y$, representam os tipos e locais para instalação de

Tabela 2 – Notação do modelo matemático

c_e	Custo de energia (R\$)
c_f	Custo de cada tipo de chaves $s \in SW$ (R\$)
f_{ij}	Energia passante na aresta $(i,j) \in A$ (Ampere)
F_s	Capacidade de fluxo da chave do tipo s (Ampere)
SW	Conjunto de tipos de chave
X	Conjunto de variáveis de decisão representando as chaves seccionadoras
Y	Conjunto de variáveis de decisão representando as chaves de manobra
DEC_{lim}	Valor máximo permitido para o DEC (horas/consumidor/ano)
$END(X,Y)$	END estimado em função das chaves alocadas (KWh)
$DEC(X,Y)$	DEC estimado em função das chaves alocadas (horas/consumidor/ano)

Fonte: Assis et al. (2015).

chaves seccionadoras (NF) e de manobra (NA). Essas variáveis são definidas como:

$$X_{ij}^s = \begin{cases} 1, & \text{se uma chave seccionadora do tipo } s \in SW \text{ for alocada ao trecho } (i,j) \in A \\ 0, & \text{caso contrário} \end{cases} \quad (16)$$

$$Y_{ij}^s = \begin{cases} 1, & \text{se uma chave de manobra do tipo } s \in SW \text{ for alocada ao trecho } (i,j) \in A \\ 0, & \text{caso contrário} \end{cases} \quad (17)$$

O conjunto SW representa todos os tipos de chaves presentes (manual, automática, seccionamento, manobra), com seus custos e capacidades.

A seguir, usando-se das definições apresentadas na Tabela 2, apresenta-se o modelo matemático para resolução do PAC adotado.

(PAC)

$$\text{minimize} \quad c_e \cdot END(X,Y) + \sum_{(i,j) \in A} \sum_{s \in SW} c_s \cdot (x_{ij}^s + y_{ij}^s) \quad (18)$$

s.a.

$$DEC(X,Y)^z \leq DEC_{lim}^z \quad \forall z \in Z \quad (19)$$

$$x_{ij}^s + y_{ij}^s \leq 1 \quad \forall (i,j) \in A, \forall s \in SW \quad (20)$$

$$f_{ij} x_{ij}^s + f_{ij} y_{ij}^s \leq F_s \quad \forall (i,j) \in A, \forall s \in SW \quad (21)$$

$$x_{ij}^s, y_{ij}^s \in \{0,1\} \quad \forall (i,j) \in A, \forall s \in SW \quad (22)$$

$$f_{ij} \geq 0 \quad (23)$$

Na Equação (18), apresenta-se a função-objetivo de minimização dos custos da END , bem como custos de instalação e manutenção das chaves. Na Equação de restrição

(19), garante-se que o valor do índice de confiabilidade DEC daquele alimentador z , esteja limitado por DEC_{lim}^z entre uma estimativa de DEC_{min} , estipulado quando atribuído uma chave automática para cada aresta da rede, e um DEC_{max} , estipulado quando se tira todas as chaves da rede. δ é um valor atribuído do intervalo $[0,1]$. O seu valor limite é calculado na Eq. (24), tal que o DEC_{lim} é calculado para cada alimentador z , de um total de $|Z|$ alimentadores. A Equação de restrição (20) garante que, no máximo, uma chave possa ser alocada por aresta. A Equação de restrição (21) garante que as chaves alocadas em uma aresta possuem uma capacidade igual ou superior ao fluxo de potência passante nesta aresta. A natureza binária das variáveis de decisão e a não negatividade dos fluxos são representadas pelas restrições (22) e (23). Seja $|A|$ a quantidade de arestas possíveis para alocação no grafo G e $|SW|$ a quantidade de tipos de chaves disponíveis para alocação, esse problema combinatório possui $|SW|^{|A|}$ soluções, caracterizando um arranjo com repetições.

$$DEC_{lim}^z = \delta(DEC_{max}^z - DEC_{min}^z) + DEC_{min}^z \quad (24)$$

Sendo o DEC_{lim} de uma rede, Equação (19), a soma dos alimentadores:

$$DEC_{lim} = \sum_{z \in Z} DEC_{lim}^z \quad (25)$$

Sobre os problemas típicos da otimização combinatória é importante argumentar que o termo *otimizar* está sempre se referindo a *minimizar* ou *maximizar* a função-objetivo. Esse modelo não pode ser entendido como programação linear, pois as variáveis devem ser contínuas e apresentar um comportamento linear, tanto às restrições quanto à função-objetivo. Apenas a seleção das chaves Eq. (22) é inteira e binária. Os valores de custo da energia, custo das chaves Eq. (18), valor do fluxo nas arestas Equações (23), (21) e valor do DEC Eq. (19) são números racionais, ou seja, um modelo misto. O fluxo de potência apresenta comportamento não-linear decorrente da potência complexa. Portanto, o PAC é um problema de programação não linear inteira mista (PNLIM), abordado por Goldberg e Luna (2000).

A Tabela 3 apresenta todas as chaves disponíveis para alocação, especificada sua capacidade máxima de corrente, custo e tipo.

A Tabela 4 apresenta o valor do custo de energia para o modelo da Eq. (18), o fator de carga, taxas e tempos presentes na Eq. (8).

Tabela 3 – Tipos de chaves para alocação

ID	Corrente máxima	Tipo	Custo (R\$)
C100	100,0	M	2817,00
C200	200,0	M	3817,00
C400	400,0	M	5017,00
C600	600,0	M	6185,00
A400	400,0	A	25000,00
A600	600,0	A	35000,00

Fonte: Epifanio et al. (2019).

Tabela 4 – Parâmetros complementares

Parâmetro	Valor	Unidade
Custo da energia	100,0	R\$/MWh
Fator de carga (fc)	0,6	
Taxa de juros anual	10,0	%
Período de amortização	15	anos
Taxa de falha	0,18	falhas/km
Tempo de localização ($t1$)	0,91	horas
Tempo de localização - automática ($t1$)	0,46	horas
Tempo de transferência ($t2$)	0,46	horas
Tempo de transferência - automática ($t2$)	0,23	horas
Tempo de reparo ($t3$)	2,28	horas
Tempo de reparo - automática ($t3$)	1,14	horas

Fonte: Epifanio et al. (2019).

2.8 Fundamentos da Metaheurística Colônia de Abelhas

Das técnicas de otimização bioinspiradas, vê-se dois grandes grupos, os algoritmos evolutivos e os algoritmos de inteligência de enxame. No primeiro, a inteligência baseia-se na herança genética dos indivíduos, na dominância genética e seleção natural da população mais adaptada. Dentre eles, estão os algoritmos genéticos, meméticos (MOSCATO; COTTA, 2003), evolução diferencial, busca harmônica, entre outros (SCHOLARPEDIA, 2019). Já no segundo, a inteligência advém de um grupo de agentes auto-organizados, que obtêm e avaliam sua aptidão independentemente, sem supervisão, bem como interagem entre si e trocam informações coletivas. Entre eles, estão as abelhas, formigas (DORIGO; MANIEZZO; COLORNI, 1996), vespas, aranhas e o enxame de partículas (POLI et al., 2007).

A otimização por Colônia de Abelhas é uma metaheurística populacional que utiliza a inteligência de enxames para a busca de um ótimo global. Um algoritmo inspirado no comportamento real, social e forrageiro dos indivíduos, inicialmente proposto por Akay e Karaboga (2015) para a otimização irrestrita numérica. Ela tem se mostrado eficiente em várias aplicações e problemas da área: otimização restrita, irrestrita, monobjetiva, multiobjetiva, não-lineares e discreta.

Dos segmentos de Colônia de Abelhas presentes na literatura, pode-se resumí-las em três frentes:

- Acasalamento de Abelhas:

O acasalamento de abelhas, apresentado por Bozorg-Haddad e Afshar (2004), ocorre em colmeias divididas em três grupos de abelhas: as rainhas, os zangões e as operárias. A abelha rainha, única na colmeia, quando pronta a iniciar novo ninho ou expulsa da colmeia, voa em um voo nupcial, seguida por zangões de outros enxames para o acasalamento. A abelha rainha (melhor solução) seleciona, probabilisticamente, os zangões (soluções candidatas) para a geração de descendentes. Uma rainha tende a acasalar (operador genético) com vários zangões, de modo a diminuir a consanguinidade entre seu enxame. Ao voltar à colmeia, os ovos são postos em casulos preparados pelas operárias e alimentados por elas (buscas locais). O reinado da colmeia muda para uma anfitriã caso a aptidão das crias geradas forem melhores que a da rainha. Entre os ovos não fecundados, nascem os zangões, gerados aleatoriamente, uma vez que morrem no período de acasalamento. Enquanto um critério de parada não é atingido, o ciclo se repete, gerando novas descendências à colmeia. Os parâmetros envolvidos no acasalamento de abelhas é o número de operárias, o número de zangões, a capacidade de crias geradas, a velocidade de voo da rainha e uma taxa de redução da velocidade.

A metaheurística de acasalamento de abelhas pode ser entendida pela geração e conservação de soluções para o problema, assim como o algoritmo populacional memético (MOSCATO; COTTA, 2003) na literatura.

- Evolução da Abelha Rainha:

Proposto por Jung (2003), a evolução da abelha-rainha propõe melhorar e acelerar a capacidade na busca pelos algoritmos genéticos com a incorporação de duas taxas de mutação, assim como diminuir a convergência prematura. No algoritmo da abelha-rainha, a população é dividida entre a abelha que possui a melhor solução corrente, chamada rainha, e os zangões, que são determinados segundo algum operador de seleção. Fica a cargo da rainha perpetuar a colônia com melhoria na sua genética. A diversidade genética da população (soluções candidatas) é caracterizada pela presença majoritária de zangões para o acasalamento. Sendo as abelhas tipicamente poliândricas, através de um operador de cruzamento, novas gerações são produzidas em torno da genética da rainha. Para cada geração, duas taxas de mutação são empregadas, de modo a explorar a diversidade das soluções, uma mutação mais

lenta e outra mais rápida, produzindo uma busca exploratória no espaço solução. O algoritmo só para quando um parâmetro de convergência é atingido, caso contrário, o ciclo se repete, gerando nova população de abelhas.

- o Comportamentos de Coleta de Alimentos:

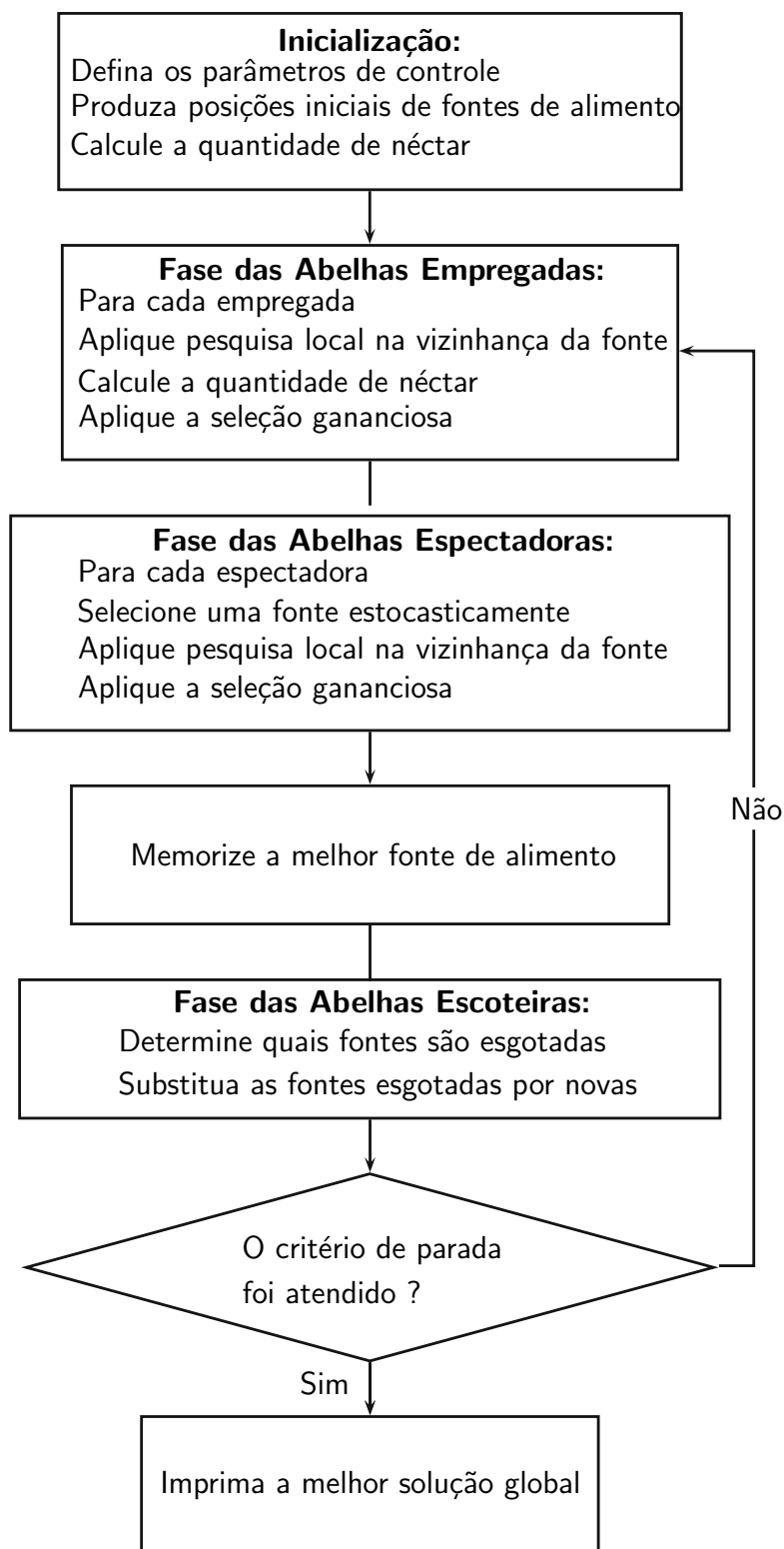
Idealizado por Karaboga, em Karaboga et al. (2012), e intitulado de Colônia de Abelhas Artificiais (ABC - do inglês *Artificial Bee Colony*), a colônia é dividida em três grupos de abelhas que dividem o trabalho da coleta de mel (busca por soluções). São elas: as abelhas escoteiras (ou batedoras), empregadas (ou campeiras) e as espectadoras (ou exploradoras). Inicialmente, toda solução advém das abelhas escoteiras, que procuram, ao redor do ninho, novas fontes de alimento, muitas vezes, aleatoriamente e sem influência das demais. Logo, as informações (néctar) são passadas diretamente às abelhas empregadas, as quais trabalham em torno da fonte de alimento a fim de encontrar fontes ainda mais lucrativas ou não estagnadas na vizinhança. No momento em que as abelhas empregadas voltam à colmeia, a troca de informação entre as abelhas empregadas e as espectadoras se dá em uma área denominada, na literatura, área de dança, região mais importante na formação do conhecimento coletivo. Antes de examinar as fontes trazidas pelas empregadas, as abelhas espectadoras esperam pacientemente dentro da colmeia e não realizam trabalho algum, por isso, tanto as abelhas escoteiras como as espectadoras são também chamadas de desempregadas. Na área de dança, as fontes são escolhidas por uma técnica probabilística, e as mais lucrativas acabam se sobressaindo das demais, sendo frequentemente escolhidas pelas abelhas espectadoras. Então, elas saem da colmeia e realizam buscas, não muito vastas (busca local limitada), em torno da fonte de alimento, a fim de achar uma fonte ainda mais lucrativa. Toda vez que uma vizinhança se demonstra mais lucrativa em informação (néctar), a seleção gulosa é aplicada. Quando as fontes de alimentos não produzem mais melhoras (*fitness* melhores), determinadas por um número limite de movimentos, as abelhas empregadas as abandonam e tornam-se abelhas escoteiras, buscando em um espaço maior (espaço solução) outras fontes de alimentos.

Os três grupos alternam seus movimentos até um limite de iterações aceitáveis ou um tempo máximo de CPU ser excedido.

Akay e Karaboga (2015) apresenta um fluxograma básico do funcionamento do ABC, mostrado na Figura 20.

Para que um algoritmo seja robusto, é importante que ocorra um processo de exploração, neste caso realizado pelas abelhas exploradoras, e intensificação, realizado pelas abelhas espectadoras (AKAY; KARABOGA, 2015). Assim sugere que a colmeia seja dividida meio a meio.

Figura 20 – Fluxograma do funcionamento do ABC



Fonte: adaptado de Akay e Karaboga (2015, p. 2).

O ABC possui a princípio, apenas três parâmetros de controle a serem definidos pelo usuário:

- o *CS*: a quantidade de fontes de alimentos;

- *NMC*: o número máximo de ciclos;
- *lim*: o limite de buscas em volta de uma fonte de alimento;

O restante dos parâmetros é definido a partir dos anteriores:

- *AE*: abelhas empregadas, igual à metade de *CS*;
- *AP*: abelhas espectadoras, igual à diferença entre a colônia *COL* e *AE*;

Para a inicialização de cada solução x candidata, as abelhas $i, k = 1, 2, \dots, AE$ seguem a Equação (26), e $j = 1, 2, \dots, |A|$, uma aresta do vetor tamanho de arestas do problema, ϕ um fator randômico real entre $[0, 1]$. Os tipos mínimos e máximos podem variar em cada aresta, mas representam todos os tipos de chaves SW presentes.

$$x_j^i = x_j^{min} + \phi_j \cdot (x_j^{max} - x_j^{min}) \quad (26)$$

Já na fase das abelhas empregadas e espectadoras, a busca por novas fontes v , na vizinhança de x é dada pela Eq. (27), uma pequena modificação da Eq. (26), tal que ϕ agora é um número aleatório real distribuído uniformemente entre $[-1, 1]$, a abelha $i \neq k$, assim como as soluções $x^i \neq x^k$. A Eq. (27) é executada, ao menos, *CS* vezes por iteração.

$$v_j^i = x_j^i + \phi_j \cdot (x_j^i - x_j^k) \quad (27)$$

Para a seleção por aptidão da fonte, as espectadoras obedecem à seguinte probabilidade P da Eq. (28).

$$P_i = \frac{\sum_{n=1}^{AE} fitness(x_i)}{\sum_{n=1}^{AE} fitness(x_n)} \quad (28)$$

Assim, a aptidão (*fitness*) de cada solução x é determinada pela Eq. (29), conforme o valor de retorno $f(x)$ da função de otimização Eq. (18).

$$fitness(x) = \begin{cases} 1/(1 + f(x)) & \text{se } f(x) \geq 0, \text{ para minimizar} \\ 1 + |f(x)| & \text{se } f(x) < 0, \text{ para maximizar} \end{cases} \quad (29)$$

Para sobrevivência na colônia, é imprescindível a constante coleta de néctar (melhora do *fitness*) em uma fonte de alimento quaisquer. Sua estagnação, pelo limite *lim*, gera a reação das abelhas empregadas virarem escoteiras e buscarem novas fontes, Eq. (26), longe (randômica ou pseudo-randômica) da colmeia.

Shah, Tairan, Garg e Ghazali constataram em Shah et al. (2018) que a busca puramente aleatória pelas abelhas escoteiras, nas fases iniciais, é benéfica, mas não ao final das iterações da metaheurística, nas quais produzem soluções de baixíssima qualidade. O algoritmo utilizado por eles é a Colônia de Abelhas Artificiais Guiadas pela Melhor Solução (GABC), semelhante às equações do PSO de Poli et al. (2007).

2.9 Trabalhos Relacionados

Na literatura, encontram-se vários trabalhos relacionados ao PAC. Devido à natureza do problema e sua função multiobjetiva, é comum a implementação com metaheurísticas pela sua semelhança de tratamento com funções monobjetivas e por proporcionarem resultados satisfatórios, perto dos ótimos globais. Em Billinton e Jonnavithula (1996), é proposta uma solução usando a metaheurística *Simulated Annealing* (KIRKPATRICK et al.,) para resolução do PAC. Eles estipulam o número e a localização das chaves com a função-objetivo de minimizar os custos de interrupção, de instalação e manutenção. São usadas duas redes de distribuição para testes. A avaliação da confiabilidade é feita por meio dos índices DEC, Energia Esperada Não Suprida (ENS) e o custo esperado das interrupções no fornecimento de energia.

Em Teng e Liu (2003), propõem-se uma abordagem por colônia de formigas. Sua função monobjetiva é considerar a realocação das chaves existentes, minimizando os custos de interrupção do consumidor (CIC). Comparações são feitas com uma implementação de algoritmos genéticos (HOLLAND, 1975). Os testes são feitos em duas redes de 47 e 178 nós.

Em Chen et al. (2006), vê-se a aplicação de um algoritmo imunológico comparado com uma implementação do algoritmo genético em uma rede de distribuição real de 11 alimentadores de *Taiwan*, e suas implementações são em programação matemática. Para avaliar a confiabilidade do sistema de distribuição, é utilizado o índice de custos de interrupção do consumidor (CIC). A função-objetivo busca minimizar CIC e o custo de investimento da troca de chaves.

Em Benavides et al. (2009), faz-se uma comparação entre os algoritmos *Greedy Randomized Adaptive Search Procedures* (GRASP) e busca tabu (GLOVER, 1986), tratando as restrições do PREC e PAC juntamente, entre quatro instâncias da literatura e doze criadas para o problema com demandas aleatórias de carga, variando entre quatro parâmetros para α nas metaheurísticas associados a uma solução inicial semi-gulosa e uma busca local de primeira melhora.

Em AMEZQUITA (2015), a alocação de chaves é feita pelo algoritmo inteligente GRASP, o qual obedece aos índices de continuidade da duração (SAIDI) e da frequência das interrupções (SAIFI). O fluxo de potência PRES e PREC são obtidos por programação matemática em KNITRO, CPLEX e CPLEX respectivamente. Os testes são realizados em duas redes de, 43 e 136 nós.

Em Assis et al. (2014), Assis et al. (2015), Epifanio et al. (2019), é utilizada uma heurística gulosa juntamente ao algoritmo memético, com uma população estruturada para gerar soluções para o PAC. É abordada a resolução do problema monobjetivo e multiobjectivo. Uma delas aborda a alocação de seis tipos de chaves, respeitando as restrições do fluxo de potência, minimizando o custo de alocação das chaves e minimizando a END.

Em Junior (2016), também se faz uso do algoritmo imunológico, e vê-se a alocação ótima de dispositivos de manobra e dispositivos de proteção, sendo eles disjuntores e fusíveis, com o objetivo de minimizar o custo esperado das interrupções no fornecimento de energia e o

custo total de investimento e operação. Os testes são realizados em quatro redes de distribuição.

Em Nunes (2018), vê-se a utilização das metaheurísticas, GRASP e a *Variable Neighborhood Search*, para tratar o PAC e PREC em duas redes de 33 e 69 nós. A alocação visa reduzir o número de chaveamentos, melhorar os níveis de tensões, reduzir as perdas e a potência não distribuída no tempo de permanência da falta.

Na literatura, é possível encontrar vários tratamentos para o PRES, desde redes de Petri, algoritmos heurísticos, metaheurísticos, redes neurais artificiais, programação matemática, entre outros. Em Ling et al. (2005), vê-se a aplicação da inteligência artificial distribuída juntamente ao algoritmo de otimização de colônias de formigas, tal que a área interrompida é dividida entre um grupo de agentes para realizar buscas individualmente, isso torna PRES fracionada. Grandes redes de distribuição são utilizadas.

Em Garcia e França (2005), é proposto o método de busca tabu (GLOVER, 1986) multiobjectivo, com população estruturada, usando uma heurística construtiva e um método de busca local para resolver o PAC. Dois critérios são considerados: o da minimização das cargas não restauradas e o do número de operações das chaves. A aplicação obtém bons resultados e é feita em uma rede brasileira de 1057 barramentos. O método de restauração é igualmente usado em Assis et al. (2015).

Mello et al. (2013) trabalha com a restauração em um sistema distribuído, considerando fontes geradoras alternativas, propondo um algoritmo heurístico, no qual sua formulação minimiza a perda na rede primária (SDBT), índice de duração da interrupção média do sistema (SAIDI) e energia não suprida (ENS).

Em Silva (2016), trabalha-se com a metaheurística colônia de formigas em redes radiais de distribuição trifásicas e balanceadas, com o objetivo de minimizar a quantidade de consumidores não atendidos. Toda sua implementação é feita em programação matemática e é aplicado a redes IEEE de 16 e 33 barras.

Em Barbosa, Caminhas e Vasconcelos (2011), utiliza-se algoritmo evolucionário multiobjetivo genético e redes com arquitetura *Neo-Fuzzy Neuron*, para estimar a tensão nas barras, redes radiais, trifásicas e desequilibradas. Foram testadas cinco redes de pequeno e médio porte dotadas de um ou mais alimentadores, descobrindo uma solução ótima para uma dessas redes. Para o caso da PREC, quatro objetivos são propostos para minimização das perdas de potência ativa, do desvio das tensões nas barras, do carregamento de corrente nas barras, e da quantidade de manobras nas chaves. No PRES, prioriza-se a configuração da rede de menor tempo possível, com energização do maior número de cargas sem sobrecargas.

Em Guardado F. Rivas-Davalos (2014), são utilizados os algoritmos *Nondominated Sorting Genetic Algorithm II* e *Strength Pareto Evolutionary Algorithm II*, os quais são métodos populacionais de otimizações multiobjetivos. Para a PREC, é objetivado a minimização das perdas de tensão, os desvios de tensão, e o número de chaves operadas.

3 RESOLUÇÃO DO PROBLEMA DA ALOCAÇÃO DE CHAVES

Este capítulo descreve as etapas realizadas a fim de alcançar os objetivos propostos.

3.1 Implementação da Colônia de Abelhas GABC

Seguindo as melhorias de Shah, Tairan, Garg e Ghazali, a metaheurística implementada para resolução deste trabalho foi a GABC, guiada pela melhor solução. Quanto às modificações, as Equações (30), (31), (32) e (33) são usadas no lugar de (26) para as abelhas escoteiras. f_1 , f_2 e f_3 são funções escolhidas pelo autor deste trabalho, contínuas no intervalo (0,1) que representam a parcela da vizinhança e da melhor solução na geração de respostas, NC é a iteração corrente. Veja que enquanto f_1 representa a parcela randômica da resposta, f_2 e f_3 representa a parcela copiada na Eq. (30) da melhor solução.

$$x_j^i = x_j^{min} + f_1 \cdot \phi_j \cdot (x_j^{max} - x_j^{min}) + f_2 \cdot \psi_j \cdot (x_j^{best} - x_j^i) \quad (30)$$

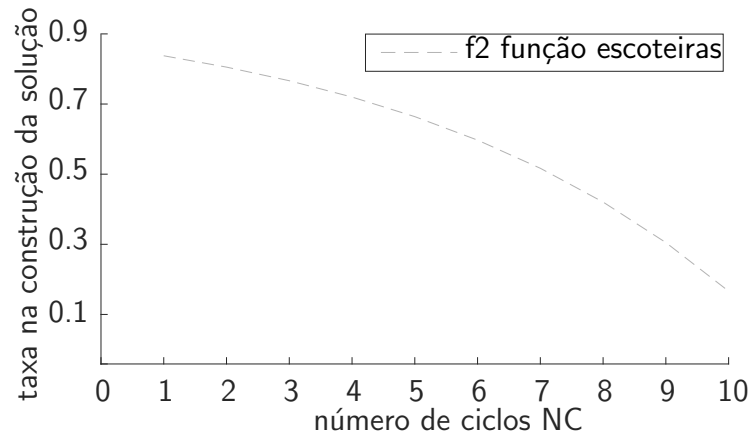
$$f_1(NC) = 1 - f_2 \quad (31)$$

$$f_2(NC) = e^{(\frac{NC}{NMC+1})^2} / e^2 \quad (32)$$

$$f_3(NC) = 0,8647 \quad (33)$$

A Figura 21, a seguir, mostra a variação das taxas de criação de respostas, funções f_1 e f_2 , em 10 iterações sugestivas ao longo do tempo NC para a metaheurística. Seja o intervalo

Figura 21 – Função de relação entre taxas randômica e de cópia na construção da solução



da taxa de construção randômica $(0, f_2)$, então o intervalo da taxa de cópia será $(f_2, 1)$.

Algoritmo 2: Pseudocódigo GABC

Entrada: $G = (V, A)$;

Dados: Defina os parâmetros de controle:

COL // tamanho da colônia

AE = COL/2; // abelhas empregadas

AP = COL/2; // abelhas espectadoras

AC // abelhas escoteiras;

lim // limite de movimentos nas buscas locais

lim_{tempo} // limite de tempo nas buscas

NMC // número máximo de ciclos

atualização = 0; // iteração desde a última atualização na melhor solução

Saída: S_{melhor} // vetor de chaves da melhor solução

// Inicialização Gulosa

$S_{melhor} \leftarrow$ Gera solução randômica(); //Eq.(30)

$S_{melhor} \leftarrow$ Busca local randômica(lim = 10); //Alg.8

$S_{melhor} \leftarrow$ Busca local movimenta c.seccionamento(); //Alg.5

$S_{melhor} \leftarrow$ Busca local eleva tipo(); //Alg.7

repita $NC < NMC$

 // Abelhas Escoteiras

para cada i de AC **faça**

se $NC == 1$ ou $S_i(lim) \geq lim$ **então**

$S_i \leftarrow$ Gera solução randômica(); //Eq.(30)

se $fitness(S_i) < fitness(S_{melhor})$ **então**

$S_{melhor} \leftarrow S_i$;

 atualização = 0;

 // Abelhas Empregadas

para cada i de AP **faça**

$S_i \leftarrow$ Busca local randômica(lim); //Alg.8

se $fitness(S_i) < fitness(S_{melhor})$ **então**

$S_{melhor} \leftarrow S_i$;

 atualização = 0;

 Calcule a probabilidade das soluções de AP; // Eq.(28)

 // Abelhas Espectadoras

para cada i de AS

$k \leftarrow$ roleta(AP);

se $S_i(lim) > lim$ **então**

$S_i \leftarrow S_k$;

$S_i \leftarrow$ Busca local randômica(lim); // Alg.8

Algoritmo 2: Pseudocódigo GABC (continuação)

```

se atualização  $\geq$  3
  |  $k = \text{rand}(0,5)$ ; // Alg.3, 4, 5, 6 e 7
  |  $S_i \leftarrow \text{Busca local } k ( S_i, \text{lim}_{\text{tempo}} )$ ;
end
se  $\text{fitness}(S_i) < \text{fitness}(S_{\text{melhor}})$ 
  |  $S_{\text{melhor}} \leftarrow S_i$ ;
  | atualização = 0;
end
end
// Busca Local Extra
se  $S_{\text{local}}(NC) == S_{\text{local}}(NC - 1)$  então
  |  $k = \text{rand}(0,5)$ ; // Alg.3, 4, 5, 6 e 7
  |  $S_{\text{melhor}} \leftarrow \text{Busca local } k( S_{\text{melhor}}, \text{lim}_{\text{tempo}} )$ ;
fim
se atualização é múltiplo de 3 então
  | para cada  $i$  de COL
  | |  $S_i \leftarrow \text{Busca local randômica}( 2 * \text{lim} )$ ; // Alg.8
  | end
senão
  |  $S_{\text{melhor}} \leftarrow \text{Busca local randômica}( \text{lim} )$ ; // Alg.8
fim
 $S_{\text{melhor}} \leftarrow \text{atribua a melhor solução da COL}$ ;
 $NC = NC + 1$ ;  atualização = atualização + 1;
end

```

O Algoritmo 2 mostra em detalhes a implementação da GABC proposta. A melhor resposta é iniciada por uma construção gulosa, passando pelo sorteio de estruturas de vizinhança seguidas da movimentação das chaves de seccionamento e elevação do tipo das chaves. Ainda, conta com alguns mecanismos para evitar a estagnação da melhor solução a longo prazo, dentro das abelhas espectadoras, um sorteio entre as cinco estruturas de vizinhança mais elaboradas é feito para escolher uma para cada uma das espectadoras. Além disso, é incrementada uma estrutura de vizinhança por iteração a melhor solução. Essa prática geralmente proporciona melhoras, mesmo quando as abelhas não encontram uma na última iteração.

3.2 Estruturas de Vizinhança

Algoritmo 3: Busca Local Movimenta Chaves de Manobra

```

Entrada:  $G = (V,A)$ ;
 $S$  = resposta a ser melhorada
 $limite_{local}$ ; // limite buscas locais
Dados:  $S_{local} = S$ ; // melhor local;
 $NA$  = todas as chaves de manobra presentes na resposta  $S$ ;
 $k,j$  = posição da chave;
Saída:  $S_{local}$ ;

para cada  $j$  de  $NA$  faça
     $S_j = 0$ ; // atribui uma aresta fechada sem chaves provocando uma malha
    Malha  $\leftarrow$  procura malha por busca em profundidade( $S$ );
    para cada  $k$  de Malha faça
         $S_k = NA(j)$ ;
         $S \leftarrow$  confere restrições( $S$ );
        se  $S \neq \{\}$  e  $fitness(S) < fitness(S_{local})$  então
             $S_{local} \leftarrow S$ ;
            se  $limite_{local} == 1$  então retorna  $S_{local}$  fim ;
        fim
    fim
fim

```

Das buscas locais implementadas, os Algoritmos 3, 4, 5, 6 e 7 são estruturas mais demoradas em tempo de CPU, pois testam a troca de tipo e posição, remoção ou inserção de todas as chaves correntes na solução de entrada S , por isso o uso delas é controlado pelo GABC, Alg. 2, usando o limite lim de movimentos e o limite de tempo lim_{tempo} . A $S \neq \{\}$ simboliza uma solução rejeitada, que não passa ao conferir suas restrições de radialidade, fluxo de potência ou da DEC limite dos alimentadores.

No Algoritmo 3, a busca em profundidade segue a mesma estrutura da Figura 19 da Seção 2.6.2, mudando apenas a ordem de acesso aos seus armazenados, uma LIFO (*Last in, First out*): o último a entrar se torna o primeiro a sair.

O Algoritmo 8 é chamado um total de $COL+1$ vezes, ou $2*COL$ em iterações múltiplas de três pelo GABC, Alg. 2. Nele, vê-se um sorteio das estruturas que vão ser usadas lim vezes. Cada estrutura interna tenta realizar exatamente $limite_{local} = 1$ movimento por vez, assim, garante um tempo de CPU mais igualitário entre a complexidade de movimentos dentro das estruturas. Quando, no Alg. 2, as abelhas não produzem melhoras na solução na iteração corrente, tanto dentro das espectadoras quanto na busca local extra, um sorteio é feito entre as mesmas estruturas de vizinhanças implementadas e então são usadas não mais pelo limite de movimentos lim , mas sim por um intervalo de tempo lim_{tempo} , a fim de produzir intensificação.

Algoritmo 4: Busca Local Remove Chaves de Seccionamento

Entrada: $G = (V,A)$;
 S = resposta a ser melhorada
 $limite_{local}$; // limite buscas locais
Dados: $S_{local} = S$; // melhor local;
 NF = todas as chaves de seccionamento presentes na resposta S ;
 k,j = posição da chave;
Saída: S_{local} ;

para cada j de NF **faça**
 $S_j = 0$; // atribui uma aresta fechada sem chaves
 $S \leftarrow$ confere restrições(S);
 se $S \neq \{\}$ e $fitness(S) < fitness(S_{local})$ **então**
 $S_{local} \leftarrow S$;
 se $limite_{local} == 1$ **então retorna** S_{local} **fim** ;
 fim
fim

Algoritmo 5: Busca Local Movimenta Chaves de Seccionamento

Entrada: $G = (V,A)$;
 S = resposta a ser melhorada
 $limite_{local}$; // limite buscas locais
Dados: $S_{local} = S$; // melhor local;
 NF = todas as chaves de seccionamento presentes na resposta S ;
 k,j = posição da chave;
Saída: S_{local} ;

para cada j de NF **faça**
 $Ramovazio \leftarrow$ laterais de S_j ;
 para cada k de $Ramovazio$ **faça**
 $S_k = S_j$; // atribui a chave
 $S_j = 0$; // atribui uma aresta fechada sem chaves
 $S \leftarrow$ confere restrições(S);
 se $S \neq \{\}$ e $fitness(S) < fitness(S_{local})$ **então**
 $S_{local} \leftarrow S$;
 se $limite_{local} == 1$ **então retorna** S_{local} **fim** ;
 fim
 $S = S_{local}$;
 fim
fim

Algoritmo 6: Busca Local Inserção de Chaves de Seccionamento

Entrada: $G = (V,A)$;
 S = resposta a ser melhorada
 $limite_{local}$; // limite buscas locais
Dados: $S_{local} = S$; // melhor local;
Ramovazio = todas as aresta sem chaves da resposta S ;
 k,j = posição da chave;
Saída: S_{local} ;

para cada j de Ramovazio **faça**
 S_j = chave seccionamento tipo 'C100'; // atribui a chave mais barata
 $S \leftarrow$ confere restrições(S);
 se $S \neq \{\}$ e $fitness(S) < fitness(S_{local})$ **então**
 $S_{local} \leftarrow S$;
 se $limite_{local} == 1$ **então retorna** S_{local} **fim** ;
 fim
 $S_j = 0$;
fim

Algoritmo 7: Busca Local Eleva Tipo da Chave

Entrada: $G = (V,A)$;
 S = resposta a ser melhorada
 $limite_{local}$; // limite buscas locais
Dados: $S_{local} = S$; // melhor local;
NF = todas as chaves de seccionamento presentes na resposta S ;
NA = todas as chaves de manobra presentes na resposta S ;
 j = posição da chave;
Saída: S_{local} ;

para cada j de NA e NF **faça**
 se $S_j == 'C400'$ **então**
 $S_j \leftarrow 'A400'$
 senão se $S_j == 'C600'$ **então**
 $S_j \leftarrow 'A600'$
 fim
 $S \leftarrow$ confere restrições(S);
 se $S \neq \{\}$ e $fitness(S) < fitness(S_{local})$ **então**
 $S_{local} \leftarrow S$;
 se $limite_{local} == 1$ **então retorna** S_{local} **fim** ;
 fim
fim

Algoritmo 8: Busca Local Randômica

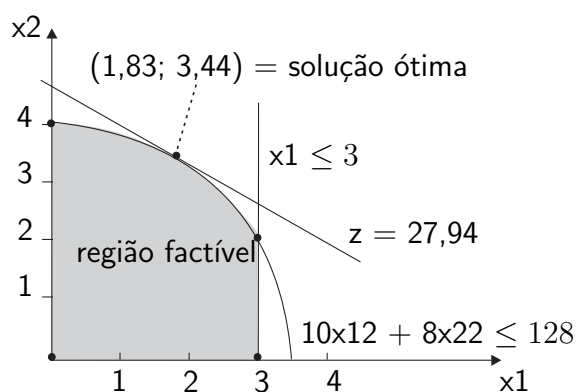
Entrada: $G = (V,A)$;
 S = resposta a ser melhorada
 lim_{tempo} // limite de tempo para Alg. 3, 4, 5, 6 e 7
 lim_{total} // limite buscas locais para Algoritmo 8
Dados: $S_{local} = S$; // melhor local;
 S_{melhor} // melhor global;
 $limite_{local} = 1$; // limite movimentos buscas locais para Alg. 3, 4, 5, 6 e 7
Saída: S_{local} ;

repita
 $r = rand(0,4)$;
 se $r == 0$ **então**
 | $S_{local} \leftarrow$ Busca local movimenta c.manobra($S_{local}, limite_{local}$); // Alg.3
 senão se $r == 1$ **então**
 | $S_{local} \leftarrow$ Busca local remove c.seccionamento($S_{local}, limite_{local}$); // Alg.4
 senão se $r == 2$ **então**
 | $S_{local} \leftarrow$ Busca local movimenta c.seccionamento(
 $S_{local}, limite_{local}$); // Alg.5
 senão se $r == 3$ **então**
 | $S_{local} \leftarrow$ Busca local inserção c.seccionamento(
 $S_{local}, limite_{local}$); // Alg.6
 senão
 | $S_{local} \leftarrow$ Busca local eleva tipo chave($S_{local}, limite_{local}$); // Alg.7
 fim
até $lim_{total} \cup lim_{tempo}$;

3.3 Restrições do Modelo

Na procura por soluções do problema, a geração de soluções é maior que o total de respostas válidas. Toda solução viável, representadas na Figura 22, é dita factível se ela satisfaz todas as restrições do modelo. Caso contrário, quando ela viola pelo menos uma das restrições, é chamada inviável ou infactível (FÁVERO; FAVERO, 2013).

Figura 22 – Exemplo de região factível

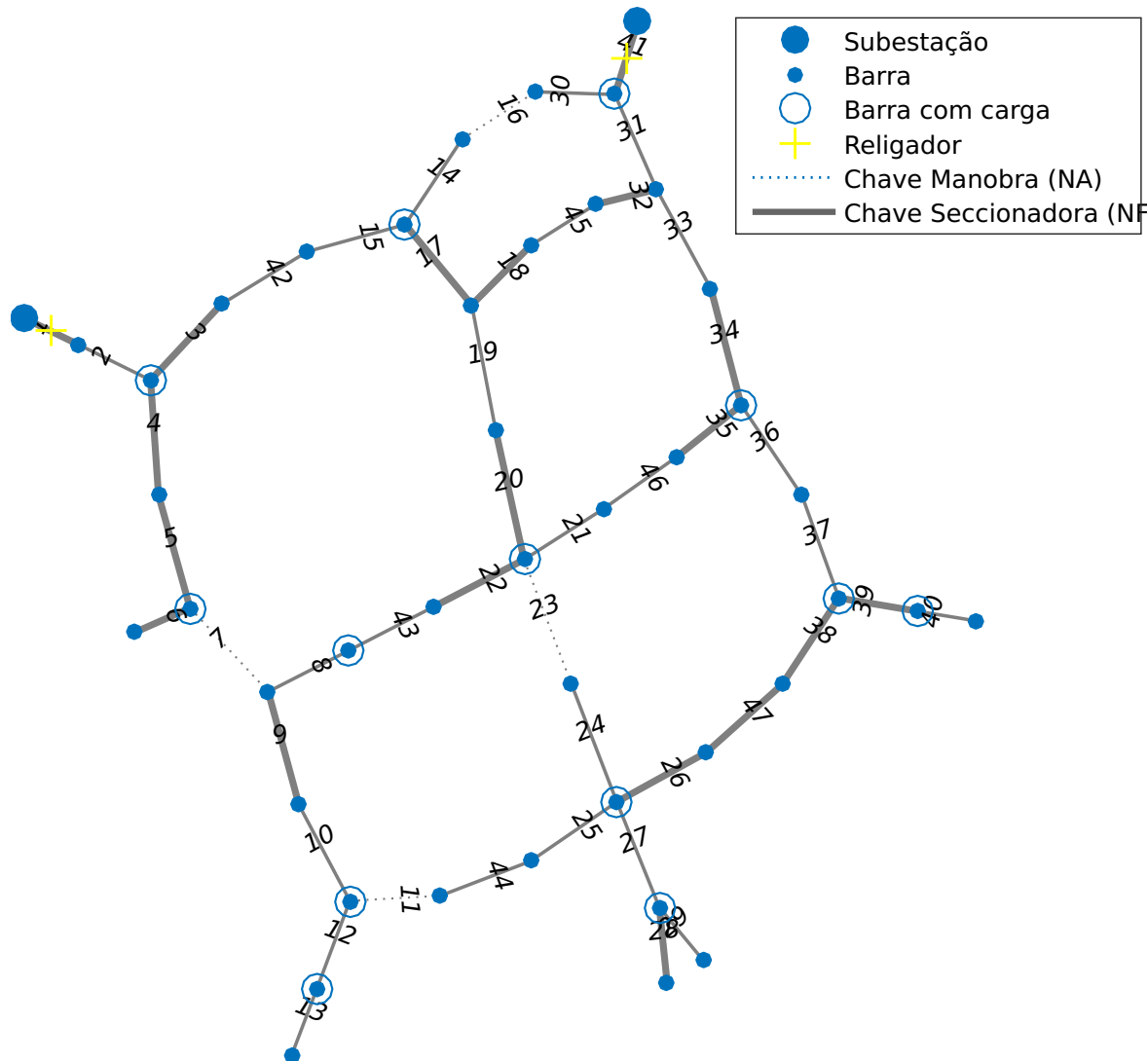


Fonte: Fávero e Favero (2013).

Para que a equação de geração de resposta Eq. (32), seja mais assertiva na geração de soluções factíveis ao problema, alguns cuidados são tomados. Sabe-se que há independência entre a quantidade e localização das chaves de seccionamento nas respostas, portanto, buscas locais envolvendo a remoção e inserção de seccionamento são pertinentes, mas não as chaves de manobras. Essas são limitadas em quantidade pela topologia e pela quantidade de alimentadores z contidos na rede. A Equação 34 mostra a relação exata da quantidade de chaves de manobra Y que deve-se alocar a fim de torná-la radial, tendo que m é a quantidade de malhas para a rede sem chaves.

$$|Y| = |z| + |m| - 1 \tag{34}$$

Figura 23 – Exemplo de resposta não radial para rede de 43 nós



Nas condições de radialidade, vê-se que qualquer presença de malha, quantidade extra de chaves ou diferente do catalogado a solução é rejeitada. A Figura 23 demonstra uma solução não radial para um exemplo de rede, com uma malha interna no alimentador 43, arestas 18, 19, 20, 21, 46, 35, 34, 33, 32, 45, e uma malha entre os alimentadores 1 e 43 1, 2, 3, 42, 15,

17, 18, 45, 32, 31, 41. Considere-se as subestações os pontos maiores e os consumidores os menores.

Nas condições da DEC limite, cada alimentador z possui um intervalo válido, já nas condições do fluxo de potência, fluxos negativos e ultrapassados do limite da chave são rejeitados.

Quando uma resposta é gerada, a chave de menor capacidade 'MC100' é escolhida para alocação em arestas distintas, como se vê na Figura 24 para 15 arestas escolhidas, na qual a corrente máxima simboliza a capacidade do tipo da chave. Fica a cargo do Algoritmo 9 elevar o tipo da chave a cada violação da corrente limite advinda do algoritmo de fluxo de potência. Se o algoritmo consome todas as opções, então a chave é retirada da aresta. O processo é percebido nas Figuras 25, 26, 27 e 28, quando as capacidades das chaves 1, 5, 33, 41, 9 e 44 são ultrapassadas na sequência. Para as não ultrapassadas, o tipo é elevado e mantido até o último chaveamento. A rede da Figura 23 é usada como exemplo e a configuração final das chaves que restaram na solução está na Figura 28.

Figura 24 – Capacidade entre as operações das chaves

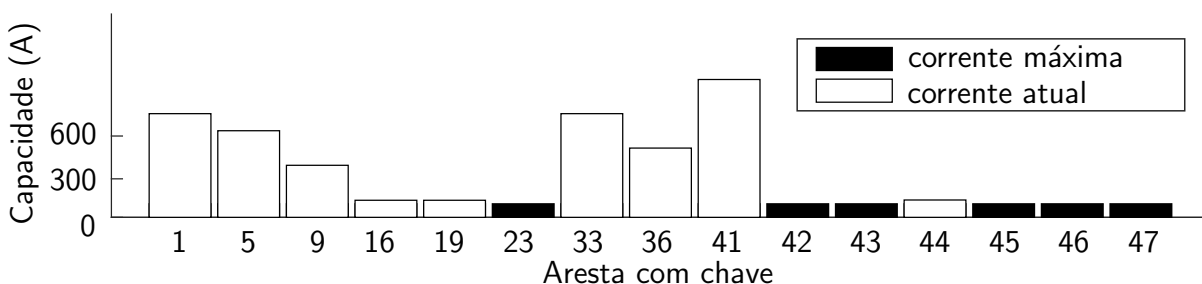


Figura 25 – Capacidade entre as operações das chaves

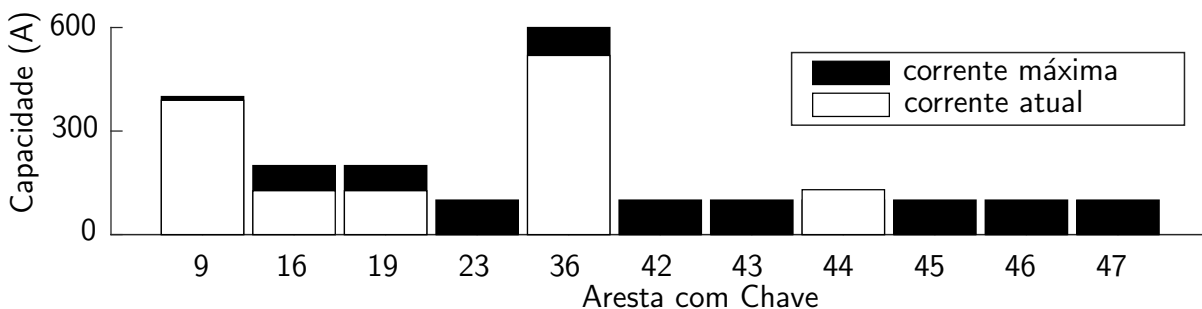


Figura 26 – Capacidade entre as operações das chaves

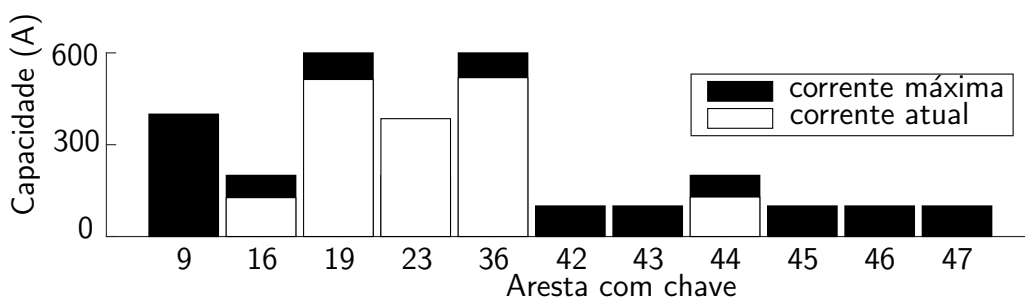


Figura 27 – Capacidade entre as operações das chaves

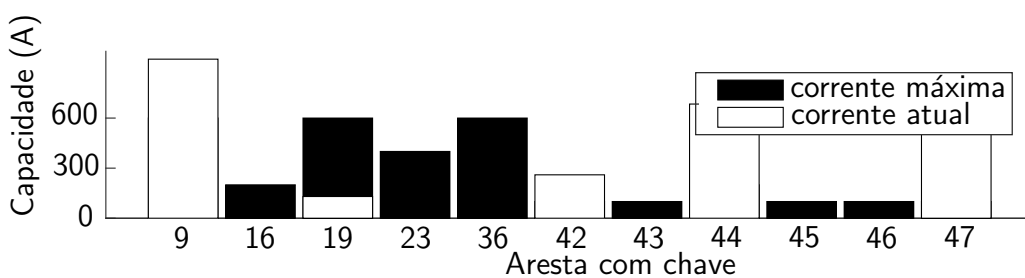
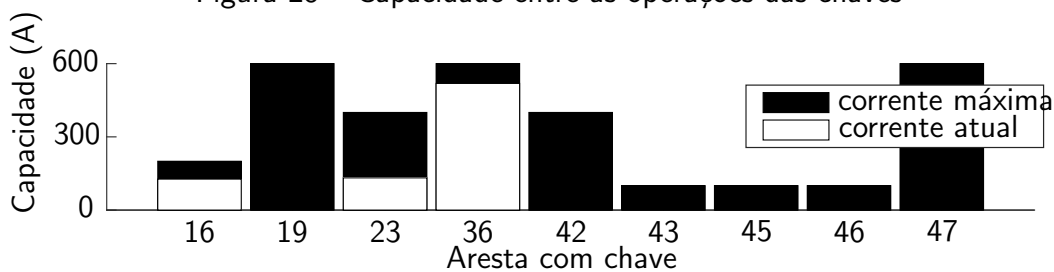


Figura 28 – Capacidade entre as operações das chaves



A fim de corrigir as respostas geradas para solucionar o problema o seguinte Algoritmo 9 é implementado.

Algoritmo 9: Confere Restrições

```

Entrada:  $G = (V,A)$ ;
 $S$  = uma resposta factível ou infactível
Dados:  $DEC_z$  // Duração equivalente de interrupção por unidade consumidora
           de  $S$  por alimentador;
 $t_{rz}$  // vetor tempo de restauração por alimentador de  $S$ ; Eq. (8)
 $conjchaves$  // conjunto de chaves de manobra e seccionamento operadas na
           restauração de  $S$ ;
Saída:  $S$ ;

// Radialidade
se  $\forall A$  de  $S \subset (NF \cup NA \cup ramovazio)$  e não há malha(  $S$  ) e obedece
   Equação radial(  $S$  ) // Eq.(2) então

senão
  | retorna  $S \leftarrow \{\}$ ; fim
fim

// DEC limite
 $t_{rz}$  ,  $conjchaves \leftarrow restauracao( S )$  // Alg.(1)
 $DEC_z \leftarrow DEC(S, t_{rz})$  // Eq.(6)
para  $DEC_z$  de  $S$  faça
  | se  $DEC_{zmin} \leq DEC_z \leq DEC_{zlim}$  // Eq. (24) então
  | senão
  | | retorna  $S \leftarrow \{\}$ ; fim
  | fim
fim

// Fluxo de potência
para cada chaves  $i$  operáveis de  $conjchaves$  faça
  |  $i \leftarrow fluxo\ de\ potencia( S, i )$ ; // Opere as chaves e calcule corrente pelas Eq.
  | (11) a (15)
  | para cada  $i$  envolvida faça
  | | se  $I_i < I_{T_{ipo}}$  então
  | | senão se  $T_{ipo_i} < 'A600'$  então
  | | |  $T_{ipo_i} = T_{ipo_i} + 1$ ; // Eleve o Tipo tab.3
  | | senão
  | | | retorna  $S \leftarrow \{\}$ ; fim
  | | fim
  | fim
  | para cada chave  $i$  de  $S$  faça
  | | se  $I_i < 0$  ou  $I_i > I_{max}$  então
  | | | retorna  $S \leftarrow \{\}$ ; fim
  | | fim
  | fim
fim

```

3.4 Análise Assintótica

A análise assintótica de um algoritmo, busca estimar o desempenho e tempo que um determinado algoritmo consome antes mesmo de ser implementado. Em um aspecto geral, busca estimar o tempo de processamento por estruturas já conhecidas e acaba beneficiando paradigmas de construção eficazes (CORMEN; LEISERSON; STEIN, 2012).

A notação O limita assintoticamente uma função superiormente. Para uma dada função $g(n)$ de tamanho de entrada n , denota-se por $O(g(n))$ (lê-se "ó grande de g de n ", ou "ó de g de n ") o conjunto de funções que limita $f(n)$, dados c e n positivos:

$$0 \leq f(n) \leq c.g(n)$$

Uma análise do GABC proposto, sugere que a complexidade computacional envolvida esteja na ordem de $O(n^9)$.

4 IMPLEMENTAÇÕES E RESULTADOS

Neste capítulo, apresenta-se os resultados dos algoritmos implementados em *software* MATLAB, assim como os resultados obtidos por simulação do fluxo de potência, desenvolvidos no *toolbox* MATPOWER. As redes iniciais de distribuição de energia são apresentadas como forma de validar o algoritmo de fluxo de potência implementado, por isso, apenas os parâmetros elétricos são apresentados.

Em seguida, são apresentados os resultados da alocação de chaves com o algoritmo GABC, proposto para as Redes de Juan Amézquita (AMEZQUITA, 2015).

Na última Seção 4.5, testes são realizados com a variação da taxa de composição da resposta. A questão do tempo versus qualidade é levantada.

4.1 Materiais

O equipamento utilizado foi um notebook, processador Intel(R) Core(TM) i3 @2.40GHz, Memória RAM de 4096MB, arquitetura 64 bits, sistema operacional Windows 7. A linguagem de implementação utilizada foi MATLAB (2015) e *toolbox* MATPOWER 7.0.

4.2 Fluxo de Potência por Backward Forward Sweep

A seguinte rede de distribuição é apresentada por Grainger e Lee (1982) e utiliza-se de 9 cargas para 1 alimentador localizado na barra 1, Figura 29. A tensão nominal do alimentador é de 23 kV e a potência base da rede trifásica para os cálculos é 100 MVA.

Figura 29 – Rede de 10 barras



As barras de cargas são representadas por pontos azuis. Uma quantidade de clientes demandam uma potência de carga, e cada demanda é simbolizada por um círculo em volta da barra (nós 2 a 10), exceto o alimentador (nó 1) que é representado por um ponto maior e sem carga.

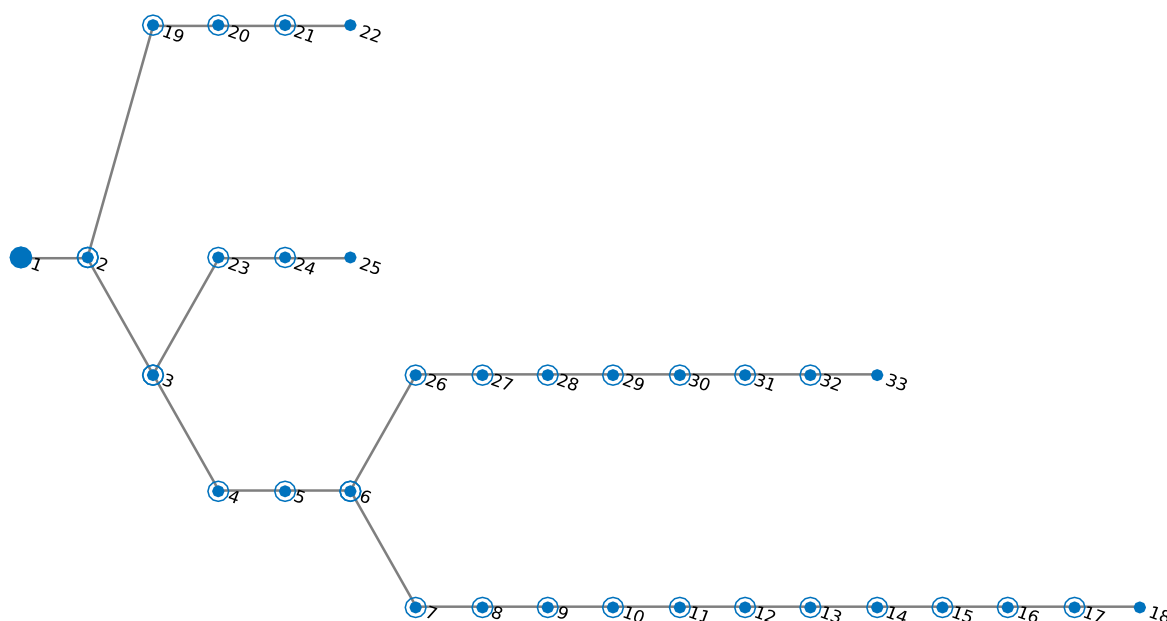
Tabela 5 – Resultado da rede de 10 barras

	Implementado	Matpower
P. ativa perdida (kW)	783,780	783,778
P. reativa perdida (kvar)	1036,474	1036,474
P. ativa gerada (MW)	13,152	13,152
P. reativa gerada (kvar)	5,222	5,223
Total carga ativa (MW)	12,368	12,369
Total de carga reativa (kvar)	4,186	4,187
Tempo (s)	0,033	0,041
Iterações	9	10

O erro tolerável até a convergência do método é de $1e-5$ e apresentou 9 passos, conforme a Tabela 5. Os cálculos são feitos com 4 casas decimais e apresentados 3 com arredondamento. As potências perdidas são somatórias da energia dissipada nas linhas de distribuição até o consumidor final. As potências geradas estão concentradas na subestação e as potências de carga são os somatórios das demandas dos clientes nas barras circuladas.

A rede de 33 barras, vista na Figura 30, é apresentada por Baran e Wu (1989a) com 1 subestação localizada na barra 1. A tensão nominal da rede é de 12,66 kV e sua potência base de 10 MVA. Essa rede possui chaves, e a configuração das abertas utilizadas é a mesma da numeração original de Baran e Wu, nós 8-21, 9-15, 12-22, 18-33, 25-29.

Figura 30 – Rede de 33 barras



Os resultados alcançados apresentam-se com leves variações pelos arredondamentos utilizados. O erro de $1e-5$ é utilizado.

Tabela 6 – Resultado da rede de 33 barras

	Implementado	Matpower
P. ativa perdida (kW)	202,676	202,677
P. reativa perdida (kvar)	135,140	135,141
P. ativa gerada (kW)	3918,000	3917,680
P. reativa gerada (kvar)	2435,000	2435,140
Total carga ativa (MW)	3,715	3,715
Total de carga reativa (Mvar)	2,300	2,300
Tempo (s)	0,050	0,051
Iterações	5	8

Utiliza-se, também, a rede radial de 34 barras de Chis, Salama e Jayaram (1997), como representado na Figura 31. A rede apresenta apenas uma subestação na barra 1 com tensão nominal de 11 kV e potência base trifásica de 100 MVA. O mesmo erro de tolerância $1e-5$ é utilizado. Neste caso, não há cargas nas barras 3, 6, 7 e 10.

Figura 31 – Rede de 34 barras

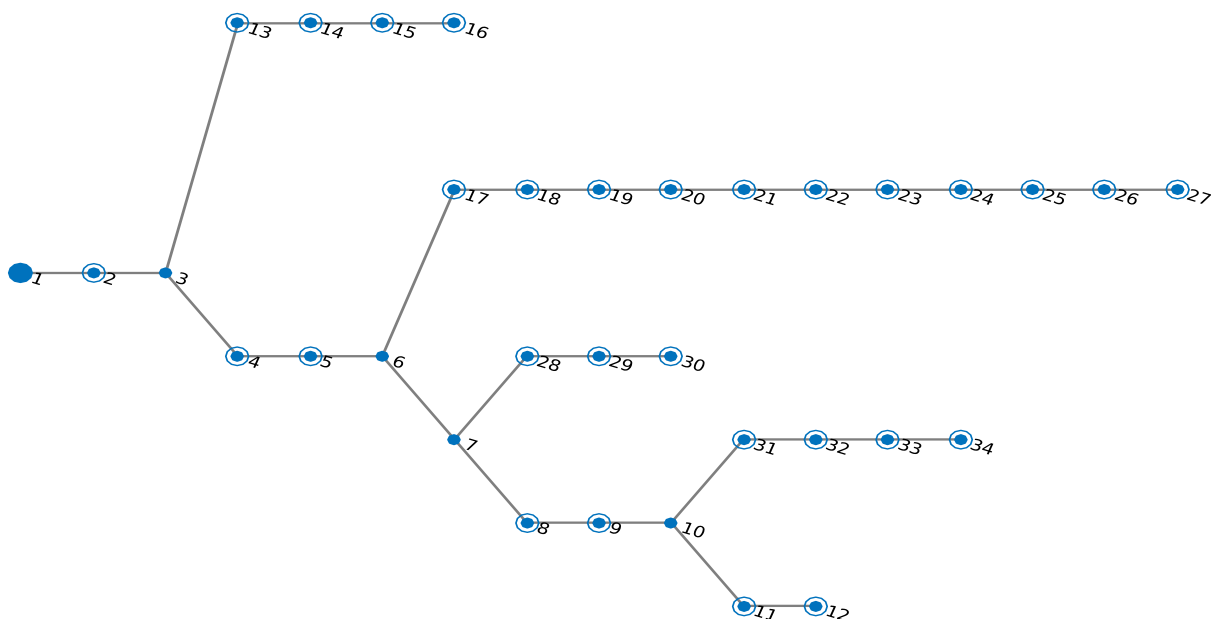


Tabela 7 – Resultados da rede de 34 barras

	Implementado	Matpower
P. ativa perdida (kW)	222,214	222,292
P. reativa perdida (kvar)	65,248	65,278
P. ativa gerada (MW)	4,860	4,859
P. reativa gerada (Mvar)	2,950	2,951
Total carga ativa (MW)	4,636	4,636
Total de carga reativa (Mvar)	2,885	2,885
Tempo (s)	0,049	0,057
Iterações	3	7

A rede de 70 barras a seguir, Figura 32, é apresentada por Baran e Wu (1989b) e possui maior ramificação que as anteriores. A rede radial tem um alimentador localizado na barra 1, tensão nominal de 12,66 kv e potência base trifásica de 10 MVA. Para os cálculos, o erro de tolerância $1e-5$ é utilizado.

Figura 32 – Rede de 70 barras

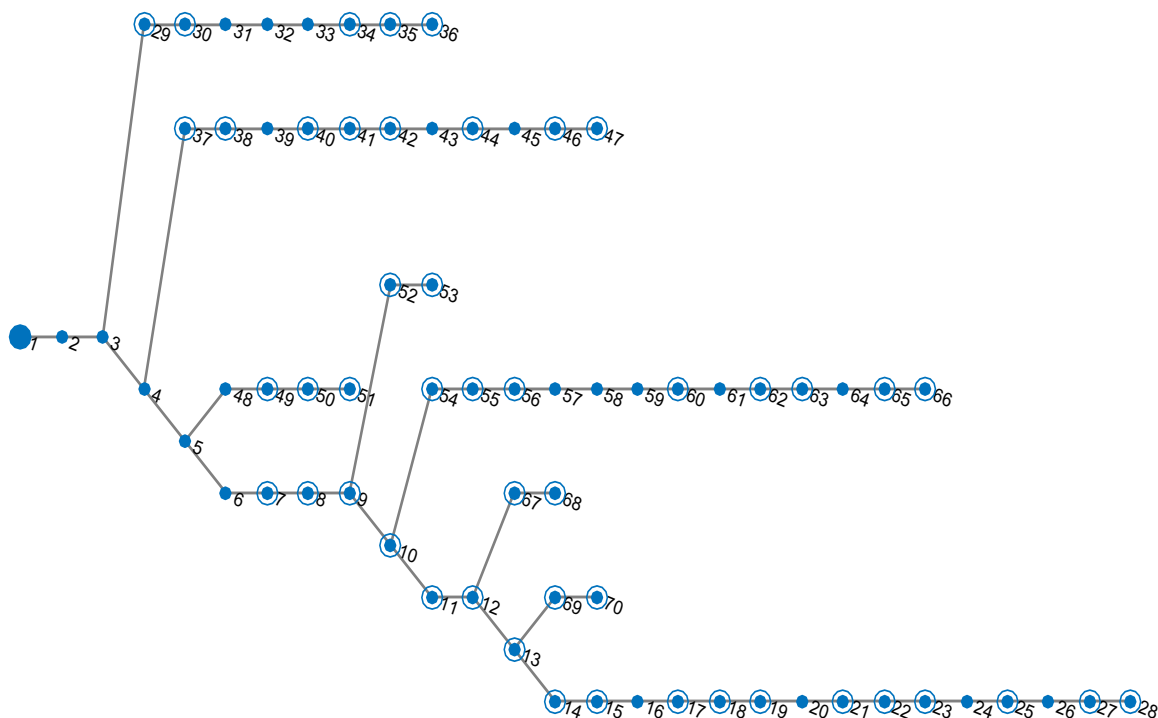


Tabela 8 – Resultados da rede de 70 barras

	Implementado	Matpower
P. ativa perdida (kW)	225,019	225,001
P. reativa perdida (kvar)	102,180	102,165
P. ativa gerada (MW)	4,027	4,027
P. reativa gerada (Mvar)	2,796	2,797
Total carga ativa (MW)	3,802	3,802
Total de carga reativa (Mvar)	2,695	2,695
Tempo (s)	0,011	0.063
Iterações	7	8

Para todas as redes utilizadas, vê-se um erro de aproximação na quinta casa decimal, como o implementado. A aproximação da resposta simulada sugere o êxito da implementação. A diferença entre passos de convergência fica mais evidente na rede de 34 barras, presente na Tabela 7. Vale ressaltar que a limpeza inicial das variáveis e o erro de tolerância fazem o algoritmo convergir mais rápido. A divergência entre as potências ativas e reativas perdidas nas linhas também são mais evidentes na rede de 34 barras, pois manteve-se a tolerância e aumentou-se a potência base dos cálculos, a mesma usada na literatura.

Na Tabela 9, é feita uma comparação entre as três opções possíveis de cálculo para redes radiais de distribuição presentes no simulador utilizado. Vê-se que, em quaisquer casos, a implementação sugerida não demandou mais iterações ou tempo de execução.

Tabela 9 – Comparação dos métodos de cálculo do simulador MATPOWER na rede 33 barras

	Implementado	Matpower		
		Somatório de correntes	Somatório de Potências	Somatório de Admitância
Tempo (s)	0,050	0,051	0,066	0,053
Iterações	5	8	5	8

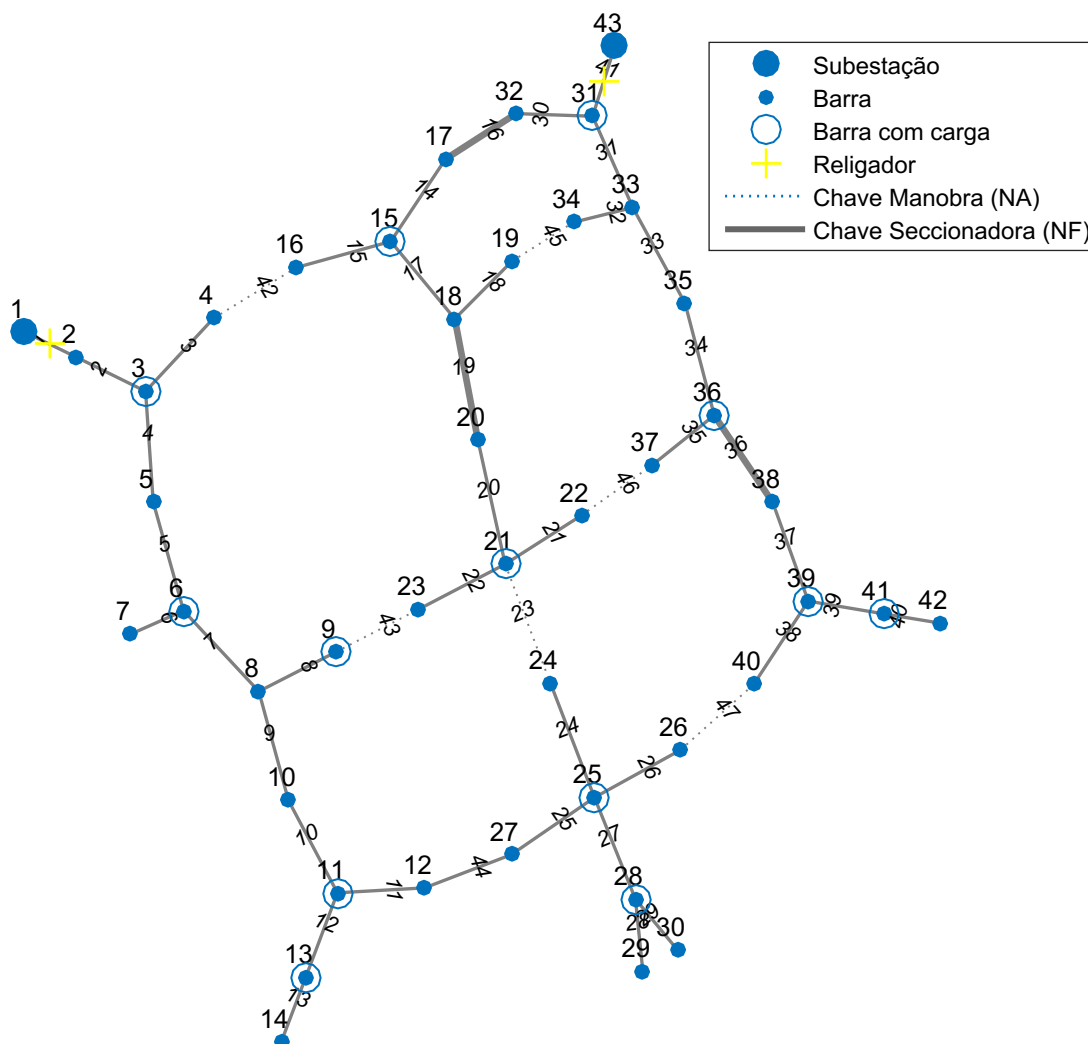
4.3 Alocação de Chaves Para Rede de 43 Barras

Para demonstrar a eficiência da metodologia, duas redes são utilizadas para avaliação. A rede de 43 nós, usada até o momento como exemplo nas Seções 2.4.3 e 3.3, disponível em AMEZQUITA (2015), agora é usada para otimização.

A rede abaixo representa um sistema de distribuição com duas subestações nos nós 1 e 43, representadas por pontos maiores. As cargas de demanda estão representadas por círculos nos nós carregados. As chaves de seccionamento e manobra são desenhadas diferentemente.

Os parâmetros elétricos usados são: $V_{nom} = 7,967$ kV, $I_{max} = 1000$ A, $S_{base} = 10$ MVA. Para as resistências R_{ij} e reatâncias X_{ij} das chaves abertas, foram considerados valores mínimos da rede de referência $157,54e-6$ pu e 0 pu, para as chaves fechadas os valores $9.658,97e-6$ pu e $14.179,23e-6$ pu. As potências de demanda P_i e Q_i foram multiplicadas em dez vezes para elevar as correntes e adequar ao modelo utilizado, possibilitando a escolha de mais tipos de chaves pelo otimizador. No algoritmo de fluxo de potência uma tolerância $1e-5$ é permitida.

Figura 33 – Rede de 43 barras de AMEZQUITA (2015)



Os parâmetros físicos usados para a quilometragem média das arestas = 100 m, a taxa de falha/km = 4,3 e a taxa de participação do DEC, $\delta = 0,5$. A configuração inicial das chaves é sugerido por Juan Amézquita como: seccionamentos $X = \{ 1\ 2; 5\ 6; 8\ 10; 12\ 27; 18\ 20; 17\ 32; 43\ 31; 33\ 35; 36\ 38 \}$ e de manobras $Y = \{ 4\ 16; 9\ 23; 21\ 24; 19\ 34; 22\ 37; 26\ 40 \}$.

A Figura 33 representa a rede em seu estado inicial, e, na Tabela 10, há mais informações a respeito da rede e do seu carregamento.

Tabela 10 – Informações complementares da rede de 43 barras

Subestações	Comprimento (m)	Clientes	Carga ativa (MW)	Carga reativa (MVAr)
2	4.700,0	1.630,0	16,0	3,2

Ao trabalhar com o presente modelo, percebe-se que o custo da energia não distribuída deve ter um peso maior em relação ao custo das chaves, a dimensão das redes deve ser grande, além do custo das chaves automáticas serem maiores do que as manuais, pois, caso contrário o limite de custos faz o otimizador economizar nas chaves e inviabilizar as automáticas. Uma relação de igualdade 1:1 entre os custos, inviabiliza a alocação de quaisquer chaves. Portanto, o valor da taxa de falha/km foi ajustado para dispor uma relação 1000:1 entre os custos nas soluções, sem nenhuma chave e com chaves em todas as arestas. A Tabela 11 mostra a relação entre a Duração equivalente de Interrupção para os dois alimentadores após DEC_{máx} e DEC_{min} estipulados pela Equação (24).

Tabela 11 – DEC da rede 43 barras

Alimentador	DEC		
	Mínimo	Limite	Máximo
1	2.878	19.488	36.099
43	2.670	13.891	25.112

Para otimizar a rede, a configuração utilizada no Algoritmo GABC, Alg. 2, foi uma colônia de 10 abelhas, 5 Empregadas, 5 Espectadoras, com um limite de 6 movimentos nas buscas locais por iteração e um limite de tempo de 60 seg nas buscas locais por iteração. A taxa constante da Eq. (33) é escolhida para as escoteiras. O algoritmo foi rodado até a convergência de dez iterações.

Na Figura 34, há o desempenho por iteração e por tempo. Nela, vê-se a queda brusca no custo da rede logo após a resposta gulosa, representada até a 4ª iteração em 1 min e 10 seg, uma queda de 95,56% em relação à configuração inicial, seguido de melhorias significativas 98,90% no GABC, até a 63ª iteração em 2 hrs e 49 min. Após esse tempo, o algoritmo não apresenta melhoras superiores a 1% da resposta anterior até a 128ª iteração após 7 hrs e 2 min e 1 seg. O algoritmo converge na 128ª iteração com 99,04% de melhoras em relação a configuração inicial.

Figura 34 – Desempenho da GABC para rede de 43 nós

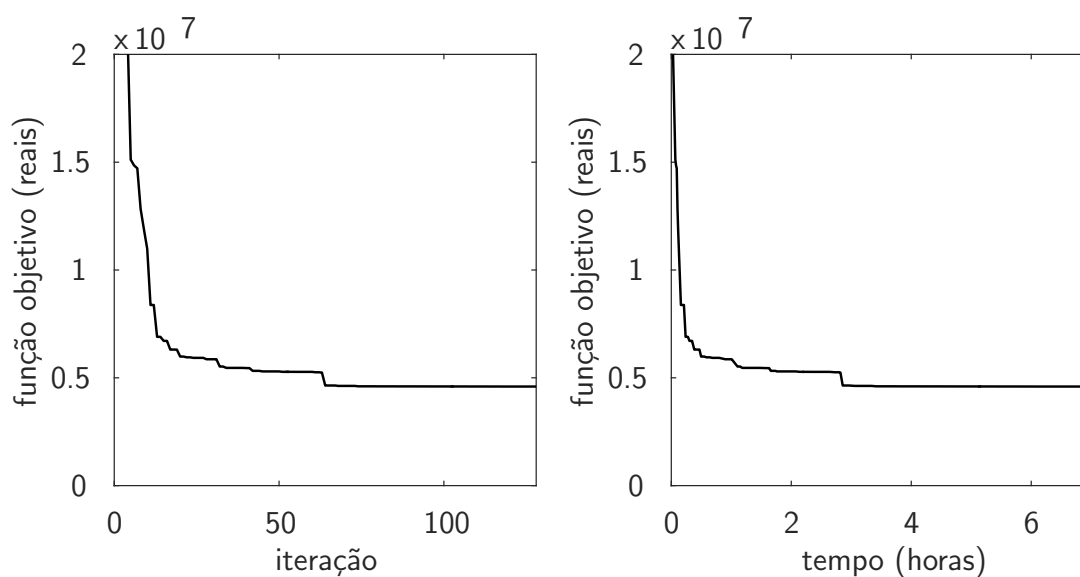


Tabela 12 – Informações das chaves e custos da rede de 43 barras

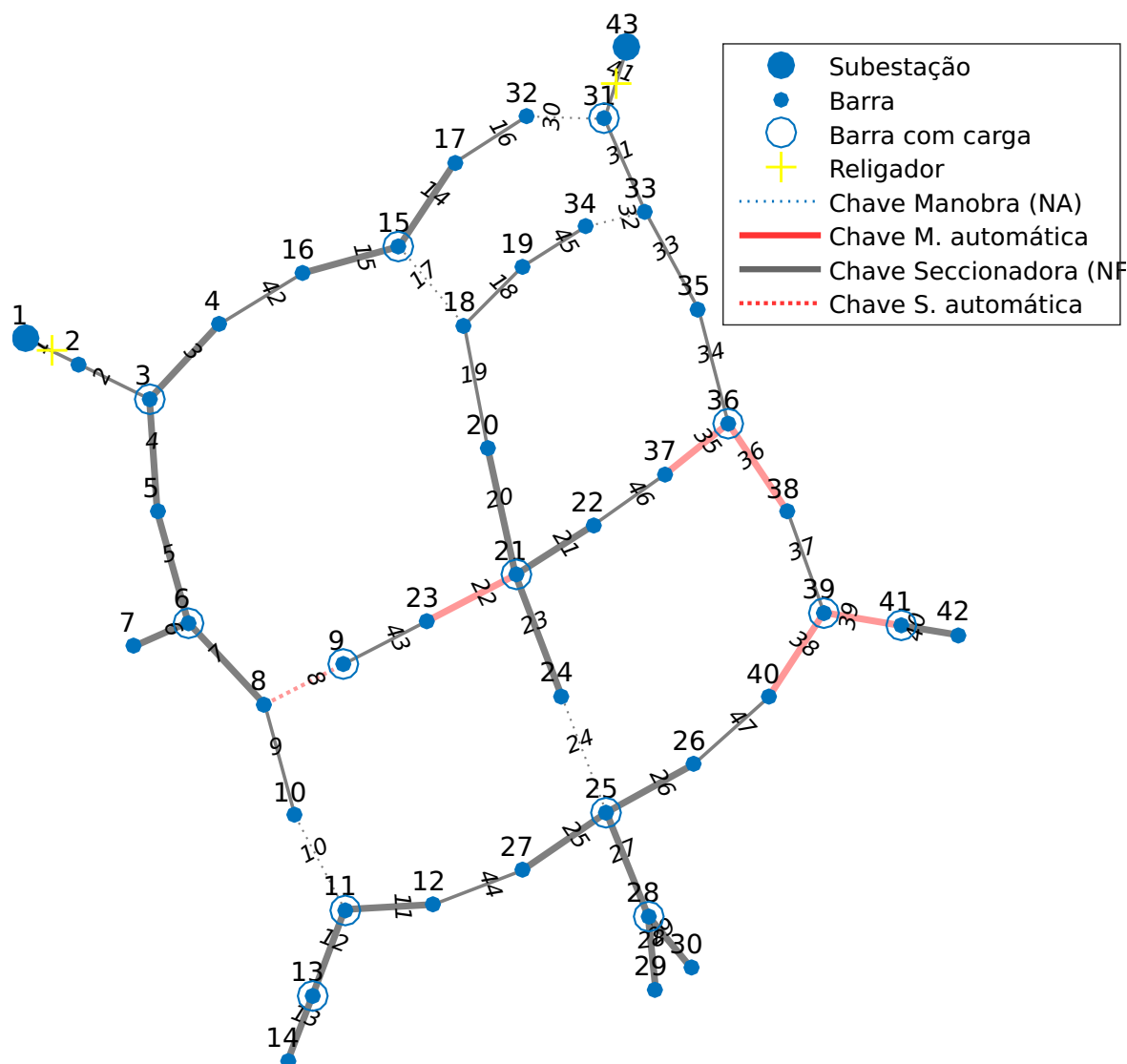
	Chaves		END (R\$/ano)			Custo (R\$)		
	Inicial	Final	alimentador	Inicial	Final		Inicial	Final
Manuais	9	30	1	428.341.662	254.027	END	477.773.791	4.330.530
Automáticas	0	6	2	49.432.129	4.076.503	Chaves	40.857	264.376
Total	9	36	Total	477.773.791	4.330.530	Total	477.814.648	4.594.906

Na Tabela 12, vê-se a END separada por alimentador, assim como o custo total da END e o custo das chaves antes e após a otimização. A presença da maior parcela da END no alimentador um acaba sendo transferido para o segundo após a otimização. Na tabela, percebe-se a importância das chaves automáticas na queda do custo da função objetivo. Um total de 6 chaves automáticas são alocadas e 30 manuais inclusas seccionamento e manobra. A energia não distribuída final da rede é 99,09% mais baixa que a inicial, apresentando uma queda de R\$ 473.443.261,00 reais. Mesmo reduzindo o custo total, o maior peso continua sendo a energia não distribuída na rede. A redução total do custo da rede decaiu 99,04% o equivalente a R\$ 473.219.742,00 reais.

A Figura 35, a seguir, mostra a topologia da rede otimizada, na qual pode ser vista uma maior presença da quantidade de chaves e a colocação das automáticas em pontos estratégicos para a restauração dos setores. Assim, a rede passa de 9 para 26 setores excluindo as subestações. A alocação nos mostra que setores finais sem ligação malhada, como o caso do nó 7, são vantajosos se isolados por novos setores com uma chave de seccionamento, pois ficam fáceis de serem desligados em uma eventual falha. Apesar de as chaves automáticas serem vantajosas pelo tempo reduzido, muitos pontos apresentam corrente elevada para alocação, não sendo possível pela restrição da corrente apresentada, como é o caso da aresta 31. Para algumas posições das chaves, ao extremo do alimentador, as correntes são baixas na transferência de

setores o que acarreta em ramos vazios ou chaves baratas, esse é o caso das arestas 44 e 47.

Figura 35 – Rede de 43 barras otimizada



A Tabela 13 mostra a disposição do tipo da chave por aresta, em que 0 corresponde à aresta sem chaves, M corresponde à manobra, S seccionamento, C ao tipo manual e A automática.

Nas Tabelas 14 e 15, apresentam-se estatísticas do algoritmo GABC. Na primeira, tem-se a contabilização das respostas rejeitadas por grupo de restrição. Vê-se que as categorias 'Outro Erro', seguidas das restrições do fluxo de potência, são as responsáveis pela exclusão de respostas. 'Outro erro' contabiliza erros da composição das respostas. Já na segunda tabela, tem-se a contabilização das melhoras agrupadas por busca local utilizada. A elevação de chaves para automática é a mais utilizada, como o esperado pela importância atribuída a END. Na Tabela 16, o tempo da função confere restrições, Algoritmo 9.

Tabela 13 – Configuração das chaves rede de 43 barras

Aresta	Chave								
Antes	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(1-9)	0	0	0	0	0	0	SC200	0	0
(10-18)	SC600	0	0	0	MC400	0	0	0	0
...	0	0	0	0	0	0	0	0	SC600
(37-45)	0	0	0	0	0	MC400	MC100	0	MC100
(46-47)	MC100	MC600							
Depois	0	0	MC200	MC400	MC400	MC100	MC400	SA400	0
(1-9)	SC400	MC200	MC200	MC100	MC100	MC200	0	SC200	0
(10-18)	0	MC200	MC600	MA400	MC400	SC400	MC200	MC400	MC200
...	MC100	MC100	SC100	0	SC100	0	0	MA600	MA600
(37-45)	0	MA400	MA400	MC100	0	0	0	0	0
(46-47)	0	0							

Tabela 14 – Estatística de rejeição das respostas na rede de 43 barras

DEC limite	3.801
Limite tipo chave	15.184
Radialidade	2.695
Outro erro	17.783
Total	39.463

Tabela 15 – Estatística de melhora por busca local na rede de 43 barras

Movimentação da chave de Man.	205
Remoção de chaves	247
Movimenta chave de Sec.	332
Inserção de chave de Sec.	872
Eleva o tipo da chave	1202

Tabela 16 – Estatística de tempo da função confere restrições variando as taxas de composição da resposta na rede de 43 barras

Taxas	Tempo ¹ (s)
5% randômica + 95% cópia	2
10% randômica + 90% cópia	3
25% randômica + 75% cópia	7
50% randômica + 50% cópia	15

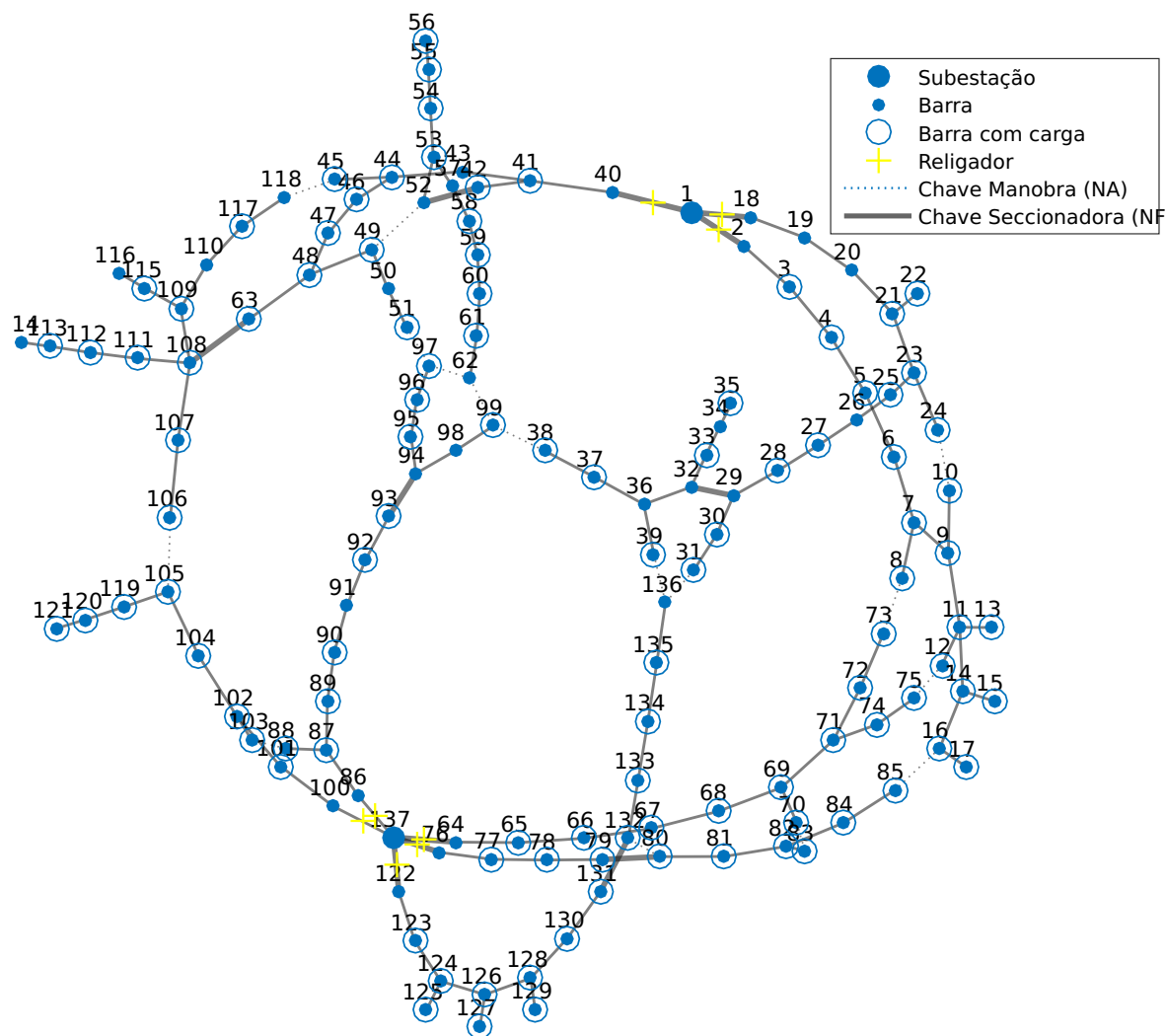
¹Média de 5 respostas.

4.4 Alocação de Chaves Para Rede de 136 Barras

A rede de distribuição a seguir, também adaptada de Juan Amézquita, está disponível em AMEZQUITA (2015) e apresenta uma configuração inicial com duas subestações nos nós 1 e 137 em pontos maiores. As cargas de demanda estão representadas por círculos nos nós carregados, e as chaves de seccionamento e manobra são desenhadas por linha contínua e pontilhada.

Os parâmetros elétricos usados são: $V_{nom} = 13,800$ kV, $I_{max} = 1000$ A, $S_{base} = 20$ MVA. Para as resistências R_{ij} e reatâncias X_{ij} das chaves abertas, foram considerados valores mínimos de $105,02e-6$ pu e 0 pu, para as chaves fechadas valores de $9.321,71e-6$ pu e $11.518,86e-6$ pu. As potências de demanda P_i e Q_i foram multiplicadas em três vezes para elevar as correntes e adequar ao modelo utilizado, possibilitando a escolha de mais tipos de chaves pelo otimizador. No algoritmo de fluxo de potência uma tolerância $1e-5$ é permitida.

Figura 36 – Rede de 136 barras de AMEZQUITA (2015)



Os parâmetros físicos usados para a quilometragem média das arestas = 100 m, a taxa de falha/km = 0,606 e a taxa de participação do DEC, $\delta = 0,5$. A configuração inicial das chaves é sugerido por Juan Amézquita como: seccionamentos $X = \{ 1\ 2; 1\ 18; 1\ 40; 137\ 64; 137\ 76; 137\ 86; 137\ 100; 137\ 122; 63\ 108; 42\ 52; 79\ 80; 131\ 132; 93\ 94; 32\ 29 \}$ e de manobras $Y = \{ 24\ 10; 49\ 52; 105\ 106; 12\ 75; 16\ 85; 31\ 136; 39\ 136; 38\ 99; 62\ 99; 62\ 97; 51\ 97; 45\ 118; 8\ 73; 70\ 83; 88\ 103; 80\ 132 \}$.

A Figura 36 representa a rede em seu estado inicial, e, na Tabela 17 tem-se mais informações a respeito da rede e do seu carregamento.

Tabela 17 – Informações complementares da rede de 136 barras

Subestações	Comprimento (m)	Clientes	Carga ativa (MW)	Carga reativa (MVar)
2	15.100,00	7.875,00	54,94	23,79

O valor da taxa de falha/km foi ajustado para dispor uma relação 100:1 entre os custos nas soluções sem nenhuma chave e com chaves em todas as arestas. A Tabela 18 mostra

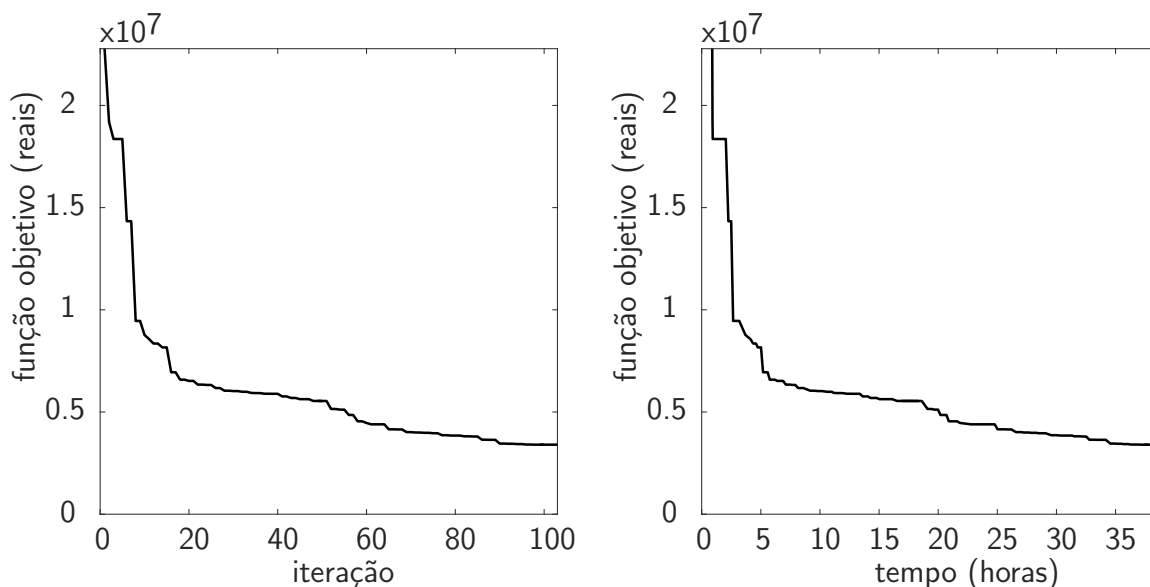
a relação entre a Duração equivalente de Interrupção para os dois alimentadores após $DEC_{máx}$ e DEC_{min} estipulados pela Equação (24).

Tabela 18 – DEC da rede 136 barras

Alimentador	DEC		
	Mínimo	Limite	Máximo
1	517	8.442	16.368
137	416	6.733	13.050

Para otimizar a rede, a configuração utilizada no Algoritmo GABC, Alg. 2, foi uma colônia de 10 abelhas, 5 Empregadas, 5 Espectadoras, um limite de 6 movimentos nas buscas locais por iteração e um limite de tempo de 60 seg nas buscas locais por iteração. A taxa constante Eq. (33) é escolhida para as escoteiras. O algoritmo foi rodado até a convergência de cinco iterações.

Figura 37 – Desempenho da GABC para rede de 136 barras



Na Figura 37, vê-se o desempenho por iteração e por tempo, nela tem-se a queda brusca no custo da rede logo após a heurística inicial, representada até a 4ª iteração em 57 min, uma queda de 79,09% em relação a configuração inicial, e na 10ª iteração com 4 hrs e 44 min, uma queda de 90,01% em relação a configuração inicial. Entre a 61ª, em 25 hrs e 1 min, e a última iteração, tem-se a queda menor que 1% no custo da rede. O GABC converge na 99ª iteração em 38 hrs e 47 min apresentando uma melhora total de 96,13% em relação a configuração inicial.

Tabela 19 – Informações das chaves e custos da rede de 136 barras

	Chaves		END (R\$/ano)			Custo (R\$)		
	Inicial	Final	alimentador	Inicial	Final		Inicial	Final
Manuais	28	26	1	68.989.562	574.971	END	87.677.656	2.320.479
Automáticas	0	71	137	18.688.094	1.745.508	Chaves	115.348	1.081.031
Total	28	97	Total	87.677.656	2.320.479	Total	87.793.004	3.401.510

Na Tabela 19, vê-se a parcela da END dos alimentadores assim como o custo da END e o custo das chaves antes e após a otimização. A alocação de chaves automáticas é predominante neste caso, subindo de 0 para 71 chaves, já as manuais decaem de 28 chaves iniciais para 26. A energia não distribuída final da rede é 97,35% menor que a inicial, apresentando uma queda de R\$ 85.357.177,00 reais. Mesmo reduzindo o custo total, o maior peso continua sendo a energia não distribuída na rede. A redução total do custo da rede decai 96,13% o equivalente a R\$ 84.391.494,00 reais.

A Figura 38, mostra a topologia da rede otimizada, e vê-se uma maior presença da quantidade de chaves e a colocação das automáticas em pontos estratégicos para a restauração dos setores, a rede passa de 14 para 89 setores excluindo as subestações. A alocação nos mostra que a rede ficou bastante chaveada devido a importância da END atribuída, as arestas próximas às subestações não apresentam chaves devido a restrição de correntes, já às mais afastadas é preferível chaves baratas ao invés de arestas vazias.

Tabela 20 – Configuração inicial das chaves na rede de 136 barras

Aresta	Chave								
	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Antes	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(1-9)	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(10-18)	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(...)	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(134-142)	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(143-151)	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	MC100	MC100	MC600	SC100	MC400
	MC400	0	0	SC600	MC600	SC100	SC400	SC400	SC400
	SC200	SC400	SC100	SC100	SC100	MC600	SC100	SC100	SC100
	MC100	SC100	MC400	MC400	MC400	MC400	SC100		

Figura 38 – Rede de 136 barras otimizada

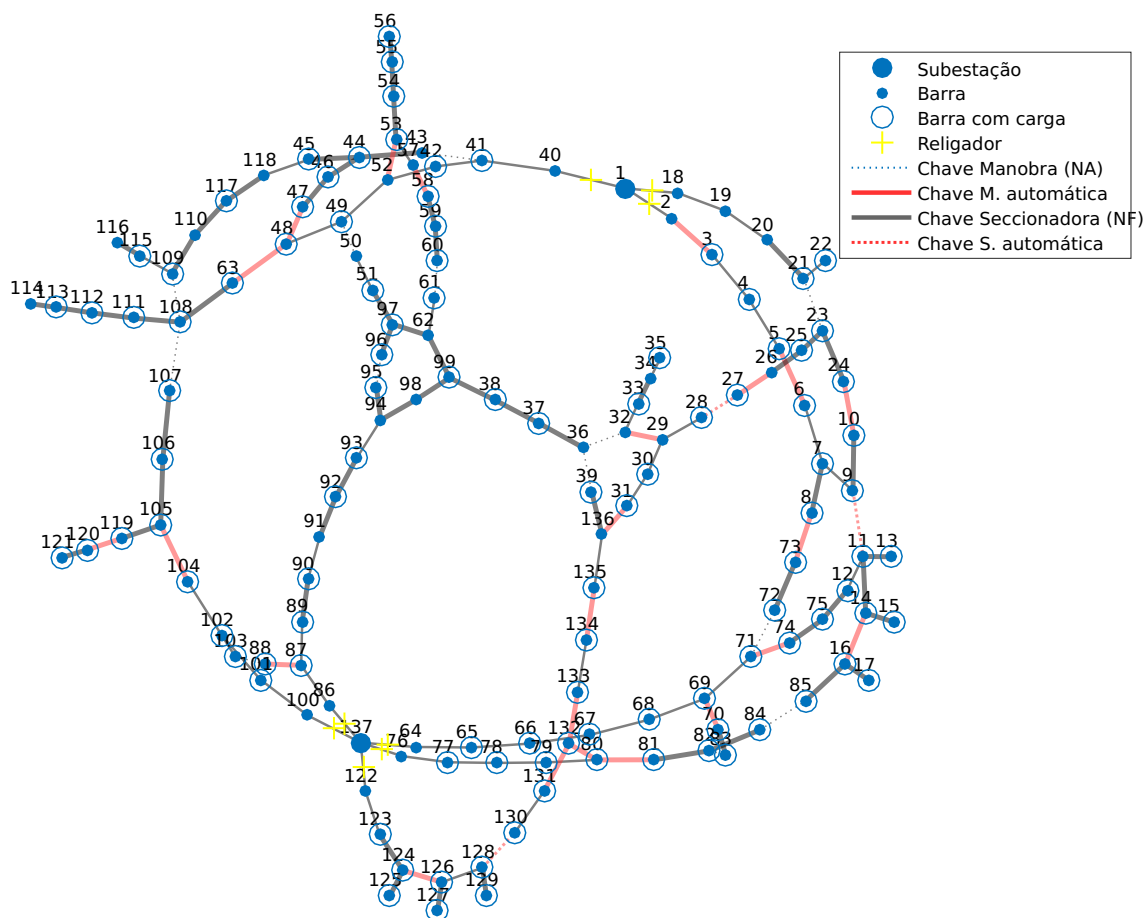


Tabela 21 – Configuração final das chaves na rede de 136 barras

Aresta	Chave								
	MA400	0	0	MA400	0	MC100	0	MC200	SA600
Depois (1-9) (10-18) (...) (134-142) (143-151)	0	MC100	MC400	MC100	MA400	MC100	0	0	MC100
	0	SC100	MC100	MC100	MC400	MA600	SA600	0	0
	0	0	MC100	0	SC200	MC200	MC200	SC100	0
	0	SC400	MC200	MC200	MC200	MC200	MA400	0	SC600
	0	MA600	MA400	MC100	MC100	MC100	0	MA600	MC600
	MC600	SC400	0	0	0	0	0	0	MA400
	0	SC400	MC400	MA600	MC600	0	0	0	MA600
	MC600	SC200	MC400	SC400	0	MA400	0	MC600	0
	MC600	MC600	MC200	SC200	MC100	MC600	MC600	0	0
	0	0	MA600	MC100	MA400	MC100	MC600	SC600	SC200
	MC100	MC100	MC100	MC100	MC100	0	MC100	MC100	MC200
	0	MC600	MC100	MA600	MC100	0	MC100	SA600	0
	MA600	0	MA400	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	MC600	0	MC600	MC400	MA600	MC100
	MC400	MC400	MC600	MC600	0	MC600	MA400	MC200	SC400
0	MA600	0	MA400	0	MA400	MA400			

As Tabelas 20 e 21 mostram a disposição do tipo da chave por aresta, antes e após a otimização da rede. O corresponde a aresta sem chaves, M corresponde à manobra, S seccionamento, C ao tipo manual e A automática.

Nas Tabelas 22, 23 e 24, têm-se estatísticas das funções utilizadas. Na primeira, apresenta-se o motivo da rejeição da resposta gerada no algoritmo GABC. A categoria 'Outro Erro' contém erros da composição da resposta como tipos de chaves inexistentes, mais de um erro na radialidade, etc. Na segunda tabela tem-se a contabilização das melhorias agrupadas por busca local utilizada, vê-se que a inserção de chaves foi a mais utilizada. A última tabela, apresenta o tempo do Algoritmo 9 de validação das respostas. Comparando a Tabela 16 com a 24 é possível entender a natureza do problema proposto, onde o tempo de validação é proporcional ao tamanho $A(G)$ da entrada assim como da taxa de composição randômica, sendo um fator desinteressante e custoso para a metaheurística.

Tabela 22 – Estatística de rejeição das respostas na rede de 136 barras

DEC lim	177
Limite tipo chaves	19.191
Radialidade	410
Outro Erro	33.985
Total	53.763

Tabela 23 – Estatística de melhora por busca local na rede de 136 barras

Movimentação da chave de Man.	202
Remoção de chaves	192
Movimenta chave de Sec.	26
Inserção de chave de Sec.	1005
Eleva o tipo da chave	615

Tabela 24 – Tempo da função confere restrições variando as taxas de composição da resposta na rede de 136 barras

Taxas	Tempo ¹ (s)
5% randômica + 95% cópia	42
10% randômica + 90% cópia	89
25% randômica + 75% cópia	156
50% randômica + 50% cópia	208

¹Média de 5 respostas.

4.5 Um Comparativo entre Diferentes Taxas de Composição da Resposta

O seguinte teste, consiste na mudança das taxas de f_3 por f_2 na construção da resposta na Eq. (30).

$$x_j^i = x_j^{min} + f_1 \cdot \phi_j \cdot (x_j^{max} - x_j^{min}) + f_2 \cdot \psi_j \cdot (x_j^{best} - x_j^i)$$

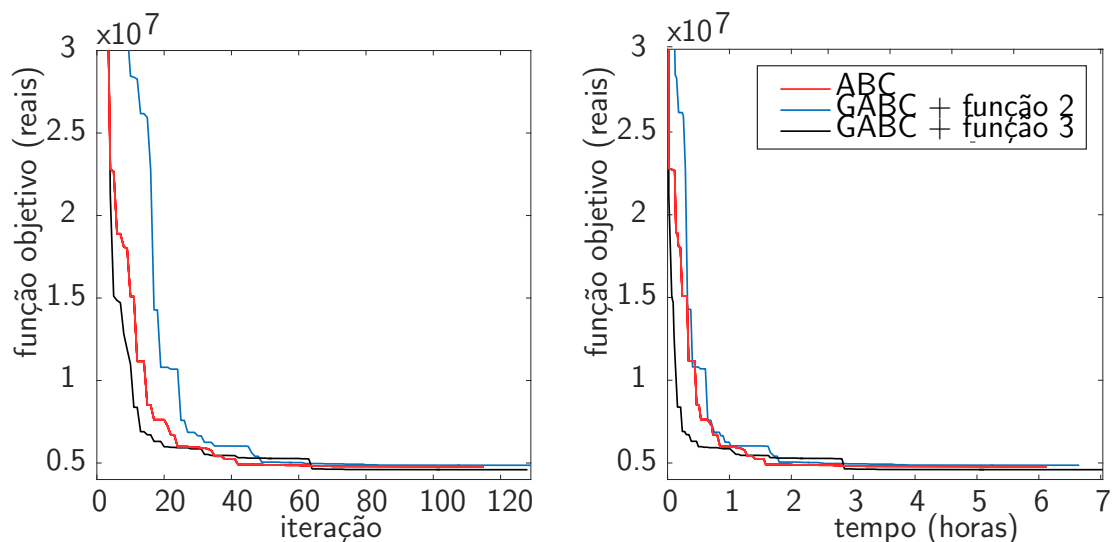
Antes com f_3 constante e igual a 0,8647, usada pelas abelhas escoteiras nas Seções 4.3 e 4.4, para uma taxa de decaimento exponencial sugerida nas Equações (31) e (32), mostradas abaixo. O número máximo de ciclos (NMC) nos dois casos é o dobro do número de ciclos (NC) obtidos na convergência dos testes com a taxa constante.

$$f_1(NC) = 1 - f_2$$

$$f_2(NC) = e^{(\frac{NC}{NMC+1})^2} / e^2$$

Para o primeiro caso, as mesmas configurações dos parâmetros elétricos, de convergência e em relação aos custos na função objetivo usadas na Seção 4.3, são utilizadas. A Figura 39, mostra o desempenho da GABC com a taxa constante em preto, da GABC com o decaimento exponencial em azul, e um ABC com taxa 100% randômica em vermelho.

Figura 39 – Desempenhos da ABC com diferentes taxas de criação para rede de 43 nós

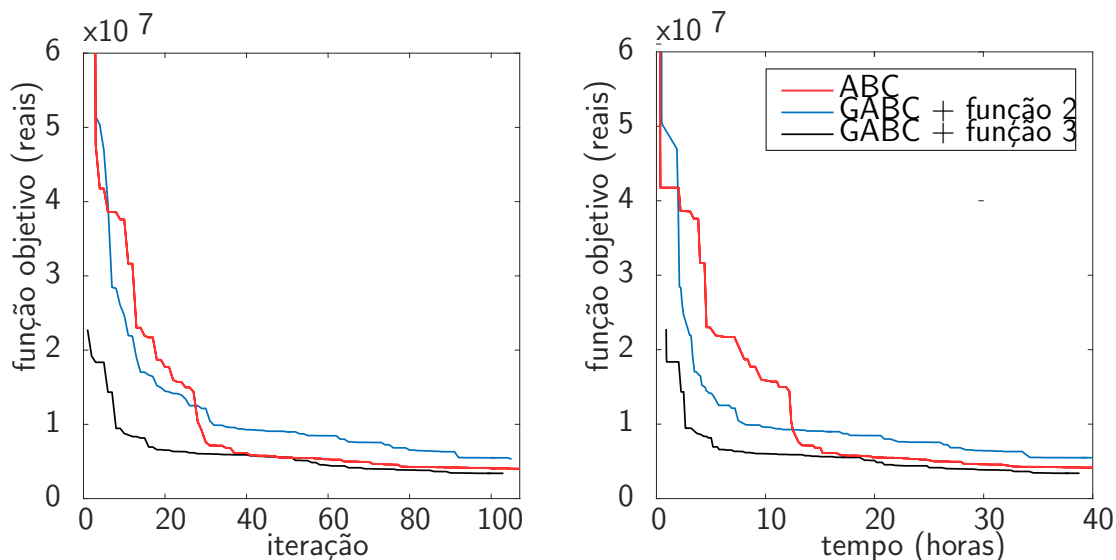


Neste caso os três convergem, atingindo a GABC em preto a melhor configuração, e a GABC em azul a pior configuração. A taxa de decaimento da função-objetivo é praticamente igual nos três casos, ficando a GABC em preto em leve vantagem.

Para o segundo caso, as mesmas configurações dos parâmetros elétricos, de convergência e em relação dos custos na função objetivo usadas na Seção 4.4, são utilizadas. Uma limitação de 40 hrs é imposta. A Figura 40, mostra o desempenho da GABC com a taxa

constante em preto, da GABC com o decaimento exponencial em azul, e um ABC com taxa 100% randômica em vermelho.

Figura 40 – Desempenhos da ABC com com diferentes taxas de criação para rede de 136 nós



Neste caso apenas o ABC não convergiu até as 40 hrs simuladas. A GABC em azul apresentou a pior configuração, seguido do ABC, seguido da GABC em preto. A taxa de decaimento da função-objetivo é acelerada nas duas GABC, e muito próximas nos três casos ao longo do tempo.

Para os dois casos propostos, a função de decaimento exponencial produziu uma convergência prematura da GABC finalizando em mínimos locais mais altos. Entretanto, se aproxima das respostas em preto nos dois casos mostrando que a taxa constante escolhida não é pior que uma taxa variável. O tempo gasto para conferir uma resposta na ABC produziu um menor tempo de busca global, isso não é evidente no caso dois, pois o algoritmo não convergiu. Porém, é visto no primeiro caso, em azul e preto, que os algoritmo atingem mais iterações que a ABC, este é o indício que a ABC ultrapassaria o azul e preto até a convergência no segundo caso.

O teste mostra uma taxa de decaimento lenta a ABC, sendo os GABC mais uniformes nesse sentido. O teste também demonstrou que a ABC apresentou constantes quedas dificultando sua convergência, se aproximando do melhor valor objetivo conhecido, o que pode sinalizar uma busca mais abrangente. Assim, conclui-se que limitar a taxa de criação, como o demonstrado em azul, pode limitar o espaço de pesquisa. Taxas baixas, como a usada em preto, ou uma taxa 100% randômica, como usada na ABC, proporcionam uma busca direcionada a melhor solução.

5 CONCLUSÃO

O estudo realizado mostra a tratativa monobjetiva do problema da alocação de chaves em redes de distribuição de energia, sendo uma simplificação do problema real. A otimização visa apenas os custos da energia não distribuída da rede e os custos da instalação e/ou manutenção das chaves. Mesmo assim, o modelo seguido é relevante ao problema em questão, se diferenciando por uma estimativa coerente do tempo de restauração contido nele, também pela tratativa de respostas mais uniformes a vários alimentadores presentes na rede pela uniformidade da duração equivalente de interrupção (DEC), evitando assim que algum alimentador fique sobrecarregado.

Para adaptar o modelo seguido, alguns cuidados foram tomados. Os parâmetros elétricos das redes de 43 e 136 tiveram de ser multiplicados para adentrar às correntes pretendidas e ser possível utilizar as chaves propostas. Embora seja conhecido que a relação dos custos da energia não distribuída (END) deva ser pouco maior que os custos das chaves, este trabalho se utilizou de uma relação bem maior para não restringir demasiadamente o algoritmo de alocação e mostrar como uma rede falha pode se beneficiar da inteligência desses algoritmos. As simplificações dos parâmetros elétricos com valores médios consideraram-se insignificantes para avaliar o modelo.

Os resultados obtidos pelas otimizações das redes de 43 e 136 barras mostraram-se satisfatórios, encontrando configurações das chaves que minimizam as seções da rede desenergizadas nos seus diversos planos de restauração. Para as duas teve-se uma redução considerável no custo final. Na primeira, uma redução de 99,04% nos custos, saindo de R\$ 477.814.648,00 reais para R\$ 4.594.906,00 de reais, e, na segunda, uma redução de 96,13% nos custos, saindo de R\$ 87.793.004,00 reais para R\$ 3.401.510,00 de reais. O parâmetro de convergência foi utilizado, para proporcionar um melhor aproveitamento de algoritmos dessa natureza. Apesar de os resultados serem satisfatórios, ainda é possível se beneficiar do algoritmo com uma exigência menor no tempo de pesquisa ou com a diminuição da taxa de construção da resposta no GABC.

A partir dos gráficos de desempenho da metaheurística colônia de abelhas GABC, vê-se que o algoritmo apresentou um bom desempenho com a taxa escolhida, propondo respostas consecutivas com constantes quedas na função objetivo, mesmo para os critérios de convergência razoáveis, o que aponta uma pesquisa eficiente. O tempo atingido nos testes pode vir a ser desinteressante do ponto de vista da sua utilidade. Esse pode ser acelerado com outro critério de convergência, com outras configurações de hardware e alternativas da programação paralela.

A partir das duas tabelas de desempenho do algoritmo, Seção 4.3 e 4.4, três grandes pontos devem ser levados em conta: a metaheurística é eficiente no ponto de vista de gerir a concepção de soluções, tornando-a vantajosa; é evidenciada a natureza NP-completo do

problema da restauração, crescendo o tempo em função do tamanho da entrada, independente das taxas de criação da resposta; é evidenciada a natureza NP-completo do problema da alocação de chaves quando as taxas de criação randômica crescem, sendo as soluções rejeitas pelo modelo. A verificação torna-se o gargalo da aplicação na busca por soluções.

5.1 Trabalhos Futuros

Dos aperfeiçoamentos relevantes ao problema, pode-se citar a consideração de um modelo de reconfiguração de cargas que utilize demandas variáveis nos nós consumidores e a incorporação da função de otimização, uma vez que o problema é naturalmente multiobjetivo, ou a incorporação de novas restrições ao modelo, considerando redes de distribuição com geradores distribuídos.

Referências

- ABINEE. **Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica**. 2019. Acessado: 2019-09-05. Disponível em: <www.tec.abinee.org.br>. Citado na página 20.
- AKAY, B.; KARABOGA, D. A survey on the applications of artificial bee colony in signal, image, and video processing. **Signal, Image and Video Processing**, v. 9, p. 24, 05 2015. Citado 4 vezes nas páginas 40, 45, 46 e 47.
- ALCÂNTARA, M. V. P. **Desafios tecnológicos e regulatórios em rede inteligente no Brasil**. São Paulo, SP: Atitude Editorial, 2012. Revista Eletrônica O Setor Elétrico. Citado 3 vezes nas páginas 17, 20 e 22.
- AMEZQUITA, J. C. L. **Alocação ótima de chaves de interconexão nas redes de distribuição de energia elétrica**. 160 p. Dissertação (Mestrado) — Universidade Estadual Paulista (UNESP), 2015. Citado 11 vezes nas páginas 15, 19, 26, 34, 35, 37, 49, 63, 68, 73 e 74.
- ANEEL. **Agência Nacional De Energia Elétrica - Aneel. Resolução Nº Ap004**. Brasília, Brasil, 2001. <<https://bit.ly/2tYilDj>>. Citado na página 19.
- ANEEL. **Nota Técnica nº 0043/2010-SRD**. Brasília, Brasil, 2010. Acessado: 2019-11-01. Citado na página 21.
- ANEEL. **PRODIST, Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica**. Brasília, Brasil, 2017. <<https://bit.ly/2KIYIOF>>. Citado 2 vezes nas páginas 15 e 28.
- ANEEL. **PRODIST, Módulo 1 – Introdução**. Brasília, Brasil, 2018. <<https://bit.ly/2ORzH09>>. Citado na página 19.
- ANEEL. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST**. 2019. <<https://www.aneel.gov.br/prodist>>. Acessado: 2019-10-04. Citado na página 27.
- ASSIS, L. et al. Switch allocation problems in power distribution systems. **Power Systems, IEEE Transactions on**, v. 30, p. 246–253, 01 2015. Citado 7 vezes nas páginas 22, 26, 28, 37, 42, 49 e 50.
- ASSIS, L. S. de et al. Switch allocation problems in power distribution systems. **IEEE Transactions on Power Systems**, IEEE, v. 30, n. 1, p. 246–253, 2014. Citado 7 vezes nas páginas 15, 26, 28, 33, 38, 41 e 49.
- BALLARD, D. H.; BROWN, C. M. Book; Book/Illustrated. **Computer vision**. Englewood Cliffs, N.J. : Prentice-Hall, 1982. ISBN 0131653164. Disponível em: <<http://homepages.inf.ed.ac.uk/rbf/BOOKS/BANDB/bandb.htm>>. Citado na página 40.
- BARAN, M. E.; WU, F. F. Network reconfiguration in distribution systems for loss reduction and load balancing. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 4, n. 2, p. 1401–1407, April 1989. ISSN 1937-4208. Citado 3 vezes nas páginas 34, 35 e 64.
- BARAN, M. E.; WU, F. F. Optimal capacitor placement on radial distribution systems. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 4, n. 1, p. 725–734, Jan 1989. Citado na página 66.

- BARBOSA, C. H. N. de R.; CAMINHAS, W. M.; VASCONCELOS, J. A. de. Adaptive technique to solve multi-objective feeder reconfiguration problem in real time context. In: TAKAHASHI, R. H. C. et al. (Ed.). **Evolutionary Multi-Criterion Optimization**. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 2011. p. 418–432. Citado 4 vezes nas páginas 33, 34, 39 e 50.
- BARNHART, C. et al. Branch-and-price: Column generation for solving huge integer programs. **Operations Research**, v. 46, p. 316–329, 1996. Citado na página 40.
- BENAVIDES, A. et al. A comparison of tabu search and grasp for the switch allocation problem. p. 12, 01 2009. Citado 2 vezes nas páginas 15 e 49.
- BILLINTON, R.; JONNAVITHULA, S. Optimal switching device placement in radial distribution systems. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 11, n. 3, p. 1646–1651, 1996. Citado na página 49.
- BOZORG-HADDAD, O.; AFSHAR, A. Mbo (marriage bees optimization), a new heuristic approach in hydro systems design and operation. **Proceeding of 1st International Conference On Managing Rivers In The 21st Century: Issues and Challenges, Penang, Malaysia**, p. 499–504, 01 2004. Citado na página 45.
- CARPENTIER, J. Contribution a l'etude du dispatching économique. **Bulletin de la Societe Francaise des Electriciens**, v. 3, n. 1, p. 431–447, 1962. Citado na página 34.
- CGEE, C. de Gestão e E. E. Redes elétricas inteligentes: contexto nacional nº 16. CGEE, Brasília, DF, p. 172, 2012. Citado 7 vezes nas páginas 15, 16, 17, 20, 21, 22 e 28.
- CHEN, C.-S. et al. Optimal placement of line switches for distribution automation systems using immune algorithm. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 21, n. 3, p. 1209–1217, Aug 2006. Citado na página 49.
- CHIS, M.; SALAMA, M. M. A.; JAYARAM, S. Capacitor placement in distribution systems using heuristic search strategies. **IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution**, v. 144, n. 3, p. 225–230, May 1997. ISSN 1350-2360. Citado na página 65.
- COOK, S. A. The complexity of theorem-proving procedures. In: **Proceedings of the Third Annual ACM Symposium on Theory of Computing**. New York, NY, USA: ACM, 1971. (STOC '71), p. 151–158. Disponível em: <<http://doi.acm.org/10.1145/800157.805047>>. Citado na página 40.
- CORMEN, T.; LEISERSON, C.; STEIN, R. **Algoritmos: teoria e prática**. ELSEVIER EDITORA, 2012. ISBN 9788535236996. Disponível em: <<https://books.google.com.br/books?id=6iA4LgEACAAJ>>. Citado 3 vezes nas páginas 39, 41 e 62.
- DASGUPTA CHRISTOS H PAPADIMITRIOU, U. V. V. S. **Algorithms**. Chennai: McGraw Hill Education Pvt Ltd, 2008. 320 p. ISBN 9780070636613. Citado 2 vezes nas páginas 38 e 40.
- DEMELO, W. A. X. **Novas Abordagens De Solução Para Programação Não Linear Inteira Mista Binária E Programação Quadrática Não Convexa**. Tese (Doutorado) — UFRJ/COPPE, Rio de Janeiro, Brasil, 2016. Citado na página 40.
- DORIGO, M.; MANIEZZO, V.; COLORNI, A. Ant System: Optimization by a colony of cooperating agents. **IEEE Transactions on Systems, Man, and Cybernetics - Part B**, v. 26, n. 1, p. 29–41, 1996. Citado na página 44.

ENERGISA. **Requisitos Para Acesso E Conexão De Geração Distribuída Ao Sistema De Distribuição**. Norma técnica 042. Cuiabá, MT, Brasil, 2016. Acessado: 2019-09-05. Disponível em: <<https://bit.ly/3574ETI>>. Citado na página 27.

EPIFANIO, G. et al. Genetic algorithm for sectionalizer switches allocation in distribution system with distributed generation. In: **LI Simpósio Brasileiro de Pesquisa Operacional**. Limeira, São Paulo, Brasil: Galoá, 2019. Disponível em: <<https://bit.ly/2MfjmiU>>. Citado 4 vezes nas páginas 26, 28, 44 e 49.

FÁVERO, L.; FAVERO, P. **Pesquisa operacional: para cursos de engenharia**. Elsevier, 2013. ISBN 9788535248937. Disponível em: <<https://books.google.com.br/books?id=gS3akQEACAAJ>>. Citado 2 vezes nas páginas 37 e 57.

GARCIA, P. et al. Three-phase power flow calculations using the current injection method. **Power Systems, IEEE Transactions on**, v. 15, p. 508 – 514, 06 2000. Citado na página 34.

GARCIA, V.; FRANÇA, P. Multiobjective tabu search for service restoration in electric distribution networks. In: **2005 IEEE Russia Power Tech**. Petersburg, Russia: IEEE, 2005. p. 7. Citado 3 vezes nas páginas 36, 37 e 50.

GAREY, M. R.; JOHNSON, D. S. **Computers and Intractability; A Guide to the Theory of NP-Completeness**. New York, NY, USA: W. H. Freeman & Co., 1990. ISBN 0716710455. Citado na página 40.

GLOVER, F. Future paths for integer programming and links to artificial intelligence. **Computers Operations Research**, v. 13, n. 5, p. 533 – 549, 1986. ISSN 0305-0548. Applications of Integer Programming. Disponível em: <<https://bit.ly/2QprssM>>. Citado 3 vezes nas páginas 40, 49 e 50.

GOLDBARG, M.; LUNA, H. **Otimização combinatória e programação linear: modelos e algoritmos**. ELSEVIER EDITORA, 2000. ISBN 9788535205411. Disponível em: <<https://books.google.com.br/books?id=QJuqtAEACAAJ>>. Citado 2 vezes nas páginas 37 e 43.

GRAINGER, J. J.; LEE, S. h. Capacity release by shunt capacitor placement on distribution feeders: A new voltage-dependent model. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, PAS-101, n. 5, p. 1236–1244, May 1982. ISSN 0018-9510. Citado na página 63.

GUARDADO F. RIVAS-DAVALOS, J. T. S. M. E. M. J. L. An encoding technique for multiobjective evolutionary algorithms applied to power distribution system reconfiguration. **The Scientific World Journal**, p. 10, 10 2014. Citado na página 50.

HOLLAND, J. H. **Adaptation in Natural and Artificial Systems**. Ann Arbor, MI: University of Michigan Press, 1975. Second edition, 1992. Citado 2 vezes nas páginas 40 e 49.

JOINT RESEARCH CENTRE. **Smart Metering deployment in the European Union**. 2019. <<https://ses.jrc.ec.europa.eu//smart-metering-deployment-european-union>>. Acessado: 2019-11-01. Citado na página 22.

JUNG, S. H. Queen-bee evolution for genetic algorithms. **Electronics letters, IET**, v. 39, n. 6, p. 575–576, 2003. Citado na página 45.

JUNIOR, A. C. **Alocação ótima de dispositivos de manobra e proteção para planejamento de sistemas de distribuição**. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal de Juiz de Fora (UFJF), Juiz de Fora, Brasil, 2016. Citado na página 49.

KARABOGA, D. et al. A comprehensive survey: Artificial bee colony (abc) algorithm and applications. **Artificial Intelligence Review**, v. 42, 06 2012. Citado na página 46.

KIRKPATRICK, S. et al. Optimization by simulated annealing. Citado 2 vezes nas páginas 40 e 49.

LAND, A. H.; DOIG, A. G. An automatic method for solving discrete programming problems. **ECONOMETRICA**, v. 28, n. 3, p. 497–520, 1960. Citado na página 40.

LEVIN, L. Universal'nye perebornye zadachi. **Problemy Peredachi Informatsii**, v. 9, n. 3, p. 265–266, 1973. Citado na página 40.

LING, L. et al. A distributed model for power system restoration based on ant colony optimization algorithm. **IEEE/PES, China**, v. 2005, p. 1–5, 02 2005. Citado na página 50.

MELLO, A. et al. Reconfiguration of distribution network considering distributed generation and multivariables criteria. In: **Proceedings of the Universities Power Engineering Conference**. Dublin, Irlanda: IEEE, 2013. p. 1–6. Citado na página 50.

MOREIRA, B. **Cidades inteligentes: o futuro do smart grid no Brasil**. 2014. <<https://bit.ly/33P5N0W>>. Acessado: 2019-11-01. Citado 3 vezes nas páginas 15, 17 e 22.

MOSCATO, P.; COTTA, C. **Handbook of Metaheuristics**. New York, USA: Springer, 2003. v. 57. 105-144 p. ISBN 9781402072635. Citado 2 vezes nas páginas 44 e 45.

NASSER, R. B. **McCloud Service Framework Arcabouço para desenvolvimento de serviços baseados na Simulação de Monte Carlo na Cloud**. Dissertação (Mestrado) — Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, 2012. Citado na página 36.

NUNES, F. S. **Alocação ótima de chaves em sistemas de distribuição de energia elétrica utilizando a metaheurística VNS**. 94 p. Monografia (Bacharelado) — Instituto de Ciências Exatas e Aplicadas, Universidade Federal de Ouro Preto, João Monlevade, MG, 2018. Citado na página 50.

ONS. **O que é Ons**. 2019. <<http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/o-que-e-ons>>. Acessado: 2019-10-04. Citado na página 27.

PADBERG, M.; RINALDI, G. Optimization of a 532-city symmetric traveling salesman problem by branch and cut. **Operations Research Letters**, Elsevier, v. 6, n. 1, p. 1–7, 1987. Citado na página 40.

PAREJA, L. A. G. **Fluxo de potência em redes de distribuição de energia elétrica considerando incertezas**. Tese (Doutorado) — Universidade Estadual Paulista. Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira, 2009. Citado na página 36.

PNE. **Plano Nacional de Energia 2030**. Brasília, DF, Brasil, 2007. Acessado: 2019-09-05. Disponível em: <<https://bit.ly/3hdXZfN>>. Citado 3 vezes nas páginas 15, 16 e 17.

POLI, R. et al. Particle swarm optimization. **Swarm Intelligence**, Springer, v. 1, n. 1, p. 33–57, 2007. Citado 3 vezes nas páginas 40, 44 e 48.

RIBEIRO, P. M. **Remuneração Dos Serviços Ancilares De Suporte De Potência Reativa E Reserva De Potência Quando Providos Por Geradores**. Dissertação (Mestrado) — PUC-RIO, 2005. Citado na página 34.

ROSEN, K. **Matemática Discreta e suas Aplicações**. Porto Alegre, Brasil: Grupo A Educação, 2009. ISBN 9788563308399. Citado na página 26.

SCHOLARPEDIA. **Scholarpedia : Pesquisa de Difusão Estocastica**. 2019. <www.scholarpedia.org/article/Stochastic_diffusion_search>. Acessado: 2019-11-13. Citado na página 44.

SHAH, H. et al. Global gbest guided-artificial bee colony algorithm for numerical function optimization. **Computers**, v. 7, p. 69, 12 2018. Citado na página 48.

SILVA, E. B. d. Aplicação do algoritmo colônia de formigas na restauração de redes elétricas de distribuição. 2016. Citado na página 50.

SOBOL, I. M. **A Primer for the Monte Carlo Method**. 1. ed. Flórida, USA: CRC Press Boca Raton, 1994. 126 p. Citado na página 36.

TENG, J.-H.; LIU, Y.-H. A novel acs-based optimum switch relocation method. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 18, n. 1, p. 113–120, Feb 2003. Citado na página 49.

UNESP. **Apostila de Aspectos Gerais De Sistema De Distribuição**. 2013. Departamento Eng. Elétrica. Disponível em: <<https://bit.ly/33K078E>>. Citado 3 vezes nas páginas 15, 19 e 26.