UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
ESCOLA DE ENGENHARIA DE SÃO CARLOS

LEONARDO HENRIQUE TOMASSETTI FERREIRA NETO

Operação Eficiente de Redes Inteligentes em Cenários Contingenciais

**São Carlos
2017**

LEONARDO HENRIQUE TOMASSETTI FERREIRA NETO

Operação Eficiente de Redes Inteligentes em Cenários Contingenciais¹

Tese apresentada à Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo – EESC-USP, como parte dos requisitos para obtenção do título de Doutor em Ciências – pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica. *VERSÃO REVISADA.*

Área de Concentração: Sistemas Elétricos de Potência

Orientador: Prof. Dr. Geraldo Roberto Martins da Costa

**São Carlos
2017**

¹ Trata-se da versão corrigida da tese. A versão original encontra-se disponível na EESC/USP que aloja o Programa de Pós-Graduação de Engenharia Elétrica

AUTORIZO A REPRODUÇÃO TOTAL OU PARCIAL DESTE TRABALHO,
POR QUALQUER MEIO CONVENCIONAL OU ELETRÔNICO, PARA FINS
DE ESTUDO E PESQUISA, DESDE QUE CITADA A FONTE.

T655o Tomassetti Ferreira Neto, Leonardo Henrique
Operação Eficiente de Redes Inteligentes em
Cenários Contingenciais / Leonardo Henrique Tomassetti
Ferreira Neto; orientador Geraldo Roberto Martins da
Costa. São Carlos, 2017.

Tese (Doutorado) - Programa de Pós-Graduação em
Engenharia Elétrica e Área de Concentração em Sistemas
Elétricos de Potência -- Escola de Engenharia de São
Carlos da Universidade de São Paulo, 2017.

1. Sistemas de Potência. 2. Redes Inteligentes. 3.
Restauração. 4. Otimização. 5. Busca Tabu. I. Título.

FOLHA DE JULGAMENTO

Candidato: **LEONARDO HENRIQUE TOMASSETTI FERREIRA NETO.**

Título da tese: "Operação eficiente de redes inteligentes em cenários contingenciais".

Data da defesa: 14/09/2017.

Comissão Julgadora:

Resultado:

Prof. Titular **Geraldo Roberto Martins da Costa**
(Orientador)
(Escola de Engenharia de São Carlos/EESC)

APROVADO

Prof. Associado **Eduardo Nobuhiro Asada**
(Escola de Engenharia de São Carlos/EESC)

APROVADO

Prof. Associado **José Carlos de Melo Vieira Júnior**
(Escola de Engenharia de São Carlos/EESC)

APROVADO

Prof. Dr. **Christiano Lyra Filho**
(Universidade Estadual de Campinas/UNICAMP)

APROVADO

Prof. Dr. **Guilherme Guimarães Lage**
(Universidade Federal de São Carlos/UFSCar)

APROVADO

Coordenador do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica:
Prof. Associado **Luís Fernando Costa Alberto**

Presidente da Comissão de Pós-Graduação:
Prof. Associado **Luís Fernando Costa Alberto**

AGRADECIMENTOS

À minha esposa, Stephania pelo apoio, amor e paciência.

Ao professor Dr. Geraldo Roberto Martins da Costa pela orientação, dedicação e confiança para o sucesso deste trabalho.

Ao Dr. Benvindo R. Pereira Junior pelos conselhos, recomendações e discussões acerca das metodologias e soluções.

À Daimon, pelo incentivo e oportunidade oferecidos para pós-graduação em especial o Dr. Alden U. Antunes, Dr. André Meffe e Dr. Carlos C. Barioni de Oliveira.

*“...you can't connect the dots looking forward,
you can only connect them looking backwards.
So you have to trust that the dots will somehow
connect in your future. You have to trust in something:
your gut, destiny, life, karma, whatever.
This approach has never let me down,
and it has made all the difference in my life.”*
Steve Jobs

RESUMO

FERREIRA NETO, L. H. T. Operação eficiente de redes inteligentes em cenários contingenciais. 2017. 130 f. Tese (Doutorado em Ciências – pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica) – Escola de Engenharia de São Carlos – Universidade de São Paulo (EESC-USP), São Carlos – SP.

O presente trabalho tem por objetivo a proposição de uma abordagem para gestão integrada da operação do sistema elétrico em tempo real pelo diagnóstico da interrupção e determinação de planos de atenuação dos efeitos pela definição da topologia do sistema, com propostas de cortes seletivos da carga em condições de esgotamento da capacidade de transferência. A metodologia proposta abrange sistemas elétricos de grande porte e de diferentes níveis de tensão, tais como sistemas de sub-transmissão e distribuição, simultaneamente e com geração distribuída. Como técnica de solução é aplicada a Busca Tabu para minimização do total de seções desconectadas (desenergizadas) e o número de manobras realizadas para atendimento em casos contingenciais, com atendimento de clientes prioritários e alívio de carga e geração distribuída. A codificação e estrutura de dados aplicados propiciam uma melhor eficiência computacional, favorecendo a aplicação em sistemas operacionais de tempo real. A modelagem proposta é avaliada em sistemas de testes adaptados da literatura, demonstrando a qualidade, robustez e eficiência computacional nos resultados obtidos da abordagem proposta.

Palavras Chave: Sistemas de Potência; Redes Inteligentes; Restauração; Otimização; Busca Tabu.

ABSTRACT

FERREIRA NETO, L. H. T. Smart Grids efficient operation in contingency scenarios. 2017. 130 f. Thesis (Doctorate in Science – for the Postgraduate Study Program in Electrical Engineering) – University of São Paulo at São Carlos School of Engineering – EESC-USP, São Carlos – SP.

The present work aims at proposing an automatic computational methodology to electrical systems operational management in real time via the interruption diagnosis and effect attenuation plan definition by means of system topology determination with load curtailment in load transference capacity exhaustion conditions.

The proposed methodology tackles large electrical systems with different voltage levels, such as sub-transmission and distribution systems simultaneously with distributed generators. The Tabu Search is applied to minimize the out-of-service area and the number of switching operations during contingencies with priority customer, load curtailment and distributed generators. The software codification and data structure applied provide computational efficiency, favoring the application to electrical systems operation in real time and the proposed model is validated with test systems from the literature, ensuring the computational efficiency and quality of results.

Key-words: Power systems; Smart Grids; Restoration; Optimization; Tabu Search.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

FIGURA 2.1-ESTRUTURA DO SISTEMA ELÉTRICO DE POTÊNCIA TRADICIONAL.....	12
FIGURA 2.2- CONSOLE SCADA DE 1973.....	15
FIGURA 2.3- INTERAÇÕES ESTABELECIDAS PELO <i>SMART GRID</i>	18
FIGURA 2.4- CENTRO DE CONTROLE DO OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ONS	25
FIGURA 2.5- FUNÇÕES DE SUPERVISÃO E CONTROLE DE REDES ELÉTRICAS.....	26
FIGURA 2.6- ESTADOS OPERATIVOS DO SISTEMA	28
FIGURA 3.1- A) GRAFO DAS ÁRVORES A1, A2 E A3, B) REPRESENTAÇÃO NÓ- PROFUNDIDADE DO GRAFO.....	74
FIGURA 3.2- A) SUBGRAFO DA SESSÃO 8, B) VETOR DE ADJACÊNCIA DA SESSÃO 8	75
FIGURA 3.3- SISTEMA DE CODIFICAÇÃO PROPOSTO	75
FIGURA 3.4- GRAFO DAS ÁRVORES A1 E A3	78
FIGURA 3.5- ALGORITMO PROPOSTO	80
FIGURA 4.1- SISTEMA DE 67 SEÇÕES UTILIZADO NOS TESTES	84
FIGURA 4.2- SISTEMA DE 164 SEÇÕES UTILIZADO NOS TESTES	89

LISTA DE TABELAS

TABELA 2.1- AJUSTES DO ERAC DAS REGIÕES SUDESTE/CO E SUL	34
TABELA 2.2- RANKING DOS TIPOS DE CONSUMIDORES COM PRIORIDADE NA.....	34
TABELA 4.1- CONFIGURAÇÕES.....	83
TABELA 4.2- RESULTADOS TESTE 1 - MELHOR SOLUÇÃO	85
TABELA 4.3- RESULTADO TESTE 2 – MELHOR SOLUÇÃO	86
TABELA 4.4- RESULTADOS TESTE 2 – PIOR SOLUÇÃO	86
TABELA 4.5- RESULTADOS TESTE 3 – MELHOR SOLUÇÃO	87
TABELA 4.6- RESULTADOS TESTE 3 – PIOR SOLUÇÃO	88
TABELA 4.7- RESULTADOS TESTE 4 – MELHOR SOLUÇÃO	90
TABELA 4.8- RESULTADOS TESTE 5 - MELHOR SOLUÇÃO	91
TABELA 4.9- RESULTADOS TESTE 5 - PIOR SOLUÇÃO	91
TABELA 5.1- DADOS DE SEÇÕES DO SISTEMA 67 SEÇÕES	110
TABELA 5.2- DADOS DE LINHA DO SISTEMA 67 SEÇÕES	111
TABELA 5.3- GERADORES DISTRIBUÍDOS DO SISTEMA 67 SEÇÕES.....	113
TABELA 5.4- TRANSFORMADORES DO SISTEMA 67 SEÇÕES.....	113
TABELA 5.5- DADOS DE SEÇÕESDO SISTEMA 164 SEÇÕES	113
TABELA 5.6- DADOS DE LINHA DO SISTEMA 164 SEÇÕES	115
TABELA 5.7- GERADORES DISTRIBUÍDOS DO SISTEMA 164 SEÇÕES	118
TABELA 5.8- TRANSFORMADORES DO SISTEMA 164 SEÇÕES	118

LISTA DE SÍMBOLOS

SEC_i	<i>Carga da seção i</i>
$NDEC_i$	<i>Custo da energia não distribuída da seção i</i>
x_i	<i>Variável de decisão sim (1) ou não (0) de manobra da chave i</i>
α^{pc}	<i>Peso aplicado ao conjunto de consumidores (grau de prioridade)</i>
MC_i	<i>Custo de manobra da chave i</i>
$N_{sec_{out}^C}$	<i>Conjunto de seções desconectadas em uma configuração C</i>
N_{swm}	<i>Conjunto de chaves manobradas do sistema</i>
N_{sw}	<i>Conjunto de chaves do sistema</i>
N_{swD}	<i>Conjunto de chaves do sistema de distribuição</i>
PC	<i>Conjunto de consumidores prioritários reconectáveis</i>
N_b	<i>Conjunto de barras do sistema</i>
N_l	<i>Conjunto de trechos do sistema</i>
N_{SecD}	<i>Conjunto de seções da rede de distribuição</i>
N_{bD}	<i>Conjunto de barras da rede de distribuição</i>
N_{sub}	<i>Conjunto de subestações</i>
N_{Gd}	<i>Conjunto de geradores distribuídos</i>
V^{min}	<i>Limite mínimo de tensão para o alimentador</i>
V_k	<i>Tensão na barra k</i>
V^{max}	<i>Limite máximo de tensão para o alimentador</i>
I_{ij}	<i>Corrente no trecho entre ij</i>
I_{ij}^{max}	<i>Corrente máxima permitida no trecho entre ij</i>
P_i	<i>Potência ativa na barra i</i>
Pg_i	<i>Potência ativa gerada da barra i</i>
Pd_i	<i>Demanda de potência ativa na barra i</i>
Q_i	<i>Potência reativa na barra i</i>
Qg_i	<i>Potência reativa gerada da barra i</i>
Qd_i	<i>Demanda de potência reativa na barra i</i>

G_n	<i>Potência de saída do n-th gerador distribuído</i>
C_n	<i>Capacidade nominal do n-th gerador distribuído</i>
S_i^{load}	<i>Carga da barra i conectada à subestação n</i>
S_{ij}^{losses}	<i>Perdas no trecho ij conectado à subestação n</i>
S_{Sub_n}	<i>Capacidade nominal da subestação n</i>
$N_{l_{Sub_n}}$	<i>Conjunto de linhas conectadas à subestação n</i>
$N_{b_{Sub_n}}$	<i>Conjunto de barras conectadas à subestação n</i>

SUMÁRIO

RESUMO.....	V
ABSTRACT.....	VI
LISTA DE ILUSTRAÇÕES.....	VII
LISTA DE TABELAS	VIII
LISTA DE SÍMBOLOS.....	IX
1 INTRODUÇÃO.....	5
1.1 OBJETIVOS.....	9
1.1.1 <i>Contribuição</i>	10
1.2 ORGANIZAÇÃO DA TESE	10
2 HISTÓRICO	12
2.1 SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA	12
2.2 REDES ELÉTRICAS INTELIGENTES	14
2.3 OPERAÇÃO DE REDES.....	24
2.3.1 <i>Centros de Controle de Sistemas de Potência</i>	25
2.4 ANÁLISE DE CONTINGÊNCIAS	27
2.4.1 <i>Alívio de Carga</i>	31
2.4.1.1 Esquema Regional de Alívio de Carga	33
2.4.1.2 Plano de Corte Manual de Carga.....	35
2.4.1.3 Fluxo de Potência Ótimo.....	35
2.4.2 <i>Reconfiguração de Redes</i>	37
2.4.2.1 Programação Matemática	42
2.4.2.2 Sistema de Apoio à Decisão Multicritério	43
2.4.2.3 Sistemas Multiagente	44
2.4.2.4 Heurísticas.....	46
2.4.2.4.1 Inteligência Artificial	46
2.4.2.4.2 Algoritmos Construtivos.....	47
2.4.2.4.3 Sistema de Colônia de Formigas.....	49
2.4.2.4.4 Algoritmo Imune.....	49
2.4.2.4.5 Enxame de Partículas.....	50
2.4.2.4.6 Algoritmo de Evolução Quântica	51
2.4.2.4.7 Algoritmo Evolutivo.....	52
2.4.2.4.8 Algoritmo Genético	55
2.4.2.4.9 Algoritmo Memético	57
2.4.2.4.10 Busca Tabu	57
3 PROPOSIÇÃO METODOLÓGICA.....	63
3.1 FORMULAÇÃO DO MODELO MATEMÁTICO.....	65
3.2 METAHEURÍSTICA DE SOLUÇÃO: BUSCA TABU.....	71
3.2.1 <i>Busca Tabu</i>	71
3.2.1.1 Estrutura de Dados.....	73
3.2.1.2 Codificação.....	75
3.2.1.3 Geração da Solução Inicial.....	76
3.2.1.4 Geração de Vizinhança	76
3.2.1.5 Lista Tabu	78
3.2.1.6 Diversificação.....	78
3.2.1.7 Duração Tabu	79
3.2.1.8 Critério de Aspiração	79
3.2.1.9 Critério de Parada	80
3.2.1.10 Algoritmo Proposto.....	80
4 RESULTADOS	83
4.1 ESTUDOS DE CASO SISTEMA DE 67 SEÇÕES.....	83
4.1.1 <i>Teste 1</i>	85

4.1.2	Teste 2.....	86
4.1.3	Teste 3.....	87
4.2	ESTUDOS DE CASO SISTEMA DE 164 SEÇÕES	89
4.2.1	Teste 4.....	90
4.2.2	Teste 5.....	91
5	CONCLUSÕES.....	94
5.1	TRABALHOS FUTUROS.....	95
5.2	ARTIGOS PUBLICADOS	95
5.2.1	Artigo Enviado para Revista	96
5.2.2	Artigos Relacionados	96
	REFERÊNCIAS.....	97

1 INTRODUÇÃO

1 INTRODUÇÃO

A sociedade moderna encontra-se cada vez mais dependente de fornecimento de energia, em especial, de energia elétrica, tanto para o uso industrial quanto residencial. Conforme Stevenson Jr. (1978), “O desenvolvimento de fontes de energia para realizar um trabalho proveitoso é a chave para o progresso industrial que é básico para a melhoria contínua no padrão de vida da sociedade em geral”.

Contudo, o sistema elétrico não foi projetado em sua concepção para suprir uma demanda cada vez maior, integrar novas fontes renováveis e atender às alterações de um mercado regulado, baseado em regras comerciais de compra e venda de energia, e respeitar regras técnicas de segurança e qualidade. Lightner e Widergren (2010) afirmam que tanto as nações industrializadas quanto aquelas em desenvolvimento vivenciam restrições desafiadoras na expansão da infraestrutura do sistema elétrico.

Assim, o conceito de Redes Elétricas Inteligentes (do inglês, *Smart Grids*) sintetiza o desejo de um fornecimento de energia elétrica com maior confiabilidade, segurança, qualidade e, também, modicidade tarifária. Para tanto, é necessária a modernização do atual sistema elétrico utilizando-se de avançadas tecnologias de comunicação, sensoriamento, controle e computação distribuída como caracteriza Beidou *et al.* (2010). Bose (2010) define que as redes inteligentes são caracterizadas, genericamente, pela aplicação de mais sensores, comunicação, computação e controle.

Neste contexto, este trabalho tem como desígnio, por meio das características desejadas das redes inteligentes, propor uma metodologia, assim como sua validação através do desenvolvimento computacional, de gestão integrada da operação do sistema elétrico capaz de, automaticamente e em tempo real, diagnosticar a interrupção contingencial e propor cenários de atenuação dos efeitos pela determinação da topologia do sistema, com o corte seletivo de cargas em condições de esgotamento da capacidade de transferência. Por contingências entende-se a saída de equipamentos, como geradores, linhas de transmissão ou distribuição, transformadores, entre outros, causados por acontecimentos naturais ou acidentais.

Contudo, quando da ocorrência de contingências, torna-se cada vez mais complexa a proposição de um plano otimizado de mitigação dos efeitos de

interrupções dados os aspectos complexos a serem ponderados que incluem o diagnóstico da interrupção e isolamento da região afetada, mitigação dos impactos técnicos e que implique numa quantidade de operações que não inviabilize na prática a solução indicada. Caso ainda mais complexo se verifica quando há esgotamento da capacidade de remanejamento de cargas entre circuitos, implicando em cortes seletivos de carga.

Na tentativa de mitigação dos possíveis efeitos, dispositivos de chaveamento mais sofisticados, tais como chaves telecomandadas, contribuem em melhorias operativas dos sistemas elétricos ao mesmo tempo em que a maior disponibilidade de medições permite um aprimoramento dos modelos de simulação.

Define-se uma contingência no Sistema Elétrico de Potência (SEP) como o desligamento ou saída repentina de componentes do sistema, causada por uma perturbação ou uma falta.

As contingências podem ser classificadas como estáticas ou dinâmicas. A análise estática avalia o estado final da rede pela avaliação do fluxo de carga após a ocorrência da contingência e possui sua aplicação na operação e planejamento dos SEPs para o monitoramento, avaliação e reforço da segurança do sistema. A avaliação dinâmica contempla, além do estado final do sistema (regime permanente após a ocorrência da contingência) o período de transição do sistema entre os estados.

A operação do sistema objetiva a obtenção de um estado seguro. Em regime permanente, a operação está sujeita às restrições de carga (balanço de carga e geração), de operação (limites impostos às magnitudes das tensões nas barras, fluxos de potência aparente nas linhas de transmissão e transformadores e às injeções de potência reativa nas barras de geração) e de segurança (limites para possíveis contingências como perda de linha, geradores ou capacitores nos quais o sistema ainda pode operar).

As informações obtidas através da análise de contingências são necessárias para que o operador possa tomar ações de controle adequadas, preventivas ou corretivas, para preservar o sistema sob uma operação segura, mesmo após o evento. Assim, deve-se avaliar se os critérios técnicos estarão dentro dos limites aceitáveis de operação, ou se conduzirão o sistema a um colapso (BALU, *et al.*, 1992). Desta

maneira, ações de controle podem garantir o menor impacto possível, quando previamente conhecido o estado do sistema após uma contingência.

Os tipos de contingências comumente analisados são:

- Desligamentos simples ou múltiplos de linhas de transmissão ou transformadores;
- Perdas simples de geração ou carga.

Os desligamentos de linhas de transmissão ou transformadores podem ser ocasionados por descargas atmosféricas, sobrecargas, operação indevida da proteção, erros de operacionais ou acidentes (queda de árvores e etc.), ocorrendo, em sua maioria, em uma única linha. Já os desligamentos múltiplos podem ocorrer devido a faltas em barramentos ou acidentes envolvendo múltiplas torres de transmissão (em tempestades, por exemplo).

A operação do Sistema Integrado Nacional (SIN) é realizada pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) e que, também, regulamenta os procedimentos e os requisitos necessários à realização das atividades de planejamento da operação eletroenergética, administração da transmissão, programação e operação em tempo real no âmbito do SIN através dos Procedimentos de Rede.

O Submódulo 23.3 (ONS, 2011) define que para segurança sistêmica deve-se obedecer ao critério N-1 (contingência simples), ou seja, o sistema deve suprir a perda simples de qualquer equipamento, seja na geração ou transmissão, sem prejuízos aos consumidores e demais componentes elétricos.

Para os sistemas de distribuição e seus agentes, o Módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) (ANEEL, 2017) estabelece os procedimentos relativos à qualidade da energia elétrica, dentre eles os tempos de atendimento a ocorrências emergenciais e definindo padrões e responsabilidades. Os tempos de atendimento são avaliados pela contabilização dos seguintes tempos:

- Tempo médio de preparação: Medição de eficiência dos meios de comunicação, dimensionamento das equipes e dos fluxos de informação dos Centros de Operação.
- Tempo médio de deslocamento: Medição de eficácia da localização geográfica das equipes de manutenção e operação;

- Tempo médio de execução: Medição de eficácia do restabelecimento do sistema de distribuição pelas equipes de manutenção e operação.

Desta maneira, as estratégias de segurança a serem adotadas pelos centros de controle são, em geral, definidas previamente através de estudos e análises das redes por intermédio de modelos computacionais e avaliação de cenários. Contudo, constata-se que é impraticável avaliar previamente todas as contingências possíveis de ocorrência em sistemas elétricos de grande porte, surgindo, então, a necessidade de ferramentas computacionais automatizadas para avaliação de contingência em tempo real.

Usualmente, as estratégias de segurança são definidas a partir de sistemas de análise contingencial ou por estudos específicos baseados na experiência dos operadores e tem como objetivo o reestabelecimento do estado operacional no qual não haja sobrecarga de equipamentos, garantindo a integridade do sistema elétrico.

As ações a serem executadas para este fim são, nos sistemas de transmissão, o redespacho das fontes geradoras, o remanejamento e o alívio de carga (transferência de subestações para outro sistema ou o desligamento de subestações) e nos sistemas de distribuição executam-se o remanejamento de alimentadores ou blocos de carga e o alívio de carga (desligamento de alimentadores ou blocos de carga).

Observa-se que, neste contexto, as ações executadas pelas estratégias de segurança para contingências nos sistemas de transmissão atuam, comumente, na gestão energética do próprio nível de tensão, não avaliando e buscando soluções mais abrangentes que envolvam os sistemas de distribuição.

A avaliação e definição de ações de mitigação dos efeitos contingenciais mais amplas, envolvendo a análise dos estados operativos dos sistemas de transmissão afetados e a busca de ações a serem executadas em seus sistemas de distribuição, são estudos excepcionais realizados pelas concessionárias devido à segmentação da operação destes sistemas e pela alta complexidade de resolução.

Entretanto, o atual crescimento das chamadas redes inteligentes viabiliza uma operação conjunta, ou pelo menos integrada entre os sistemas de operação de diferentes níveis de energia, proporcionando área de estudo para a elaboração deste trabalho. Deste modo, a aplicação de equipamentos modernos de sensoriamento e a

implantação de redes de comunicação mais eficientes fomentam o desenvolvimento de sistemas computacionais que, com informações mais precisas e em tempo real, determinam o estado do sistema e sugerem ações de controle em casos contingenciais de maneira ágil.

1.1 OBJETIVOS

Este trabalho tem como objetivo propor uma modelagem e metodologia aplicadas ao sistema elétrico de potência, designadas às redes inteligentes, responsável pela avaliação e proposição de cenários de mitigação dos eventuais efeitos quando da ocorrência de interrupções no fornecimento.

O problema que se coloca então é desenvolver procedimentos de análise automática em tempo real que possam ser utilizadas como proposta de atenuação dos efeitos de contingências pelos operadores do sistema elétrico, ou seja:

Proposição de metodologia automática para gestão integrada da operação do sistema elétrico em tempo real pelo diagnóstico da interrupção e determinação de planos de atenuação dos efeitos pela definição da topologia do sistema, com propostas de cortes seletivos da carga em condições de esgotamento da capacidade de transferência.

A gestão integrada da operação do sistema elétrico refere-se aos casos operacionais de sistemas de diferentes níveis de tensão, tais como transmissão (ou sub-transmissão) e distribuição, simultaneamente. Para aplicação em tempo real, é necessária uma conjuntura de tecnologias de equipamentos, sistemas computacionais e de comunicação para rápida identificação do estado operacional do sistema elétrico e efetivação das ações corretivas, propiciado pelas redes inteligentes.

Deste modo, este trabalho trata apenas da análise estática do sistema elétrico, pela avaliação do estado pós-contingencial e proposição de ações de minimização dos efeitos.

1.1.1 Contribuição

A principal contribuição deste trabalho é a proposição e desenvolvimento computacional de uma metodologia para tratamento do problema de análise contingencial de sistemas elétricos de potência, com a determinação das ações de atenuação dos efeitos, tais como reconfiguração de redes e corte seletivo de cargas. Esta metodologia caracteriza-se como inovadora por contemplar a avaliação de contingências e ações de atenuação em sistemas elétricos de potência de grande porte e de níveis de tensão distintos (transmissão e distribuição) conjuntamente.

Usualmente, as metodologias de análise contingencial são aplicadas separadamente nos sistemas de transmissão e distribuição, contudo esta abordagem não atende a todas concessionárias de energia, pois em alguns casos a concessão inclui diferentes níveis de tensão (sub-transmissão e distribuição, por exemplo) e restringe o espaço de busca de soluções factíveis.

1.2 ORGANIZAÇÃO DA TESE

Esta tese está organizada da seguinte maneira.

O presente capítulo apresenta a introdução definição dos objetivos.

Em seguida, o capítulo segundo expõe o levantamento do estado da arte referenciada aos sistemas elétricos inteligentes, apresentando sua conceitualização, características e aplicações, o conceito de operação de redes e as principais metodologias existentes acerca de análise de contingências, alívio de cargas e reconfiguração de redes.

No capítulo terceiro é proposta a nova metodologia para solução do problema relatado.

No capítulo quarto são apresentados os resultados dos testes realizados.

No capítulo final, são apresentadas as conclusões e proposições de andamento do trabalho.

2 HISTÓRICO

2 HISTÓRICO

2.1 SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA

O sistema elétrico de potência é tradicionalmente estruturado pela geração centralizada e pelas redes de transmissão, subtransmissão e distribuição e suas subestações (com transformadores, disjuntores e seccionadores) e, em geral, cobrindo uma grande área geográfica, disponibilizando a energia elétrica aos consumidores, como representada pela Figura 2.1.

Figura 2.1-Estrutura do sistema elétrico de potência tradicional

Fonte: Elaborado pelo autor.

As tensões usuais de transmissão adotadas no Brasil, em corrente alternada, podem variar de 138 kV até 765 kV. Os sistemas ditos de subtransmissão (ou distribuição em alta tensão) contam com níveis mais baixos de tensão, tais como 34,5 kV, 69 kV ou 88 kV e 138 kV e alimentam subestações de distribuição, cujos alimentadores primários de saída operam usualmente em níveis de 13,8 kV. Junto aos pequenos consumidores existe uma outra redução do nível de tensão para valores entre 110 V e 440 V, na qual operam os alimentadores secundários.

As redes com tensões nominais superiores a 765 kV são denominadas Redes em Ultra Alta Tensão (UAT), aquelas com tensões entre 765 kV e 230 kV são denominadas de Redes em Extra Alta Tensão (EHV) que, no Brasil, formam a chamada rede “Básica” de transmissão. As redes com tensões nominais iguais e entre 69 kV e 138 kV são denominadas Redes em Alta Tensão (AT). As redes com tensão nominal entre 1 kV e 69 kV são denominadas Redes em Média Tensão (MT) ou em

Tensão Primária, e os sistemas com tensões abaixo de 1 kV formam as Redes em Baixa Tensão (BT) ou em Tensão Secundária.

Nos circuitos de transmissão e subtransmissão há redundância de redes elétricas por atenderem grandes regiões. Já nos circuitos de distribuição de média tensão e baixa tensão as concessionárias procuram maior confiabilidade com menores investimentos, pois a densidade de carga (e/ou número de consumidores) é pequena.

Entretanto, desde que Nikola Tesla criou a primeira rede de energia elétrica em 1888, mesmo com as transformações pelas quais passa o setor elétrico, ainda há espaços para atender aos novos paradigmas da sociedade moderna, tais como microgeração, preocupações ambientais e novas formas de tarifação.

A desregulamentação do setor elétrico e privatizações trouxeram novas condições de operação e de competição ao mercado de energia elétrica tais como metas de qualidade, eficiência energética e confiabilidade, além das novas tecnologias de gerações renováveis e intermitentes, são alguns exemplos de desafios que os envolvidos estão enfrentando.

Um dos mais indesejáveis problemas ocasionados em uma rede elétrica é a interrupção de fornecimento. Em casos extremos, uma falha no fornecimento se prolonga por várias horas, aumentando o tempo de espera da população pelo retorno da eletricidade e os prejuízos ocasionados por ela, afetando toda a economia.

Deste modo esta estrutura tradicional do sistema elétrico, até certo ponto obsoleta, apresenta deficiências, como apontado por Zahedi (2011), particularmente em relação à segurança do suprimento, afetada pelo crescimento econômico e mudanças climáticas. Podem ser listadas as seguintes deficiências:

- Fluxo unidirecional de energia elétrica, das fontes aos consumidores;
 - Baixa flexibilidade para conexão de novos geradores;
 - Altos níveis de perdas técnicas;
 - Altos custos interruptivos em eventos contingenciais;
 - Altos custos de manutenção;
- Baixo nível de monitoramento, ocasionando pouco conhecimento das condições da rede;
 - Operação do sistema essencialmente baseada em dados históricos e experiência dos operadores;

Para sanar estas deficiências estão sendo aplicadas nas redes elétricas novas tecnologias de informação, comunicação, eletrônica distribuída, dentre outras que, conjuntamente, constituem o conceito de Redes Inteligentes. Este conceito se apresenta como uma tecnologia integrada, permitindo o uso eficiente da energia elétrica e, assim, configura-se como importante ferramenta no enfrentamento desses desafios.

No próximo item deste trabalho serão apresentadas a fundamentação e a definição do conceito de redes elétricas inteligentes.

2.2 REDES ELÉTRICAS INTELIGENTES

Precedentemente às redes elétricas inteligentes, os sistemas de supervisão e aquisição de dados (do inglês *Supervisory Control and Data Acquisition* - SCADA) surgiram no final da década de 1960 pela viabilização industrial dos componentes eletrônicos semicondutores e foram impulsionados pelo *blackout* ocorrido em 1965 no nordeste americano.

Os sistemas de supervisão e aquisição de dados viabilizaram a integração de sistemas originalmente separados física e logicamente por questões de confiabilidade e restrições técnicas, e a automatização de funções anteriormente restritas aos operadores dos sistemas, como indicam Swarthout e Fiedler (1973).

Os sistemas de supervisão e controle até meados do final da década de 60 funcionavam pela comunicação da estação mestre com as estações remotas pelo envio e recebimento de comandos de dados serialmente e por link fechado.

A evolução destes sistemas viabilizou o desenvolvimento de aplicações tais como controle automático da geração, otimização do despacho, segurança, armazenagem de dados, e funcionalidade de estudo off-line, também como a sofisticação dos meios de comunicação e transmissão de dados.

A Figura 2.2 ilustra um console SCADA contendo as funcionalidades de controle de ações, alarme, inicialização de sistema, registro de demanda e identificação de mudanças limites juntamente com a interface gráfica apresentada no monitor do início da década de 70.

Figura 2.2- Console SCADA de 1973

Fonte: Swarthut e Fiedler (1973)

Na década de 1970 foram publicados (SWARTHUT e FIEDLER, 1973; BLOSE et al., 1978; RUSSELL, MASIELLO, BOSE, 1979; AMERICAN NATIONAL STANDARD DEFINITION, SPECIFICATION AND ANALYSIS OF MANUAL, AUTOMATIC AND SUPERVISORY STATION CONTROL AND DATA ACQUISITION, 1979) apresentando modelos, arquiteturas, equipamento e aplicações práticas dos sistemas SCADA. À partir de então, foram vislumbradas novas funcionalidades, além daquelas específicas para a automação e controle dos equipamentos internos dos sistemas de energia, agregando altos níveis de inteligência a eles e a todos equipamentos e utilidades existentes e almejadas.

Os primeiros conceitos sobre as redes elétricas inteligentes, antes mesmo da sua denominação por *Smart Grids*, foram apresentados por Schweppe (1978), em que o autor previu grandes modificações nos sistemas elétricos, desde aquelas técnicas, pela implantação de sistemas de comunicação, integração com diversas fontes geradoras e introdução de sistemas de computação, até modificações no comportamento dos consumidores, em relação ao consumo e também preocupações ambientais. Foram idealizados centros de controle sofisticados, equipados com computadores, interfaces gráficas e múltiplos meios de comunicação. Os modelos matemáticos iriam ser aprimorados para analisarem o comportamento da rede, controlarem o despacho ótimo e, também, em caso de emergência, minimizarem os danos. Ele indica uma alteração na relação entre as geradoras e os consumidores em que será possível a microgeração e o mercado de energia deverá ser alterado. Schweppe conclui que ainda assim existiria a possibilidade de interrupções no fornecimento, mas os possíveis danos seriam minimizados pelos sistemas de controle. Este artigo apresenta todas as características das redes inteligentes

modernas e as necessidades de adaptação das redes existentes na atualidade, transcendendo seu tempo.

Russell, Masiello e Bose (1979) apresentaram conceitos acerca da evolução dos centros de controle, que na época ainda eram baseados em painéis acionados manualmente. A motivação para a atualização dos equipamentos analógicos para os digitais foi referente ao grande número de novas funcionalidades emergentes para áreas de segurança (estudos de fluxo de carga e curto-circuito) e economia (otimização do despacho e gerenciamento da manutenção). É proposta uma arquitetura para o sistema de controle contendo processamento distribuído, o que seria necessário para atender às demandas de todas funcionalidades. Esta configuração fica cada vez mais evidente nas arquiteturas atuais de sistemas inteligentes. Como funcionalidades são propostas aquisição e monitoramento de dados, interface homem-máquina e aplicações, tais como controle de processos, análises em tempo real e gerenciamento de dados. Conclui-se que, com os avanços computacionais, será possível acomodar os crescimentos dos sistemas elétricos e das funcionalidades, o que se mostra uma realidade na atual conjuntura.

Verifica-se que, nas duas décadas seguintes, de 1980 e 1990, pouco houve de progresso inovador nos sistemas SCADA, restringindo-se a pesquisas em melhorias na arquitetura das redes de comunicação, levantamentos de casos de estudo.

Contudo, à partir da virada do século, ocorreu um grande aumento na pesquisa de metodologias e soluções de aplicações SCADA e redes inteligentes devido ao surgimento de novas tecnologias de comunicação e aumento da capacidade de processamento computacional.

De forma mais abrangente, as *Smart Grids* fazem parte de um conceito chamado Internet das Coisas (do inglês *Internet of Things* (IoT) – Huang e Li, 2010a) que descreve uma visão na qual todos os objetos se tornariam parte da internet: onde cada objeto é unicamente identificado e acessível pela rede e há agregação de serviços e inteligência, fundindo o mundo físico e digital e impactando nos ambientes profissionais, pessoais e sociais.

A IoT originou-se no *Massachusetts Institute of Technology* (MIT), em um trabalho de criação de um sistema global de registro de bens utilizando identificação por radiofrequência (do inglês *Radio Frequency Identification* - RFID). Desde então, vem sendo criados equipamentos munidos com tecnologias de sensoramento

(sistema global de posicionamento (GPS), RFID e leitores de código *Quick Response Code* (QR-Code), tratamento de informações e comunicação, via internet, por exemplo, que viabilizam a atuação de forma autônoma.

Assim sendo, a IoT pode ter suas aplicações classificadas em duas categorias: Informação e Análise, como primeira, e Automação e Controle, como segunda categoria, como definido por Huang e Li (2010b).

Serviços de tomada de decisão são aprimorados pelo recebimento de informações mais atualizadas dos equipamentos do meio, possibilitando uma análise mais precisa do estado atual, na categoria de Informação e Análise. Esta categoria compreende as aplicações de rastreamento (logística de entrega, por exemplo) e sensibilidade ao contexto (sensoriamento das condições climáticas, por exemplo).

Já Automação e Controle compreende a atuação sobre as informações processadas e analisadas previamente. A otimização de processos e do consumo de recursos é uma das aplicações mais promissoras. Como por exemplo, o sensoriamento e comunicação do consumo de energia permitem o ajuste ou balanceamento do uso em períodos de custos mais baixos.

As *Smart Grids* implementam estas duas categorias, no sentido de obter, tratar e disponibilizar informações dos estados da rede elétrica e atuar, quando necessário, para garantir a segurança e qualidade do fornecimento, incorporando uma maior confiabilidade ao sistema.

Assim, pode-se definir o *Smart Grids* como sendo a combinação de avançadas tecnologias de telecomunicação e informação com a rede de fornecimento de energia elétrica que pode integrar inteligentemente as ações de todos os usuários conectados a ela, consumidores e fornecedores, garantindo eficiência, qualidade e segurança do fornecimento.

Suas principais características podem classificadas como se segue:

- Confiabilidade: Capacidade de automaticamente detectar, analisar, responder e restaurar falhas na rede (*Self-healing*) e de mitigar e resistir a ataques físicos e cyber-ataques.
- Qualidade: Pela automatização e controle das redes, garante-se um fornecimento de energia com maior qualidade;
- Sustentabilidade: Redução do impacto ambiental do sistema produtor de eletricidade pela integração de fontes renováveis, tais como fontes eólicas,

solares, biomassa e geotérmicas, pela viabilização do armazenamento de energia e da utilização da tecnologia de carros elétricos.

- Eficiência energética: Utilização eficiente da energia pelos consumidores devido à implantação de tarifas inteligentes, através da introdução de um sistema de precificação dinâmica que incentiva o uso eficiente e auto-monitoramento do consumo, através da automação residencial, e redução das perdas nas redes devido ao vasto monitoramento do sistema.

Pode-se concluir que a *Smart Grids* dinamiza o sistema através das interfaces de comunicação e interfaces elétricas, como apresenta a Figura 2.3, que expõe as relações entre os agentes e a maior eficiência do sistema, devido à possibilidade da incorporação de novas soluções.

Figura 2.3- Interações estabelecidas pelo *Smart Grid*

Fonte: Adaptado de Grid Automation

Os principais componentes e serviços de um sistema *Smart Grid* são:

- Centrais inteligentes de operação do sistema;
- Gerações tradicional, eficiente, renovável e microgeração de energia;
- Gerações distribuída tradicional e renovável de energia;
- Subestações automatizadas;

- Linhas de transmissão eficientes e de distribuição com automação e sensoramento;
- Medidores eletrônicos inteligentes;
- Armazenamento distribuído de energia;
- Equipamentos inteligentes e eficientes energeticamente, tais como veículos elétricos ou híbridos;
- Programas de gerenciamento e informação de consumo em tempo real de energia pelo lado da demanda;

A integração dessas tecnologias produzirá um sistema com grande potencial para a melhoria no desempenho no que diz respeito à confiabilidade e qualidade do suprimento, economia na operação e expansão, modicidade tarifária, introdução de fontes renováveis e a participação ativa de consumidores.

Como benefício imediato, o *Smart Grid* proporciona um equilíbrio para a interação entre disponibilidade de fornecimento e a demanda. Com a ajuda dos mercados e maior disponibilidade de informação, as empresas de energia serão capazes de trabalhar em conjunto com os consumidores para produzirem um sistema com custo justo e com diversas fontes eficientes.

Contudo, a transformação das redes de energia elétrica atuais para o *Smart Grid* deverá acontecer de forma incremental, pela introdução gradativa de novas tecnologias de automação, computação e comunicação. A integração destas tecnologias deverá ser amplamente analisada para identificação e mitigação dos problemas emergentes neste novo sistema.

A rede inteligente pode possuir diversas definições e funcionalidades diferentes, dependendo inclusive de sua região e área de desejada de operação. Segundo Pascalicchio (2011) existem dois exemplos de definição de rede inteligente com objetivos e funcionalidades distintas: o caso europeu e o americano. Esta descrição é relevante para inferir as necessidades técnicas e dimensionar a quantidade de serviços e integrações esperadas.

A rede inteligente para os europeus começou a ter os seus conceitos definidos em 2005, através da constituição do fórum “*Smart Grids European Technology Platform for Electricity Networks of the Future*”. O diagnóstico foi extenso e definiu a missão geral da rede inteligente na Europa. Ela deve atender aos desafios e oportunidades do século XXI, às expectativas da sociedade, fortalecer os negócios

europeus no contexto do setor elétrico, bem como aumentar suas oportunidades internacionais.

Com esta perspectiva, o “*European Technology Platform Smart Grids Strategic Deployment Document for Europe’s Electricity Networks of the Future*” definiu em 2010 o conceito formal de Smart Grid. Deve, inteligentemente, integrar-se às ações dos geradores e consumidores conectados a ela para fornecer energia sustentável, econômica e segura. A rede inteligente deve empregar produtos e serviços inovadores juntamente com monitoramento, comunicação e tecnologia de auto religamento para melhor facilitar a conexão e operação de qualquer quantidade de geradores e tecnologia, permitir aos consumidores participar das operações de otimização do sistema, providenciar que os consumidores tenham informações e escolhas de suprimento, reduzir de maneira significativa os impactos ambientais sobre toda a oferta de energia, entregar energia de qualidade, confiável e com segurança.

Os Estados Unidos estabeleceram uma política no sentido de apoiar a modernização de sua rede elétrica, da geração à distribuição, de forma a orientar o país em um programa independente de energia com segurança, aumentando a quantidade de fontes de energia renováveis, protegendo os consumidores e promovendo a pesquisa de instalações que capturem os gases causadores do efeito estufa, oferecendo mais opções de armazenagem de energia e aperfeiçoando o uso da energia para diversos outros propósitos, divulgou o *Energy Independence and Security Act* of 2007 (EISA). O título 13º desse ato definiu objetivos, funções e ações que integradas constituem os fundamentos deste sistema (“*Statement of Policy on Modernization of Electricity Grid*”), sendo:

- Incrementar o uso de informações digitais e emprego de tecnologia para controlar e aumentar a confiabilidade, segurança e eficiência da rede elétrica;
- Otimizar as operações e recursos da rede de distribuição de energia com tecnologia segura e eficiente;
- Instalar e integrar os recursos de geração, incluindo de fontes renováveis;
- Desenvolver e incorporar elementos de resposta à demanda e de segurança contra hackers mal-intencionados e vírus;
- Instalar tecnologia eficiente com resposta em tempo real, automática, interativa, que otimize operações de eletrodomésticos e equipamentos de consumo –

para medição, comunicação com preocupação de automatizar elementos da distribuição;

- Integrar com eletrodomésticos inteligentes e outros equipamentos de consumo de energia;
- Instalar e integrar-se com armazenagens sofisticadas de energia, controle de picos, incluindo conexões com veículos elétricos e armazenagem térmica de ar condicionado;
- Fornecer ao consumidor informações com opções de controle;
- Desenvolver padrões de comunicação e interoperabilidade de eletrodomésticos e outros equipamentos conectados à rede elétrica, incluindo equipamentos de utilidade e que servem à rede e identificar e reduzir barreiras para a adoção das tecnologias de rede inteligente, práticas e serviços.

Segundo as definições anteriores de rede inteligente, os novos equipamentos de campo seriam integrados às funções de geração, transmissão e distribuição de energia. Desta forma é possível classificar as funções técnicas de uma rede inteligente em quatro classes distintas.

A primeira classe corresponde à instalação de novos dispositivos que irão compor o moderno sistema elétrico. Dessa forma, os Equipamentos Inteligentes na Rede (do inglês *Intelligent Network Devices* - IND), dispositivos eletrônicos, sensores inteligentes como chaves automatizadas, religadores, bancos de capacitores, disjuntores, medidores eletrônicos e subestações automatizadas comporão a rede inteligente de distribuição de energia. Essa classe tem por objetivo adquirir dados do sistema elétrico e permitir um conjunto preestabelecido de ações necessárias na rede.

A segunda classe corresponde à constituição de um sistema de comunicação entre a classe anterior e os centros de controle das empresas. Esta comunicação será feita através de uma das redes de comunicações digitais dentre as descritas no capítulo anterior.

A terceira classe de funções técnicas do *Smart Grid* corresponde à montagem do “Centro de Controle de Processamento”, o qual deve possuir arquitetura de informática e telecomunicação voltada para serviços, concentrando os dados vindos do campo. Esse centro deve armazenar e informar os recebimentos adequados de todos os equipamentos instalados no sistema.

A quarta classe corresponde ao “Centro de Análise das Informações”, que deve transformar os dados em informações. É necessário fazer a diferença entre dados e informações: dados representam a leitura essencial de um parâmetro, geralmente um parâmetro físico. Informação significa o entendimento preciso do que o parâmetro físico representa. A perspectiva, considerando as extensões das redes elétricas, é de que uma grande quantidade de dados será originada. O embrião desse centro é representado atualmente pelos centros de atendimento telefônicos das empresas de energia (“*call-centers*”), gerando estatísticas que permitem identificar linhas de distribuição cujo desempenho deve ser melhorado. Entretanto, os *call-centers* são considerados áreas passivas e unidirecionais, ou seja, aguardam a manifestação do consumidor, do agente distribuidor de energia ou de agentes reguladores para que uma providência seja tomada. O Centro de Análise das Informações deve transportar as informações para as áreas tomadoras de decisão e de controle de ações corporativas da empresa. Algumas informações acionarão despachos automáticos no sistema. Para atingir esse desempenho os profissionais das empresas de energia devem receber as informações no formato adequado.

Em estudos mais recentes, Brown (2008) afirma que os projetos de redes inteligentes tendem a usar tecnologias isoladas, sem a necessidade da criação de um sistema integrado por várias tecnologias, em consequência dos seguintes impactos estruturais nas redes de distribuição de energia:

- Infraestrutura Avançada de Medição (do inglês *Advanced Metering Infrastructure* AMI) habilitará a tarifação dinâmica, que reduzirá o pico de demanda, reduzindo a necessidade de investimentos no sistema.
- Automação da distribuição: Monitoramento, controle e comunicação distribuídos pelos alimentadores, que contém funcionalidades de proteção e chaveamento, possibilitando a autoconfiguração em eventos de faltas. Isto alterará os projetos dos sistemas, que hoje focam em alimentadores radiais e necessitarão de projetos que abranjam um sistema interconectado de alimentadores. Também afetará a coordenação da proteção, que deverá ser planejada juntamente com a topologia de rede para uma coordenação em várias configurações distintas.

- Geração distribuída: Com alta penetração as redes deverão considerar questões como fluxo não radiais e aumento das correntes de falta, além da habilidade de operação isolada (ilhamento).

Já Collier (2010) expõe que o tradicional tratamento para atendimento da confiabilidade, qualidade do serviço, crescimento da demanda e reestabelecimento do fornecimento em falhas, pela construção de plantas geradoras, linhas de transmissão e distribuição com capacidade extra e redundâncias, não atenderá o novo meio ambiente operacional e de negócios que está em constante modificação. Ele indica os benefícios das redes inteligentes como sendo a garantia da qualidade (*self-healing*), confiabilidade e segurança (resistências a ataques), além da redução do consumo (*demand response*), custo (otimização dos recursos, operação eficiente) e emissão de gases poluentes (inclusão de novas fontes geradoras). Contudo não será simples sua implantação, pois ainda não há um consenso sobre seu conceito, mas que são necessários três pilares principais:

- Inteligência distribuída: Integração de geração distribuída e armazenamento, veículos elétricos, e medidores eletrônicos pelas tecnologias SCADA, AMR, EMS, GPS, celulares e outros;
- Comunicação digital: O controle e monitoramento remoto requer comunicação de duas vias pelas mais diversas tecnologias existentes e que surgirão;
- Sistemas de decisão e controle: O gerenciamento dinâmico da rede exigirá o tratamento de muita informação que estará disponível, que serão tratados diretamente nos equipamentos distribuídos ou pelas centrais de operação e gerenciamento;

Contudo os problemas da interoperabilidade entre sistemas e equipamentos de diferentes fornecedores emerge, com algumas soluções, mas nenhuma completa e simples de realização. O autor finaliza com dez questões para provocar as empresas de energia, indicando o mínimo requerido para chegar à *Smart Grids*, tais como sistemas GIS, CRM, SCADA, sistemas de comunicação e sistemas inteligentes.

Apresentada a estrutura dos sistemas de potência, juntamente com a definição acerca de redes inteligentes, encontra-se composto o arcabouço estrutural onde se aplicam as proposições deste trabalho. Em seguida serão apresentadas a área de atuação e metodologias existentes na solução do problema em foco, sendo estas a área de operação de redes elétricas e análise contingencial, respectivamente.

2.3 OPERAÇÃO DE REDES

O gerenciamento de sistemas elétricos de potência, até meados do século XX, era realizado localmente, já que os sistemas eram isolados. Entretanto, devido à necessidade de um maior aproveitamento energético deu-se início à expansão e interligação dos vários sistemas isolados, tornando-se imperativo uma gestão ou controle central.

Com o desenvolvimento tecnológico, a automação da operação foi implantada a partir de dois tipos de centros de controle (WU; MOSLEHI e BOSE, 2005):

- Sistema de Gerenciamento de Energia (do inglês *Energy Management System* - EMS): Responsável pela gestão dos sistemas de geração e transmissão.
- Sistema de Gerenciamento de Distribuição (do inglês *Distribution Management System* - DMS): Responsável pela gestão dos sistemas de distribuição de energia.

Genericamente, as funções dos centros de controle são:

- Controle de geração;
- Sistema e controle supervisão;
- Análise e controle de segurança em tempo real.

Um novo objetivo surgiu juntamente com as novas tecnologias modernas para atender a operação em tempo real:

- Manter o sistema elétrico operando sem sobrecarga em equipamentos e atendendo todos os consumidores, em qualquer condição ou estado de operativo.

Estas funções são realizadas por sistemas computacionais avançados. Um sistema computacional para análise e operação de redes elétricas está inserido dentro de um contexto maior, denominado centros de controle. Este item descreve de forma breve os centros de controle de sistemas de potência, passando pelas metodologias de análise de contingências, alívio de cargas e reconfiguração de redes.

2.3.1 Centros de Controle de Sistemas de Potência

Os centros de controle de sistemas de energia elétrica são conjuntos de equipamentos eletrônicos (computadores e servidores) e sistemas computacionais atuando sistemicamente nas ações de controle do sistema. Dependendo da dimensão do sistema tratado, os centros de controle se configuram em diferentes complexidades como por exemplo, centros de controle atuais são constituídos por sistemas SCADA, sistemas computacionais de análise de dados avançados.

A estrutura típica de um moderno centro de controle de sistemas elétricos é apresentada na Figura 2.4, onde se encontram os monitores de cada operador e telas de projeção que apresentam o estado atual do sistema em supervisão.

As informações disponibilizadas nas telas e monitores são formatadas de acordo com as necessidades de cada centro, sendo compostas por diagramas unifilares, curvas características de equipamentos, perfis de tensão, listas de alarmes e etc.

Figura 2.4- Centro de controle do Operador Nacional do Sistema ONS

Fonte: Site da ONS.

A Figura 2.5 apresenta as funções de supervisão e controle de um sistema elétrico de potência de maneira geral. Estas funções são executadas na operação de redes em tempo real estão sujeitas a restrições severas de tempo de resposta, necessitando de desenvolvimentos otimizados, mas sem limitações de precisão.

Figura 2.5- Funções de supervisão e controle de redes elétricas

Fonte: Adaptado de Monticelli (1983).

De maneira geral, as funções de análise podem ser descritas como Garcia e Almeida (1999):

- Configurador: Construção do modelo da rede em observação, executado a cada alteração topológica do sistema
- Estimador de estados: Determinação da observabilidade do sistema, determinando os estados e erros grosseiros de medições.
- Modelagem da rede externa: Construção do modelo de reprodução do comportamento do sistema externo conectado à rede em observação.
- Fluxo de potência on-line: Construção do modelo da rede em tempo real ajustado para a realização de estudos e análises.

- Análise de segurança: Simulação de um elenco de contingências (lista das contingências mais críticas) e da verificação de limites operativos (área pontilhada da Figura 2.5).
- Fluxo de potência ótimo: Determinação das ações de controle para otimizar a operação do sistema considerando restrições operativas e de segurança.

Este trabalho de pesquisa aborda especificamente a função de Controle Corretivo, pela proposição de uma metodologia e sistema computacional que estabilizem o sistema de potência após uma contingência (estado emergencial), conduzindo o sistema para um novo ponto de equilíbrio estático estável de maneira eficiente e em tempo real.

2.4 ANÁLISE DE CONTINGÊNCIAS

Os sistemas elétricos de potência frequentemente sofrem alterações de suas configurações topológicas devido à retirada de linhas pelo isolamento de faltas ou manutenção, aumento repentino de demanda ou saída de um gerador. Caso o sistema suporte esta contingência, um novo estado operacional se estabelecerá, no qual algumas linhas podem estar sobrecarregadas. Operações de segurança são continuamente executadas a fim de se estabelecer um estado operacional no qual não haja sobrecarga dos equipamentos. O planejamento operacional determina a priori um estado seguro para casos contingenciais, auxiliando consideravelmente a operação dos sistemas elétricos, além de promover a identificação das deficiências de cada sistema, como indicam Billinton e Sachdev (1979).

Em regime permanente, os sistemas elétricos de potência estão sujeitos a dois tipos de restrições: carga e operação. O balanço entre carga e geração define as restrições de carga que, matematicamente, são expressas pelas equações de fluxo de potência. Já as restrições de operação são definidas pelos limites de carregamentos de equipamentos e variáveis do sistema, tais como os limites de tensões nas barras e injeções de potência nas barras, por exemplo.

Dadas estas restrições, pode-se definir quatro estados de operação do sistema (MONTICELLI, 1983), Figura 2.6:

- Normal: São obedecidas as restrições de carga, de operação e de segurança. Operação normal do sistema, atendendo toda a demanda e sem violação dos limites de operação. Caso alguma das contingências elencadas ocorra, o sistema continuará atendendo normalmente.
- Alerta: São obedecidas as restrições de carga e de operação com atendimento adequado às cargas. Contudo, alguma contingência elencada poderá levar o sistema ao estado de emergência, caso ela venha a ocorrer de fato.
- Emergência: Violação de uma ou mais restrições operativas, provocada por uma contingência com consequente interrupção de um ou mais equipamentos do sistema.
- Restaurativo: Eliminação da emergência por um desligamento manual ou automático de partes do sistema para atendimento das restrições operacionais, comprometendo a integridade do sistema.

Figura 2.6- Estados operativos do sistema

Fonte: Adaptado de Monticelli (1983)

Deste modo, cada estado do sistema requer ações de controle distintas, sendo as ações de controle de estado normal as mais amplamente implantadas nos centros de controle.

A segurança de um sistema elétrico de potência pode ser definida como a habilidade de enfrentar perturbações, sem transição do estado normal ao de

emergência (DY LIACCO, 1977), caracterizando o sistema como normal-seguro. Transições entre estes estados caracterizam um sistema como normal-alerta.

A prevenção, ou minimização, da modificação de estados para emergenciais é a finalidade do controle de segurança, realizando três funções:

1. Avaliação do estado atual;
2. Caso normal, avaliação se normal-seguro ou normal-alerta;
3. Caso normal-alerta, identificar ações para reestabelecimento do estado normal-seguro.

Estas funções são realizadas a partir de simulações de perturbações, fomentando os operadores com cenários de previsões do comportamento do sistema, podendo executar ações preventivas para inibir possíveis transições para o estado de emergência. Esta análise pode ser realizada em estudos estáticos, identificando somente o estado final em regime permanente (baseada em fluxos de potência), ou em estudos dinâmicos, avaliando a transição entre os estados inicial e final (baseada em análise transitória).

Os estudos de análise de contingências, quando utilizados no contexto da operação em tempo real, devem fornecer resultados em tempo suficientemente rápido, devido ao baixo tempo de ação necessário. Assim, para viabilizar a análise de contingências no contexto da operação em tempo real, existem, basicamente, três abordagens diferentes:

1. Estudo do sistema com algoritmos otimizados, utilizando de aproximações e simplificações;
2. Seleção de casos mais importantes para uma análise detalhada;
3. Uso de técnicas de computação paralela para otimização dos processamentos.

A primeira abordagem faz uso de aproximações e simplificações. Nessa linha, tem-se o uso de modelos linearizados da rede para resolver problemas de análise de contingências e aparece na literatura tais como o Método das Sensibilidades Linear ou Fatores de Sensibilidade Linear (WOOD e WOLLENBERG, 1996). Essa abordagem é útil quando é desejada somente uma análise aproximada dos efeitos de cada contingência. O método dos Fatores de Sensibilidade Linear tem todas as limitações atribuídas ao Fluxo de Potência CC, ou seja, só são calculados nos circuitos os fluxos de potência ativa. Não é obtida nenhuma informação sobre fluxo de potência reativa nos circuitos ou tensão nas barras. Se for necessário conhecer, após uma

contingência, os fluxos de potência ativa e reativa nos circuitos e tensões nas barras, então uma formulação completa do fluxo de potência deve ser utilizada

A segunda abordagem, a Seleção de Contingências, leva em consideração o fato de que nem todas as contingências da lista vão causar violações de limites. Uma das abordagens é utilizar a experiência do operador do sistema elétrico para se obter uma lista de contingências menor e mais adequada ao estado corrente do sistema elétrico. Como exemplo, sabemos que algumas contingências provocam um efeito mais intenso no sistema quando este opera em carga leve, enquanto que em carga pesada, essa mesma contingência pode não oferecer grandes perturbações.

No entanto, essa solução, baseada na experiência do operador, está sujeita a ocorrência de erro humano, que pode ser de dois tipos: elaborar uma lista onde uma contingência crítica não seja selecionada, podendo levar a uma falsa informação de que o sistema está seguro; ou elaborar uma lista de contingências muito longa, sobrecarregando desnecessariamente a análise e aumentando o tempo de solução da mesma.

Outra abordagem para a seleção de contingências é a utilização de métodos automáticos de seleção de contingência, ou também chamados de *Contingency Screening*. Neste caso, é feita uma pré-análise do efeito da contingência, sendo atribuído um índice de desempenho que será utilizado para ordenação da lista a partir dos casos mais críticos para os menos críticos. As contingências da lista ordenada são analisadas uma a uma até que depois de um determinado número de contingências seguidas sem gerar violações operativas, a análise é finalizada. O desafio em torno do uso da seleção automática de contingências está em como encontrar a melhor maneira de calcular o índice de desempenho para a ordenação da lista de contingências e tem sido objeto de estudo em muitos trabalhos ao longo dos últimos anos.

Métodos de soluções locais e de fronteiras são métodos que se utilizam do fato de uma contingência ter seu efeito sentido a um certo limite geográfico para buscarem uma simplificação na análise de contingências.

Normalmente são utilizados para diminuir o tempo gasto na solução da Seleção Automática de Contingências e tornar o processo global da Análise de Segurança mais rápido, onde depois da Seleção de Contingências, será utilizado um algoritmo de solução que forneça maiores detalhes sobre os efeitos das contingências no

sistema, bem como quais ações devem ser tomadas no sentido de se aumentar o nível de segurança do sistema.

A terceira abordagem para a viabilização do uso do programa de análise de contingências no contexto da operação em tempo real é a utilização de técnicas de processamento paralelo e, em particular, processamento em cluster de computadores.

2.4.1 Alívio de Carga

O corte no fornecimento de energia em redes de energia elétrica, gera problemas para as concessionárias de energia mais do que qualquer outro fator. Os usuários finais esperam que o serviço prestado pelas concessionárias de energia seja cada vez mais confiável. Geralmente, interrupções e quedas de tensão causam a maioria dos problemas de falta de energia, entretanto, se houver a necessidade de diminuir a demanda de energia com o objetivo de atender restrições de segurança elétrica das redes, essa redução ocorrerá por meio de ações de desligamento nos sistemas de distribuição, comprometendo a qualidade da energia distribuída. Esse procedimento de alívio do carregamento é parte integrante do plano de ações de gerenciamento de carga e é chamado de corte de carga (BILLINTON, 1983).

As ações de gerenciamento da carga são atividades em tempo real necessárias para solucionar qualquer deficiência de geração, transmissão ou transformação em que a carga a ser atendida supere a capacidade de atendimento da área afetada resultando, portanto, em remanejamentos ou cortes de carga previamente estabelecidos para garantia da integridade do sistema. Essas ações de gerenciamento de carga são realizadas de forma manual ou automática, em função de limites de tensão, frequência, déficit de geração ou carregamento de equipamentos ou linhas de transmissão.

Dentre as ações de gerenciamento de carga, podem citar-se o corte indireto, pela redução intencional do nível de tensão, o corte direto (manual ou automático) de carga e o remanejamento de carga entre instalações do sistema elétrico. Estas ações podem ter curta ou longa duração em função de contingências na rede de operação ou de déficit energético numa região. No caso de déficit energético, o gerenciamento de carga pode ser caracterizado como racionamento de energia e está sujeito a regulamentação superior.

As metodologias já propostas na literatura preveem que os cortes sejam realizados todos simultaneamente. No entanto, muitas contingências são restabelecidas rapidamente e os cortes de carga realizados acabam por ser muito severos se todos os requisitos operacionais forem seguidos criteriosamente. Caso seja admitido que alguns limites de tensão sejam violados, por exemplo, em apenas 3% e que haja sobrecarga de 20% em alguns transformadores por apenas uma ou duas horas (ou como estabelecido pelos Procedimentos de Rede do Operador Nacional do Sistema - ONS), pode-se cortar menos carga do que seria necessário, se essas violações de limites não fossem consideradas. Caso a contingência cesse dentro desse intervalo, ter-se-ão poupados cortes de carga desnecessários admitindo-se apenas pequenas violações. Caso contrário, efetiva-se o corte de carga que teria sido proposto sem se considerar os relaxamentos. Em resumo, a melhor alternativa é o estabelecimento de vários estágios de corte de carga, sempre com o intuito de minimizá-los.

O gerenciamento de carga também possui a função de diminuir os riscos para a segurança do sistema e contribuir para a manutenção da qualidade de energia e para o controle da frequência e/ou tensão do sistema.

As metodologias de análise e identificação de ações de alívio de carga tiveram início durante o final dos anos 60, em que os estudos de avaliação da confiabilidade dos sistemas de geração e transmissão ganharam muita importância. Estes estudos avaliavam a possibilidade de contingência em cada elemento de rede para determinação da probabilidade e frequência de falhas em cada barra do sistema, baseados em níveis de tensão críticos e sobrecarga de linhas (BILLINTON e BHAVARAJU, 1970).

Hajdu *et al.* (1968), propuseram uma metodologia com o objetivo de minimização da demanda cortada formulado como um problema de otimização estática, sujeito a restrições operacionais e limitações dos equipamentos do sistema.

Já Billinton e Sachdev (1979) propuseram uma metodologia não antes utilizada para a minimização da sobrecarga em linhas pelo redespacho da geração e alívio de carga baseada no fluxo de carga Newton-Raphson para determinar os estados (tensão e corrente). Contudo, pela formulação direta sem a minimização de uma função objetivo declarada, a solução do algoritmo pode não ser a mais adequada, não aliviando o carregamento de todas as linhas do sistema.

Um modelo mais sofisticado, combinado com técnicas de programação linear, foi apresentado por Subramanian (1971). Alguns anos depois, Adibi e Thorne (1988), elaboraram um algoritmo visando a redução do tempo de execução das operações pela efetuação de corte de carga local devido a sobrecarga em redes de transmissão subterrânea.

A avaliação do efeito das diferentes alternativas de chaveamento para execução do corte de carga foi investigado em Billinton e Satish (1996), que mostrou os impactos nos índices de confiabilidade.

Um objetivo importante a ser considerado no corte de carga é o custo de interrupção, que é avaliada por Wang e Billinton (2000) e Wangdee e Billiton (2004), em que se busca a minimização dos custos que a interrupção de energia elétrica causa para os consumidores.

Outro objetivo também considerando o aspecto financeiro é o atendimento às metas de continuidade (DEC e FEC). Assim Silva, Cassula *et al.* (2001) consideram diferentes prioridades para o corte resultando em estratégias que priorizem outros parâmetros, não somente o menor custo de interrupção.

O controle de tensão e níveis de carregamento da rede são outros importantes critérios para composição da função objetivo, reduzindo, conseqüentemente, as perdas técnicas. Em Rao e Rao (2003) sugere-se um algoritmo para eliminação sequencial dos alimentadores mais carregados. Deste modo aliviam-se as violações de carregamento e nível de tensão.

De maneira geral, as ações automatizadas de corte de carga visam manter os critérios de estabilidade do sistema elétrico, como apresentam Mihirig, Nguyen e Allen (2006) e Fu e Wang (2007).

Já Côté e Lacroix (2001) descrevem uma metodologia que, através do sistema de comunicação, realiza o corte de forma automatizada, pelo processamento dos dados de magnitude e frequência de tensão da rede.

2.4.1.1 Esquema Regional de Alívio de Carga

O Esquema Regional de Alívio de Carga (ERAC) refere-se a um sistema automatizado que atua por meio de relés configurados para desconectar

alimentadores pré-determinados, pela variação do módulo e frequência da onda de tensão, com apresenta a Tabela 2.1 (ONS, 2010).

Nos sistemas de distribuição, o corte de carga é realizado ou por uma contingência no próprio sistema ou por uma redução da disponibilidade do sistema de suprimento (geração e transmissão), em decorrência de contingências ou racionamento de energia.

Tabela 2.1- Ajustes do ERAC das Regiões Sudeste/CO e Sul

Estágios	Sudeste/CO		Sul	
	Ajuste (Hz)	Carga Rejeitada (%)	Ajuste (Hz)	Carga Rejeitada (%)
1°	58,5	7	58,5	7,5
2°	58,2	7	58,2	7,5
3°	57,9	7	57,9	10
4°	57,7	7	57,7	15
5°	57,5	7	57,5	15

Fonte: ONS (2014)

Entretanto, o sistema automatizado pode atuar autonomamente em condições severas, desconectando zonas pré-definidas dos alimentadores. A definição das zonas é baseada na prioridade das cargas, Tabela 2.2, nos indicadores de qualidade e de energia não distribuída.

Tabela 2.2- Ranking dos tipos de consumidores com prioridade na continuidade do fornecimento de energia

1	UTI residencial, grandes hospitais e outros críticos.
2	Abastecimento de água.
3	Indústria ou comércio de grande porte/especiais
4	Telecomunicações.
5	Outros clientes especiais (governo, imprensa, etc.).
6	Clínicas, hospitais e delegacias.
7	Poder público em geral.
8	Indústria e comercio em geral.
9	Condomínios em geral e outros

Fonte: Procedimentos Operacionais (ONS, 2014)

2.4.1.2 Plano de Corte Manual de Carga

A fim de que a segurança geral da rede nacional seja protegida, o ONS estabelece aos participantes relevantes do mercado (empresas de distribuição, transmissão e consumidores livres), que elaborem um plano de corte localizado de cargas, reduzindo efetivamente a demanda de energia elétrica ao se desconectarem rapidamente alguns consumidores da rede. O corte de carga normalmente acontece dentro do ambiente regulado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e coordenado pelo ONS.

Para o gerenciamento de carga, é necessário que os agentes de distribuição e consumidores cujas instalações estejam conectadas à rede básica elaborem e mantenham um Plano de Corte Manual de Carga (PCMC) que lhes permita reduzir sua carga por corte direto manual em no mínimo 35%, em patamares de 5%. O percentual total de redução indicado no PCMC pode ser maior do que 35% a critério do ONS, (ONS (2010)).

2.4.1.3 Fluxo de Potência Ótimo

A resolução do Fluxo de Potência Ótimo (FPO) consiste em determinar o conjunto de ações de controle para suprimir violações operativas, tais como carregamento dos circuitos, desbalanço entre carga e geração e perfil das tensões de barras e outras.

Estas ações podem executar alterações nas injeções de potência ativa e reativa dos geradores e nos TAPs dos transformadores e desligamentos forçados de cargas do sistema (corte de carga), representando uma ferramenta computacional importante para análise de planejamento e operação de sistemas elétricos, podendo ser formulado como um problema de Programação Linear ou Não-Linear.

Desta maneira, podem ser formulados diferentes objetivos como por exemplo minimizar o custo de geração de energia ou minimizar perdas ativas da transmissão dentre vários outros.

As restrições de igualdade construídas pelas equações não lineares do fluxo de potência. Já as restrições de desigualdade podem ser de natureza física (limites

de geração de potência ativa e reativa e de transmissão de potência ativa e reativa nas linhas) ou operacional (limites das magnitudes das tensões nas barras).

Para resolução do FPO quando formulado como um problema de Programação Linear, podem ser utilizadas as metodologias Simplex, o método baseado no Vetor Gradiente e o Método de Pontos Interiores para Programação Linear. Estas metodologias têm como vantagem a eficiente detecção de casos sem solução real e tempos relativamente reduzidos de resolução.

Existem muitos estudos sobre PFO linearizados, tais como Luenberger (1973), Mamandur e Chenowete (1981) e Ristanovic (1996), em que, a linearização da função objetivo e das restrições é realizada em um ponto de operação. Este processo inicia-se pelo fluxo de potência convencional e executa sucessivas linearizações das funções não-lineares a cada iteração.

Contudo, visto que as restrições não lineares do problema podem ser difíceis de serem aproximadas por funções lineares, utilizam-se métodos de Programação Não Linear, requerendo uma modelagem mais precisa do modelo e resultando em buscas mais onerosas computacionalmente. Dommel e Tinney (1968) propuseram os primeiros métodos de solução propostos para o FPO baseados no Método do Gradiente aplicados no modelo desacoplado ou completo.

O Método de Newton (SUN *et al.*, 1984; BURCHETT *et al.*, 1984; MARIA e FINDLAY, 1987), apesar de estar relacionado à dificuldade de tratamento das restrições de desigualdade por funções de penalidade e de não-convexidade, consiste na aproximação da função Lagrangeana por uma função quadrática.

A Programação Quadrática Sequencial é uma classe de algoritmos intermediária entre as metodologias de PL e as de estrita PNL. A solução do problema de FPO é semelhante ao de Programação Linear Sequencial, utilizando-se linearizações sucessivas nas restrições e representando a função objetivo por uma função quadrática.

O Método de Pontos Interiores, (KARMAKAR, 1984) tem permanecido em evidência desde a década de 90 e mostrou-se competitivo aos algoritmos Simplex para solução do problema de PL. A aplicação do método de Pontos Interiores formulado como um problema de PNL foi apresentado em Granville (1994), utilizando o algoritmo de barreira primal-dual ao problema de despacho ótimo de potência

reativa. Esta classe de algoritmos propõe a modificação das condições de otimalidade de Karush- Kunh-Tucker (KKT) durante o processo iterativo.

Finalmente, o Fluxo de Potência Ótimo Multiobjetivos utiliza duas ou mais funções objetivos no problema de otimização de FPO, sendo apresentado com boas perspectivas na referência (WADHWA e JAIN, 1990). Neste documento, é proposta uma formulação do FPO multiobjetivo considerando de forma simultânea as funções objetivo mínimo desvio quadrático do módulo de uma tensão, mínimo desvio de uma potência ativa e mínimo desvio de uma potência reativa pré-especificados.

Khederzadeh (2016) propõe um algoritmo para análise das linhas sobrecarregadas durante a operação de redes de distribuição através do FPO, indicando, quando o método não converge, a necessidade de alívio de carga e criação de micro redes, para amenização da vulnerabilidade da mesma.

2.4.2 Reconfiguração de Redes

Existem dois enfoques para o problema da reconfiguração. O primeiro aborda o problema de reconfiguração da rede em condição de operação normal para minimização das perdas e melhoria nos perfis de tensão. O segundo trata o problema após uma contingência, o qual este trabalho tem por enfoque.

Atualmente a determinação de uma reconfiguração do sistema elétrico quando da ocorrência de uma contingência, é baseada na experiência de profissionais (operadores do sistema). Na prática, é realizada uma análise prévia de algumas alternativas, não sendo possível a consideração de todos os aspectos envolvidos.

Em seu cotidiano nas companhias de transmissão e distribuição, os técnicos utilizam um conjunto de regras empíricas e procedimentos de emergência para tentar restabelecer o fornecimento de energia aos consumidores afetados. O processo tem ainda um agravante: o tempo. Como são condições anormais, é preciso que a resposta seja rápida e precisa.

O problema de reconfiguração de redes em situação de contingência caracteriza-se pela sua natureza combinatória, ou seja, para sistemas reais o número de possíveis alternativas pode tornar-se muito elevado, dificultando a obtenção de soluções eficientes ou otimizadas. Além disso, dependendo dos anseios da empresa ou do operador, pode ser necessário que sejam contemplados múltiplos objetivos na

busca destas soluções, mesmo que com diferentes graus de importância. Como exemplo, na reconfiguração de um sistema, pode-se considerar como atributo principal a minimização do número de chaves manobradas, ao mesmo tempo em que se almeja, secundariamente, atender os consumidores desenergizados com os melhores níveis de tensão possíveis nesta situação.

Além de sua natureza combinatória, outra consideração a ser feita é que estes problemas apresentam também aspectos de incerteza e subjetividade. Existem incertezas presentes, por exemplo, nos valores das demandas das cargas, nos tempos de reparo de um defeito, e nos custos das perdas.

Para que se possa fazer uma análise comparativa entre os métodos desenvolvidos para o tratamento dos problemas de reconfiguração de redes, são apresentados alguns conceitos básicos referentes às opções de modelagem dos problemas e às técnicas computacionais utilizadas para a sua resolução.

Cada um dos problemas de reconfiguração pode ser formulado de diversas maneiras. Dependendo de como um problema é modelado, uma técnica para o seu tratamento pode se mostrar mais ou menos adequada que as demais, e os resultados obtidos também podem diferir significativamente. As principais opções de modelagem para estes problemas são definidas a seguir.

i. Funções Objetivo

Os problemas podem ser tratados considerando-se a otimização de uma ou mais funções objetivo. Deste modo é possível modelar um problema com um ou múltiplos objetivos. Alguns dos atributos de otimização normalmente considerados são:

- Custos de investimento, também chamados de custos de instalação ou fixos;
- Custos operacionais, geralmente representados pelos custos das perdas elétricas, também chamados de custos variáveis;
- Índice de confiabilidade, geralmente representado pela energia não distribuída (END);
- Número de chaves manobradas.

Nem sempre é possível a determinação de uma única solução “ótima”. Muitas vezes os objetivos considerados são conflitantes entre si (por exemplo, quando se

busca ao mesmo tempo a minimização dos custos de expansão do sistema e a minimização da energia não distribuída - END). A priorização de certos objetivos e preferências subjetivas do engenheiro de planejamento devem então ser consideradas na solução do problema, para a obtenção da melhor “solução de compromisso” (KAGAN, 1992).

Usualmente os problemas de otimização não contêm apenas uma função objetivo, mas várias funções simultâneas, que podem ser conflituosas umas com as outras. Muitos problemas de tomada de decisão implicam em vários critérios que devem ser balanceados da melhor forma possível. Em problemas deste tipo é comum empregar-se o conceito de Dominância de Pareto (ARROYO, 2002) para comparar suas soluções factíveis (KAGAN, OLIVEIRA e ROBBA, 2009).

ii. Restrições

Os problemas podem ser modelados considerando-se restrições técnicas, econômicas, ou de outra natureza. Como exemplo pode-se citar:

- 1ª lei de Kirchhoff ou balanço de demanda;
- 2ª lei de Kirchhoff;
- Carregamento máximo de condutores, chaves e transformadores de subestações;
- Queda de tensão máxima ao longo da rede;
- Radialidade da rede, ou seja, configuração do sistema com todos os alimentadores operando de forma radial, sem fechamento de malhas;
- Restrições financeiras e/ou orçamentárias;
- Número máximo de chaves que podem ser manobradas.

iii. Incertezas

Neste aspecto, os problemas podem ser modelados com três enfoques:

- Determinístico, quando não se consideram aspectos de incertezas, ou se consideram simplesmente através da simulação do modelo determinístico com análise de sensibilidade sobre alguns parâmetros de interesse;

- Probabilístico, quando alguns parâmetros do problema são considerados como variáveis aleatórias;
- Possibilístico, quando as incertezas são tratadas através da teoria dos conjuntos difusos.

De uma forma geral, existem basicamente duas abordagens que vêm sendo utilizadas para solucionar o problema de reconfiguração de redes de distribuição de energia elétrica, nas últimas décadas.

A primeira utiliza preceitos clássicos, ou seja, através de equacionamentos matemáticos para se encontrar a solução ótima de um determinado problema. Como exemplo deste tipo de abordagem, cita-se a utilização da Programação Linear (PL) ou da Programação Linear Inteira Mista (PLIM).

A segunda utiliza conceitos mais recentes, como Heurística e Inteligência Artificial, que devido às restrições do tamanho do universo a ser avaliado, procuram soluções próximas ao ótimo, reduzindo o esforço da busca. São exemplos desta abordagem, os sistemas difusos, os algoritmos genéticos e, também, combinações de metodologias.

Desde o final dos anos 80, cresceu o número de trabalhos desenvolvidos propondo técnicas e abordagens para resolução dos problemas de restauração de serviço Eletrobrás (1983). As primeiras propostas procuravam aproveitar ao máximo o conhecimento dos operadores, utilizando heurísticas que guardam bastante semelhança com as regras e procedimentos utilizados por eles, fossem estas heurísticas Gouvêa (1993), Kagan *et al.* (1994), Kagan (1992), Sun *et al.* (1982) ou baseadas em Inteligência Artificial Gonnen e Ramirez-Rosado (1991), Celli e Pilo (1999).

Na virada do século 20, técnicas heurísticas para o problema de restauração de serviço continuaram tendo relativa importância como apresentam Petersen *et al.* (2007) e Araújo *et al.* (2007). Ainda neste período, houve trabalhos que já empregavam metaheurísticas com relativo sucesso Kagan e Oliveira (1998), Benito *et al.* (2008) e Aranha Neto *et al.* (2006). Em seguida, abordagens que consideram o aspecto multicritério do problema, utilizando lógica nebulosa Teng e Liu (2003) ou a

combinação desta com algoritmos genéticos Silva et al. (2006), Sedano (2005) ganharam relevância. A utilização de heurísticas Sedano et al. (2006), Campitelli et al. (2006), ainda que combinada com métodos de programação matemática inteira-mista Wenyu et al. (2004), comprova que métodos aproximados tornam-se ainda mais necessários quando são considerados vários objetivos.

Em Hsu et al. (1991) é proposto um plano de recomposição próprio depois da localização da falta ter sido feita e a região isolada. Como é um assunto urgente no sistema de operação, o plano deve ser alcançado em curto período de tempo. Além disso, a área fora de serviço deve ser minimizada. Para atingir um plano que satisfaça todas as necessidades práticas, um conjunto de regras heurísticas é compilado através de entrevistas com operadores experientes.

Em Shirmohammadi (1992) é descrito o princípio e a implementação de uma metodologia heurística para recompor o sistema em porções isoladas. A metodologia determina um número mínimo possível de operações necessárias. O procedimento baseia-se primeiro na criação de uma rede malhada, por meio do fechamento de todas as chaves. Depois executa-se um fluxo de carga para redes desse tipo, classificando as chaves quanto ao fluxo de potência que as atravessa. Abre-se então a chave que apresenta o menor fluxo, repetindo-se esse procedimento até encontrar uma rede radial.

Em Miu et al. (1998), utilizando uma abordagem multiobjetivo, é resolvido o problema de restauração de serviço considerando a maximização da carga restaurada, a maximização da carga prioritária restaurada e a minimização do número de manipulações de chaves. As restrições consideradas são: radialidade, limites de fluxo, quedas de tensão e capacidade dos alimentadores.

Toune et al. (2002) compara quatro metaheurísticas para o problema de restabelecimento de serviço: Algoritmos Genéticos, *Simulated Annealing*, Busca Tabu e Busca Tabu Reativa. A função objetivo corresponde à soma ponderada entre o balanço de carga dos alimentadores e o número de cargas restauradas, considerando a restrição de radialidade, de limites de fluxo, de quedas de tensão e de capacidade dos alimentadores. As conclusões elegem a Busca Tabu reativa como o método mais eficiente, quanto ao número de cargas restauradas e ao tempo gasto.

A seguir serão apresentadas as diferentes metodologias empregadas na solução do restabelecimento do sistema elétrico.

2.4.2.1 Programação Matemática

Os métodos matemáticos tradicionais, tais como Programação Linear, Quadrática ou Não-linear, foram os primeiros utilizados para o problema de reconfiguração de redes de distribuição, quando os recursos computacionais eram escassos ou até mesmo indisponíveis outrora. Este método baseava-se unicamente na resolução do ponto ótimo de um equacionamento matemática.

Aoki *et al.* (1989) propõe um modelo de programação inteira, baseado na resolução do problema de transferência de carga entre os transformadores, considerando-se particularmente dois a dois. O método aproximado faz uso do gradiente efetivo, considerando restrições de limite de fornecimento dos alimentadores e de fluxo nas linhas, quedas de tensão nos consumidores e radialidade. A função objetivo maximiza unicamente a área restaurada.

Nagata propõe um algoritmo para uma solução rápida e eficiente computacionalmente pela divisão do problema em dois estágios e incorporando estratégias derivadas da experiência do operador. Foi desenvolvido um método interligando o uso de Sistemas Especialistas e uma abordagem de programação matemática. Todo o problema é decomposto em subproblemas de acordo com conhecimentos genéricos de especialistas. A introdução de um novo conceito (custo de operação) reflete as várias estratégias e diminuiu o número de regras do sistema especialista (NAGATA, HATEKEYAMA *et al.*, 2000).

Ciric e Popovic (2000), propuseram uma metodologia que combina uma abordagem heurística e programação inteira mista para resolver o problema de recomposição. O espaço de soluções é reduzido por meio da montagem de uma lista contendo todas as possíveis soluções que sejam alcançáveis através do fechamento de apenas uma chave. Um procedimento de sub-otimização, que usa programação inteira mista, é utilizado quando não há solução na lista anterior. As restrições consideradas são: capacidade dos alimentadores, limites de fluxo nas linhas e quedas de tensão adequada nos consumidores. É possível também escolher um objetivo a otimizar: minimizar o número de chaveamentos, minimizar os desvios das quedas de tensão adequadas, maximizar a capacidade de reserva dos alimentadores e minimizar as perdas elétricas. Também é possível optar pela combinação de vários objetivos, somando-os de forma ponderada na função objetivo. Devido a sua eficiência

computacional, esta abordagem pode ser utilizada tanto em ambientes de planejamento quanto de operação.

Um dos trabalhos mais relevantes apresentados nos últimos anos é proposto por Romero *et al.* (2015), em que um novo modelo matemático completo para restauração de redes de distribuição é apresentado. Além das restrições já conhecidas, como restrições de fluxo de carga, é introduzido o modelo da restrição de radialidade, garantindo a obtenção da solução ótima. O problema original é comumente modelado como programação não-linear inteira mista, que é transformada em uma programação de segunda ordem cônica, podendo ser solucionada por softwares comerciais. Contudo, o tempo computacional impossibilita a aplicação em análises de tempo real.

2.4.2.2 Sistema de Apoio à Decisão Multicritério

Ao contrário dos problemas de otimização clássica, onde se busca o ótimo, os problemas de Apoio à Decisão Multicritério (ADM) (do inglês *Multicriteria Decision Analysis*) não buscam fornecer uma solução única e definitiva podendo ser classificados por diferentes óticas segundo a teoria principal em que se fundamentam (GOMES *et al.*, 2006). Assim, duas grandes escolas de pensamento se destacam:

- a) A Escola Americana: Baseia-se em técnicas de agregação multicritério com critério único de síntese em que todas as alternativas são comparáveis e a construção de uma função síntese, por objetivo agrupar os múltiplos critérios em um único critério.

- b) Escola Francesa

Escola mais flexível (baseada em relações de prevalência), pois não admite como premissa a comparabilidade total das alternativas e não exige uma estruturação hierárquica dos critérios, evitando propor hipóteses matemáticas excessivamente rígidas e apresentando questões excessivamente complexas aos decisores.

Hsu e Kuo, em (HSU e KUO, 1993), desenvolveram uma abordagem baseada na teoria dos conjuntos difusos para estimar as cargas em um sistema de distribuição com o objetivo de planejar o serviço de restauração seguido a uma falta.

Lee, Lim e Anh em LEE S. J. *et al.* (1998), constroem um conjunto de soluções candidatas, portanto factíveis, obtidas pela aplicação de uma série de esquemas de restauração. Em seguida essas soluções são avaliadas baseando-se nos seguintes critérios: capacidade de restauração, capacidade de reserva, número de chaves manipuladas e número de cargas restauradas considerando sua importância relativa. A solução candidata que obtiver o melhor índice será escolhida como a solução a ser proposta pelo método.

Em Toune *et al.* (2002), também utilizando índices Miu *et al.* (1998), desenvolveram um método que trata cada área da rede sem fornecimento de energia elétrica separadamente. Para cada uma em particular é executado um algoritmo, o qual contempla, nos seus passos, os índices que irão incorporar os critérios estabelecidos: maximizar a área total prioritária restaurada, minimizar o número de manipulações de chaves, minimizar a distância geográfica e ainda minimizar o número de manipulações de capacitores. Os resultados obtidos demonstraram a aplicabilidade da proposta desenvolvida.

2.4.2.3 Sistemas Multiagente

Os sistemas multiagente (SMA, do inglês *Multi Agent System* - MAS) são constituídos por um grupo de agentes que representam objetos de um sistema. Estes agentes interagem entre si para buscar seus objetivos, quando, individualmente, não são capazes de fazê-lo (WOOLDRIDGE, 2002). Esta metodologia está sendo aplicada devido ao avanço tecnológico computacional e de comunicação recentes, sendo uma subárea da IoT.

Estes sistemas representam problemas com restrições de distribuição, comunicação e observação parcial de forma ideal. Tais como sistemas distribuídos, atuam de forma autônoma para atender objetivos próprios interagindo entre si através de protocolos inspirados nas interações sociais humanas, assim como:

- Coordenação: Organização e resolução de problemas evitando-se prejuízo mútuo;
- Cooperação: Trabalho em conjunto para propósito comum;
- Negociação e competição: Compromisso aceitável entre os agentes.

Esta interação e conectividade forma uma estrutura de controle descentralizada entre os agentes.

Nagata, Tahara e Fujita (2005) propõem um *framework* multi-agente com dois níveis hierárquicos composto por agentes de gerenciamento local e remoto no primeiro nível e agentes de carga e geradores no segundo com resultados promissores.

Em Chouhan *et al.* (2013) é apresentada uma arquitetura híbrida conciliando os conceitos de controle centralizado e descentralizados para restauração de faltas em alimentadores com micro redes. Este trabalho é complementado em Chouhan *et al.* (2016) com um algoritmo de detecção de faltas aplicado continuamente na operação de redes de distribuição que executa o sistema de restauração, quando necessário. Testes em redes reais estão sendo executados.

Elkhatib *et al.* (2015) estabelecem um protocolo entre os agentes chamado K-1, pelo qual, após uma contingência, cada agente (que tem K vizinhos) emite uma mensagem aos seus vizinhos após receber K-1 mensagens. Este protocolo garante a organização em árvore da rede, estabelecendo a radialidade da rede e executando cortes seletivos de carga.

Sharma, Srinivasan e Trivedi (2015) apresentam um estudo de análise contingencial com a utilização de veículos elétricos e geradores distribuídos com possibilidade de operação em ilhas. É proposto um protocolo descentralizado pelo qual os agentes (chaves, geradores distribuídos, grupo de veículos elétricos e cargas), de acordo com seus comportamentos, determinam a nova topologia de rede.

Mishra e Swarup (2016) utilizam a arquitetura de agentes baseada em desejos, necessidades e interações (do inglês *belief, desires, and interaction*, BDI) para restauração em sistemas de distribuição com geração distribuída e possibilidade de ilhamento e priorização de clientes. Os resultados para a rede de testes de cinco barras demonstram a versatilidade da arquitetura, contudo não são apresentados estudos para redes reais e de grande porte.

Sampaio *et al.* (2017) apresenta um sistema desenvolvido em arquitetura aberta, baseada em padrões *Foundation for Intelligent Physical Agents* (FIPA). Diferentemente do modelo comum de arquitetura cliente/servidor, é proposto o uso de comunicação *peer-to-peer*, pelo qual os agentes se comunicam bidirecionalmente pelo protocolo TCP/IP. A arquitetura proposta apresenta resultados de bom

desempenho de comunicação entre os agentes e sendo de fácil implementação multiplataformas sem as restrições de protocolos industriais.

2.4.2.4 Heurísticas

Heurística é um conjunto de regras e métodos que possibilitam a descoberta (a palavra é uma variante do termo “*Eureka*”, de origem grega, cuja exclamação atribuída a Arquimedes, significa "encontrei/achei/descobri"), a invenção, ou a busca da resolução de um determinado problema. Nem todo método heurístico tem como base uma formulação comprovada matematicamente, sendo que, em muitas vezes, os insumos básicos são baseados em intuição, experiência e julgamento, de forma a fornecer soluções rápidas, próximas ao ponto ótimo, reduzindo o esforço da busca. Metodologias heurísticas são geralmente aplicadas em problemas onde não são conhecidos algoritmos eficientes. A seguir, estão apresentados alguns exemplos de metodologias heurísticas.

2.4.2.4.1 Inteligência Artificial

Na área de Inteligência Artificial (do inglês *Artificial Intelligence* - AI), estes problemas podem ser classificados como pertencentes à classe de Problemas de Decisão com Restrições (KAGAN e OLIVEIRA, 1998), que são problemas de decisão de planejamento que se caracterizam por conter múltiplos objetivos. Podem ser descompostos em subproblemas mais específicos, através de uma estrutura hierárquica e devem atender a uma série de restrições (globais ou específicas). Os problemas de decisão com restrições são problemas de natureza combinatória, e muitos deles requerem, ainda que sejam contemplados os aspectos de incertezas, análises de cenários e preferências subjetivas do tomador de decisões.

Morelato e Monticelli (1989), propõem a representação de uma solução para o problema de restauração de serviço através de um conjunto de estados de chaves. O estado de cada uma pode ser aberto (0) ou fechado (1). O conhecimento específico do problema guia uma busca heurística, que percorre uma árvore de decisão binária. Cada nível da árvore compreende a definição de uma variável binária, sendo os

estados consequência do caminho escolhido para alcançar as folhas. Estas caracterizam-se pela decisão de todas as variáveis, com seus respectivos estados.

A busca heurística utilizada compreende uma busca em profundidade na árvore de decisão até encontrar uma folha. Depois é testada a factibilidade da solução encontrada. Caso a mesma seja infactível, um procedimento de *backtracking* é iniciado de modo a obter uma solução alternativa.

Em seu trabalho Cavellucci (1989) propõe um sistema integrado para visualização e determinação de planos de manobra quando da ocorrência de uma contingência. Os planos são determinados a partir de um sistema especialista, baseado nos procedimentos empregados nos centros de controle dos sistemas de distribuição. Para cada plano de manobra sugerido pelo sistema especialista, todos os requisitos elétricos são verificados.

2.4.2.4.2 Algoritmos Construtivos

Um determinado problema pode ser representado através de um grafo (árvore de busca). Cada vértice do grafo (nó) equivale a um determinado estado desse problema. Ao aplicar-se uma determinada ação a um estado, o mesmo expande-se para um outro estado. Esta estratégia é designada como algoritmo construtivo, que parte do estado inicial até o final, que seria o nó objetivo.

Existem várias técnicas de busca por meio de grafos, sendo algumas delas, a da busca pela melhor escolha (*best-first-search*), a busca em amplitude (*breadth-first-search*), a busca em profundidade (*depth-first-search*) e a busca adaptativa gulosa e aleatória (*randomized adaptive search procedure*).

a) Busca pela Melhor Escolha

Kim et al.. (1993) apresentam uma estratégia de busca do tipo melhor escolha (do inglês *best-first*). Os autores afirmam que não há garantia de obtenção da solução ótima. O procedimento adotado tem por objetivo transferir cargas sistematicamente, desde as áreas afetadas até os alimentadores em perfeita operação. Regras heurísticas, obtidas dos operadores de companhias e de engenheiros de órgãos controladores do sistema interligado, são incorporadas ao algoritmo. Além dessas regras, outras dependentes da estrutura topológica das redes são geradas para

reduzir o número de possíveis chaveamentos. O algoritmo encontra soluções muito próximas da ótima

b) Busca em Amplitude

Na busca em amplitude (*breadth-first-search*), ou em largura, o nó inicial é expandido em primeiro lugar (KAGAN, OLIVEIRA e ROBBA, 2009). A seguir, todos os nós gerados pelo nó inicial são expandidos, e assim sucessivamente. Aplica-se a cada momento, todas as regras possíveis aos estados criados, e cada nível da árvore é completamente construído antes que qualquer nó do próximo nível seja adicionado à árvore.

Verifica-se assim que a busca em amplitude realiza uma pesquisa sistemática, demandando muito esforço e tempo, porém encontrando o menor caminho em número de passos.

c) Busca em Profundidade

Na busca em profundidade (*depth-first-search*), a prioridade é dada aos sucessores do último estado adicionado à árvore, e a busca é iniciada e prosseguida num mesmo caminho, até que o estado-objetivo ou um caminho sem saída seja encontrado (KAGAN, OLIVEIRA e ROBBA, 2009). Caso um caminho sem saída seja encontrado, a busca retorna (*back-tracking*) a um nó anterior, continuando o processo.

A busca em profundidade explora totalmente cada ramo da árvore, antes de tentar o ramo vizinho. Quando um estado é examinado, os seus descendentes são examinados, antes que qualquer um de seus irmãos.

Verifica-se assim que a busca em profundidade necessita pouco esforço, sendo apropriada para problemas com poucas soluções.

d) Busca Adaptativa Gulosa e Aleatória

O GRASP (do inglês, *Greedy Randomized Adaptive Search Procedure*) é geralmente utilizado em problemas de otimização combinatória, realizando dois passos básicos: Resolvendo uma solução inicial, e posteriormente, efetuando uma busca local para melhorar a qualidade da solução. A melhor solução encontrada ao final de todas as iterações realizadas é retornada como resultado.

Um exemplo de aplicação da busca GRASP foi apresentado por Leite e Mantovani (2009) para resolver o problema da alocação de equipamentos de manobra, utilizando um modelo de otimização combinatória com funções objetivo não-linear e não-diferenciável, contemplando a melhoria dos índices de confiabilidade dos alimentadores.

Oliveira (2011) utiliza o algoritmo GRASP para resolver o problema de reconfiguração de sistemas de distribuição de energia elétrica, minimizando as perdas de potência ativa do sistema sujeito a restrições físicas e operacionais do sistema de distribuição, comprovando a eficiência e robustez da metodologia para este tipo de problema.

2.4.2.4.3 Sistema de Colônia de Formigas

O sistema de colônia de formigas (ACS – do inglês Ant Colony Systems) é um mecanismo de busca heurística fundamentada em uma população de agentes (formigas) que utiliza mecanismos de adaptação, cooperação e paralelismo, visando à resolução do problema de obtenção de alimentos para o formigueiro. Inicialmente um número de formigas percorre, aleatoriamente, as proximidades do formigueiro em busca do alimento (DORIGO e MANIEZZO, 1991).

O método consiste no procedimento de cada formiga, ao percorrer o seu caminho, depositar uma substância chamada feromônio, formando um caminho ou rastro de feromônio. Posteriormente, as formigas subsequentes seguem o caminho com maior concentração de feromônio, ou seja, onde há a maior passagem de formigas. Um exemplo da aplicação do método de otimização por colônia de formigas no problema da realocação de chaves em redes de distribuição foi apresentado por Teng e Liu (2003), utilizando um modelo de otimização combinatória com funções objetivo não-linear e não-diferenciável.

2.4.2.4.4 Algoritmo Imune

O Algoritmo Imune (do inglês *Immune Algorithm*) é largamente utilizado para a solução de problemas de otimização utilizando o princípio do sistema imunológico biológico (JERNE, 1974). A capacidade do algoritmo Imune para reconhecimento e

memorização tem amostrado que esse método é mais eficiente na solução de problemas de otimização em relação ao Algoritmo Genético.

A função objetivo e os limites de restrições são apresentados como entradas de antígenos, enquanto a solução do processo é simulada pela produção do anticorpo.

De acordo com a biologia, o antígeno pode ser a partícula, substância ou microrganismos estranhos ao corpo. Já os anticorpos são proteínas produzidas pelas imunoglobinas, em resposta ao antígeno.

O cálculo da afinidade entre anticorpos e antígenos é fixado pelo algoritmo, o qual determinará a produção ou não do anticorpo, de acordo com a melhor compatibilidade na solução do problema de otimização Chen *et al.* (2006).

Oliveira *et al.* (2015a) propõem um algoritmo para minimização de clientes interrompidos sem a consideração de operação em ilhas combinando algoritmo Imune com algoritmo Prim (determinação da árvore geradora mínima em um grafo) para criação da população inicial de anticorpos e avaliação fitness de cada solução.

Cossi e Lopes (2016) apresentam um método baseado em sistemas imunológicos chamado MGD-SIA (Método de Gerenciamento de Dados Baseado em Sistemas Imunológicos Artificiais) que, através do banco de dados de contingências ocorridas e suas soluções, busca novas resoluções de forma mais rápida. Contudo, para ocorrências nunca analisadas, é necessário o treinamento da rede através do algoritmo de busca tabu. Assim, esta metodologia deve ser aplicada para estudos e geração de defeitos e soluções (banco de dados) previamente à ocorrência do defeito.

2.4.2.4.5 Enxame de Partículas

A otimização por Enxame de Partículas (*Particle Swarm Optimization*) é baseada na estocástica de uma população base. Esta técnica foi desenvolvida por Eberhart e Kennedy (1997), baseada no comportamento social de um bando de pássaros ou cardume de peixes. Esta técnica possui:

- Alta resistência de parada nos pontos de otimização local em relação ao ótimo global;
- Menor número de parâmetros ajustáveis e, portanto, mais simples de ser implementado.

O Enxame de Partículas é um algoritmo baseado em eventos passados, ou seja, o comportamento do grupo é influenciado pela experiência individual, assim como pela experiência acumulada pelo grupo. Um exemplo deste comportamento são as experiências vivenciadas por um grupo pela procura de alimento, apresentado em Moradi e Fotuhi-Firuzabad (2008). Cada partícula possui posição, velocidade, lembrança da melhor posição individual até o instante e a lembrança da melhor posição global (CARVALHO, 2007).

Oliveira *et al.* (2015b) apresenta uma versão modificada chamada otimização enxame de partículas binária (do inglês *Binary Particle Swarm Optimization*, BPSO) com objetivo de maximização do total de cargas atendidas e regulação de tensão com minimização de perdas técnicas e número de manobras. Os resultados apresentados são satisfatórios, mas os testes foram realizados em sistemas de distribuição de pequeno porte.

2.4.2.4.6 Algoritmo de Evolução Quântica

O Algoritmo de Evolução Quântica (do inglês *Quantum Evolution Algorithm* - QEA) algoritmo é baseado nos conceitos e princípios da computação quântica, tal como bit quântico e superposições de estados (conceito de múltiplos universos ou estados da física quântica), o que permite realizar o processo de otimização com um menor número de avaliações de soluções. Pesquisas atuais de otimização combinatorial têm apontado que o QEA apresenta um desempenho melhor que os algoritmos genéticos convencionais. Assim como qualquer outro algoritmo evolucionário, o QEA também é caracterizado pela representação do indivíduo, uma função de avaliação (*fitness*) e da dinâmica da população.

O trabalho de Han e Kim (2002) apresenta a base teórica do algoritmo de evolução quântica.

No mundo clássico, a menor unidade de informação digital é o bit, que pode assumir apenas um de dois possíveis valores (0 ou 1). São, portanto, mutuamente excludentes. A unidade correspondente da informação quântica armazenada em um hipotético computador quântico é o bit quântico, ou q-bit. No mundo quântico, o q-bit pode estar simultaneamente no estado “0” e no estado “1”, pois os mesmos podem ser superpostos. A propriedade da superposição é a base fundamental da

Computação Quântica, pois os seus algoritmos são mais rápidos que os algoritmos digitais clássicos.

O algoritmo evolutivo quântico proposto é caracterizado por um cromossomo, uma função de avaliação e uma dinâmica populacional. Entretanto, ao invés de uma representação binária convencional, este algoritmo usa uma representação especial que simula um cromossomo formado por q-bits. Deste modo, cada indivíduo quântico representa uma superposição de indivíduos formados por m genes. Assim, um indivíduo quântico pode ser formado por m q-bits.

O estado de um q-bit pode ser representado por um vetor de estado quântico.

Se houver um sistema com m q-bits, o sistema pode apresentar 2^m estados, simultaneamente. Entretanto, o ato de observar um estado quântico causa o colapso do mesmo para um estado da Mecânica Clássica, pois ao ser observado, o bit quântico será trazido para o nível clássico e o estado observado será o valor “0” ou “1”. Esta superposição de estados oferece um grau de paralelismo incomparável aos computadores quânticos que, se bem explorado, permitirá que estes computadores realizem tarefas inimagináveis de serem realizadas em computadores clássicos.

O trabalho de Chen (2008) é um exemplo da aplicação do algoritmo de evolução quântica na solução da alocação ótima de chaves de manobra em redes de distribuição.

2.4.2.4.7 Algoritmo Evolutivo

Os Algoritmos Evolutivos (AE) são algoritmos pertencentes a uma classe de métodos regidos por princípios evolutivos baseados na teoria da evolução Darwiniana. Os AEs tentam abstrair e imitar mecanismos evolutivos para resolução de problemas que requerem adaptação, busca e otimização. Em um AE, um conjunto de soluções (população) modelado computacionalmente é manipulado em cada iteração de modo a melhorar a adequação média dos indivíduos que formam essa população em relação ao ambiente em que está. Os indivíduos da população são avaliados e as soluções com maior aptidão são selecionadas para a reprodução formando uma nova geração.

Com o decorrer das gerações, as soluções mais adequadas acabam dominando a população, resultando em um aumento na qualidade das soluções.

Existem várias subáreas na Computação Evolutiva. Dentre elas, destacam-se: Programação Evolucionária (LIN, CHENG e TSAY, 2000), Estratégias Evolucionárias (DE JONG, 2006) e Algoritmos Genéticos (GOLDBERG, 1989; NARA *et al.*, 1992; BRETAS, DELBEM e CARVALHO, 1998; BRETAS, DELBEM e CARVALHO, 2001).

Os primeiros trabalhos envolvendo AEs são datados da década de 1930, entretanto, foi a partir da década de 1960 que se intensificaram o seu desenvolvimento (DE JONG, 2006), com a realização de diversos estudos teóricos e empíricos.

Os AEs apresentam algumas vantagens em relação a outras técnicas de busca e otimização:

- (i) Trabalham em paralelo com um conjunto de soluções, em contraste com vários outros métodos de busca e otimização que analisam apenas uma solução para o problema a cada iteração;
- (ii) Não requerem o conhecimento prévio das características do problema e não dependem de certas propriedades da função objetivo tais como convexidade ou diferenciabilidade;
- (iii) São guiados pela aptidão dos indivíduos, avaliados por uma função adequação;
- (iv) A estrutura do AE possui certa independência do tipo de problema que está sendo resolvido;
- (v) Possuem maior capacidade de escapar de ótimos locais;
- (vi) Resolvem problemas com modelos matemáticos complexos de modo simples;
- (vii) Apresentam fácil acoplamento com outras técnicas ou aplicações.

Por esses motivos, os AEs são aptos a resolver um amplo campo de problemas, dentre estes, não lineares, descontínuos, discretos, multivariáveis e de otimização combinatorial de grande escala, como é o caso dos problemas de reconfiguração de redes (SANTOS, 2009).

As abordagens evolutivas têm sido empregadas com uma alternativa poderosa para tratar sistemas de grande porte, inclusive incorporando restrições muitas vezes desconsideradas, como por exemplo, o limite de queda de tensão.

A primeira implementação de AEs para problemas de otimização multiobjetivo foi proposta por Schaffer (1985). Desde então uma diversidade de Algoritmos

Evolutivos para Otimização Multiobjetivo (AEMO) têm sido propostos baseando-se naquelas ideias iniciais. A principal diferença dos AEMOs em relação aos AEs tradicionais é o operador de seleção, dado que a comparação entre duas soluções é efetuada com base no conceito de dominância de Pareto (MANSOUR *et al.*, 2009).

De acordo com Deb (2001), os AEMOs podem ser classificados em:

- Elitistas: a melhor solução ou o conjunto com as melhores soluções é guardado de uma geração para outra;
- Não elitistas: a melhor solução ou o conjunto com as melhores soluções não é necessariamente preservado de uma geração para outra.

O algoritmo *Non-Dominated Sorting Genetic Algorithm* (NSGA), proposto por Srinivas e Deb (1994), foi um dos primeiros AEMOs a tratar separadamente cada objetivo sem a necessidade de utilização de uma função ponderação. Porém, esse método possuía algumas características que o levou a receber várias críticas, sendo:

- (i) Alta complexidade computacional ao ordenar as soluções não dominadas;
- (ii) Ausência de um método de elitismo;
- (iii) Necessidade da especificação pelo usuário de um parâmetro externo.

Devido a essas limitações, Deb *et al.* (2000) apresentaram uma versão melhorada do NSGA, onde as dificuldades do primeiro método foram amenizadas. Esse método foi denominado NSGA-II (do inglês, "*Non-dominated Sorting Genetic Algorithms-II*") (Santos, 2009), baseado na ordenação elitista por dominância chamada de Pareto ranking.

Outro algoritmo, chamado Algoritmo Evolutivo Multiobjetivo em Tabelas (AEMT) (SANTOS *et al.*, 2010; BENAYOUN *et al.*, 1971), trabalha com várias subpopulações em paralelo armazenadas em tabelas, onde os melhores indivíduos para cada característica do problema são armazenados em sua respectiva subpopulação (cada subpopulação é representada por uma tabela), e tem como objetivo principal tratar o problema de reconfiguração de redes em sistemas de distribuição, especialmente o problema de restabelecimento de energia após a ocorrência de uma falta. Uma importante característica do AEMT é o uso de uma subpopulação para armazenar indivíduos avaliados por uma função agregação, também chamada como soma ponderada (DEB, 2001; COELLO, 1999). O indivíduo selecionado para reprodução pode ser proveniente de qualquer subpopulação (ou

tabela). Essa estratégia de seleção aumenta a diversidade entre os indivíduos que se reproduzem, pois, as características de um indivíduo de uma subpopulação podem migrar para as demais subpopulações. Em consequência, aumenta-se a possibilidade de o algoritmo escapar de ótimos locais, aproximando-se de soluções com avaliações próximas de um ótimo global na fronteira de Pareto-ótima.

Este algoritmo foi aperfeiçoado por Borges *et al.* (2015), Camillo *et al.* (2016) e Marques, Delbem, London (2017). O primeiro utiliza o AEMT para tratar do problema de alívio de carregamento, com a minimização do número de consumidores sem fornecimento de energia elétrica e do número de operações de chaveamento em sistemas de distribuição de grande porte. Já o segundo, identifica a sequência de chaveamentos necessárias entre a topologia inicial e a ótima. O último trabalho complementa o AEMT eliminando a necessidade de simplificação topológica da rede, priorizando a operação de chaves controladas remotamente e priorizando três níveis de consumidores.

O trabalho de Borges *et al.* (2015) é o único que apresenta a avaliação do impacto de contingências ocorridos em sistemas de distribuição nos sistemas de sub-transmissão. A análise trata de alívio de carga e contingências somente nas redes de distribuição e, através de um cálculo de fluxo de potência, avalia as consequências nos sistemas de sub-transmissão. Esta metodologia não avalia simultaneamente os sistemas elétricos de diferentes níveis de tensão e não realiza manobras nos sistemas de sub-transmissão.

2.4.2.4.8 Algoritmo Genético

Algoritmo genético (GA – do inglês *Genetic Algorithm*) é uma classe particular de algoritmos evolutivos. Os elementos que definem um estado do problema formam uma população, representados por cromossomos. Estes por sua vez, são representados por genes. Assim, utilizando-se alguns conceitos de hereditariedade como cruzamento, mutação e seleção natural dos mais aptos após algumas gerações, espera-se encontrar as melhores soluções.

A simulação de uma rede de distribuição de energia elétrica pode ser realizada por meio da representação de uma *string*. Na analogia com a Genética, a *string* seria o cromossomo, enquanto que o bit, por sua vez, seria o gene.

Uma *string* é composta por diversos bits, sendo que cada bit pode assumir o valor “0” ou “1”. Assim, a informação contida no gene corresponde ao tipo de ramo (com chave fechada: bit = 1, ou com chave aberta: bit = 0), utilizando a codificação binária convencional.

Parte-se, assim, de uma população inicial de indivíduos (várias configurações contendo chaves abertas e fechadas), representada para cada configuração, através de uma sequência de genes (*bits*) de “0” e “1”, que após ser submetida a uma função de adaptação (*fitness*), que no caso é um programa de fluxo de carga, indica a aptidão de cada configuração (indivíduo), em relação a determinados parâmetros, tais como, custo, quantidade de consumidores atingidos, perdas, níveis de tensão, etc. Assim sendo, este processo de seleção seleciona os melhores indivíduos, ou seja, aqueles melhores adaptados que serão cruzados para gerar futuras gerações (novas configurações de redes com chaves de manobra alocadas). Os indivíduos da população são selecionados de forma aleatória por elitismo para cruzamento.

Fukuyama, Cuiang e Miu (1996) empregam um algoritmo genético paralelo, que trata as restrições de limite de capacidade dos alimentadores, de queda de tensão e de fluxo nas linhas como penalidades na função de avaliação dos indivíduos. Um operador de reparação também é proposto, para situações nas quais um indivíduo gerado não corresponde a uma rede radial.

Augugliaro em Augugliaro *et al.* (1998) usou um algoritmo genético modificado, com estratégias evolutivas diferenciadas. Entre as duas variações de operadores, uma delas é escolhida baseada na relação entre a capacidade disponível dos alimentadores e a demanda dos “nós” sem fornecimento. A função objetivo assume certas variações justamente por esses critérios mencionados, ora ressaltando o caráter de minimização das perdas, ora buscando restaurar o serviço para o maior número de consumidores. Todas as restrições são tratadas como penalidades associadas à função de avaliação. São elas: limites de fluxo, queda de tensão e de capacidade dos alimentadores assim como radialidade da rede proposta como solução.

Uma desvantagem da aplicação de AG, para análises de corte de carga, é o desempenho computacional para aplicação em tempo real, como mostra AL-Hasawi e Naggar (2002).

Silva (2014) propõe um algoritmo genético multiobjetivo, Strength Pareto Evolutionary Algorithm (SPEA2), com o objetivo de realizar varreduras e gerar soluções eficientes e não repetidas por utilizar duas populações, uma regular e outra contendo as soluções não dominadas. A resposta é composta, então, das soluções não-dominadas e das soluções dominadas com melhor fitness (uma aproximação do conjunto Pareto).

Já em Huang, Yang e Taylor (2016), o algoritmo proposto melhora o desempenho computacional de AG por tratar as soluções inviáveis (soluções não radiais) por uma técnica de quebra de ciclo, gerando novas soluções viáveis mais rapidamente e escapando de ótimos locais.

2.4.2.4.9 Algoritmo Memético

Assim como o Algoritmo Genético, o Algoritmo Memético (AM) (do inglês *Memetic Algorithm*) se baseia nos conceitos do Darwinismo: Seleção de bons indivíduos, mutação e recombinação (MOSCATO, 1989).

Porém o AM não está somente limitado a essas três características. No AM, os indivíduos podem ser pouco adaptados geneticamente ao meio em que nascem, porém, com as trocas de informações entre outros indivíduos, podem se tornar mais adaptados e, além disso, podem transmitir essa adaptação para os descendentes (evolução cultural).

A ideia básica do AM é a seleção de indivíduos melhores adaptados, para reprodução e recombinação. Isto proporcionará filhos melhores que os pais, estes por sua vez tendem a ocupar os locais de indivíduos menos adaptados da população, aumentando a adaptabilidade de toda a população. Após algumas gerações pode-se obter uma população em que sua maioria estará bem adaptada Guerra e Kagan (2008).

2.4.2.4.10 Busca Tabu

O termo tabu (*taboo*) significa coisas que são sagradas e que, portanto, constituiriam um certo risco, se abordadas. Um risco a ser evitado, por exemplo, seria

a escolha de um caminho que levasse inclusive a um problema sem solução. Tabus, geralmente, são transmitidos por meio de memória social, que estão sujeitas a alterações, ao longo do tempo.

A busca tabu classifica-se como metaheurística e possui a habilidade de guiar o processo de busca de métodos iterativos de melhoria, foi originalmente proposta por Glover (1989). Esta busca forneceria meios de explorar o espaço de soluções além dos pontos em que outras heurísticas encontrariam ótimos locais. A busca tabu procura superar a otimização local, baseando-se em uma função de avaliação que escolhe, a cada iteração, o movimento com maior valor de avaliação na vizinhança da solução corrente, em termos de valor de função objetivo e restrições tabu.

Segundo Glover (1990a), a Busca Tabu é fundamentada sobre três conceitos principais, sendo a estrutura de memória flexível, permitindo o armazenamento de informações do histórico da busca, o uso de mecanismos de controle que restringem ou ampliam o processo de busca e estratégias de intensificação e diversificação por intermédio de funções de memória.

A lista tabu é introduzida no sentido de guardar características dos movimentos realizados, para evitar possíveis retornos a soluções já visitadas (restrições). Assim, a busca é restringida por uma estratégia de proibição, cuja função é controlar e atualizar a lista tabu, com o objetivo de evitar que sequências de soluções sejam repetidas, até um número pré-determinado de iterações, e com isto, induzindo a exploração de novas regiões.

As principais características da Busca Tabu são o estabelecimento de um sistema de codificação eficiente, o mecanismo de transição entre soluções vizinhas, a memória adaptativa (guarda elementos importantes da história da busca), os critérios de aspiração e parada, estratégias de busca baseadas em memória de longo prazo (exploram características de boas soluções e exploram regiões promissoras) e memórias de curto prazo (impedem o retorno a configurações já visitadas evitando a ciclagem).

Existem poucos trabalhos de aplicações de busca tabu para resolver problemas de otimização multiobjetivo (EHRGOTT e GANDIBLEUX, 2000; JONES *et al.*, 2002). Hansen (1997) apresenta uma busca tabu multiobjetivo que explora um conjunto de soluções em paralelo, cada uma com sua própria lista tabu. Para cada solução determina-se um vetor de pesos associado aos objetivos para definir uma direção de

busca sobre o espaço objetivo. A escolha de uma solução vizinha é baseada na otimização da soma ponderada dos objetivos e o método tenta atingir diversificação através de aleatoriedade dos pesos dos objetivos. Hansen aplica a busca tabu proposta para resolver o problema da mochila multiobjetivo.

Baykasoglu *et al.* (1999) propõem uma busca tabu para encontrar o conjunto Pareto ótimo em problemas de otimização multiobjetivo. Este método mantém três conjuntos: o conjunto de soluções proibidas (lista tabu), o conjunto das soluções dominantes encontradas até o momento da busca e um conjunto de soluções candidatas. Este último conjunto armazena soluções dominantes da vizinhança não pertencentes ao conjunto dominante que podem ser utilizadas na busca tabu se elas preservam o status de dominantes nas próximas iterações. Neste método, a diversificação é baseada na escolha de uma solução do conjunto de soluções candidatas, reiniciando a busca a partir desta solução e direcionando a busca para uma nova região da fronteira dominante. Os autores aplicam esta busca tabu para otimizar funções contínuas não lineares.

Guimarães, Lorenzetti e Castro (2004) apresentaram a resolução do problema de reconfiguração utilizando a metaheurística busca tabu. O método aplicado tem uma memória de curto prazo e as transições dentro do espaço de busca são determinadas. O algoritmo armazena na memória, apenas os resultados que obtiveram significativos ganhos, desta forma, reduzem o esforço computacional. Os atributos são armazenados em uma lista tabu, onde deve ser definido no algoritmo o número de iterações que o atributo permanece proibido.

Garcia e França (2005) propõem uma busca Tabu para restauração dos sistemas de distribuição após uma falta com múltiplos objetivos: minimização do total de consumidores desconectados e minimização do total de manobras efetuadas. O algoritmo proposto é composto por duas heurísticas, sendo uma heurística construtiva e um método de busca local e pela representação da rede em grafo. A heurística construtiva foi projetada para criar o conjunto inicial de soluções não-dominadas. Já a busca local identifica soluções na vizinhança de um nó desconectado pela alteração de seu nó-fonte.

Sedano (2005) utiliza uma técnica heurística baseada no conhecimento do problema e um algoritmo de Busca Tabu Reativa (BTR) para restauração do serviço de fornecimento de energia elétrica, buscando o melhor equilíbrio de carga entre os

alimentadores vizinhos da área sob falta, maximização da tensão mínima da rede, redução das perdas ativas totais no sistema e minimização do número de chaveamentos necessários para isolar o defeito. As peculiaridades da BTR são a memória de longo prazo, a memória de curto prazo de dimensão variada (*tabu list*) e mecanismo de escape. Suas aplicações são em casos de estruturas de busca de soluções que apresentam mais de uma solução ao mesmo tempo (para o caso de solução de problemas multiobjetivos utiliza-se o conceito de Fronteira de Pareto).

Pereira Júnior (2014) utiliza um algoritmo de busca tabu multiobjetivo para o problema de planejamento de sistemas de distribuição de longo prazo com uma codificação em base decimal subdividida em quatro partes, permitindo os aspectos importantes do problema de planejamento, como as características das subestações, condutores que compõem o sistema, conectividade do sistema e geração distribuída. Este algoritmo mostrou-se eficiente na solução de problemas desta natureza.

Vargas *et al.* (2015) propuseram a aplicação da busca tabu juntamente com a representação nó-profundidade (do inglês *node-depth encoding*, NDE) (Delbem *et al.* 2004). A representação nó-profundidade tem a vantagem de somente gerar configurações radiais por seus operadores, *preserve ancestor operator* (PAO) e *change ancestor operator* (CAO). A função objetivo busca a minimização do total de clientes sem fornecimento e o total de chaveamentos. São considerados cortes parciais de carga e operação de geradores distribuídos em ilhamento. A sequência de manobras é identificada pela análise das operações realizadas em cada iteração. Os testes realizados apresentam ótimos resultados.

Mori e Muroi (2015) propõem uma técnica de redução das soluções candidatas com seleção aleatória probabilística. Os resultados apresentam a mesma qualidade dos algoritmos anteriores, mas com desempenho três vezes mais rápido que a busca tabu convencional. Contudo o parâmetro de probabilidade deve ser configurado previamente para cada estudo, requerendo um estudo anterior para sua determinação.

Conforme apresentado neste capítulo, existem diferentes metodologias para o tratamento do problema de análise contingencial tais como alívio de carga e restauração de redes. Muitas destas metodologias fundamentam-se em técnicas heurísticas desenvolvidas com intuito de melhora no desempenho da busca da solução.

No Capítulo (3) será apresentada a proposição metodológica composta pelo modelo matemático e metaheurística de solução aplicada.

3 PROPOSIÇÃO METODOLÓGICA

3 PROPOSIÇÃO METODOLÓGICA

Após a apresentação do histórico das técnicas e metodologias aplicadas na solução do problema proposto, neste capítulo serão apresentadas a formulação matemática e a metaheurística de resolução para análise contingencial de sistemas elétricos de potência.

A análise contingencial caracteriza-se como um problema de otimização que envolve a solução de vários objetivos simultaneamente, geralmente conflitantes entre si, definidos como problemas de otimização multiobjetivos (MOOP do inglês *Multi-Objective Optimization Problem*). Segundo Deb (2001), estes problemas são formados pelos seguintes conjuntos:

- Conjunto de funções objetivo a serem otimizadas (maximizar/minimizar);
- Conjunto de restrições.

Estes conjuntos podem ser modelados da seguinte forma:

$$\begin{aligned}
 \text{Min ou Máx} \quad & f_m(x), & m = 1, 2, \dots, N_{obj}; \\
 \text{sujeito a:} \quad & g_i(x) \leq 0, & j = 1, 2, \dots, NR_{des}; \\
 & h_k(x) = 0, & k = 1, 2, \dots, NR_{igu}; \\
 & x_i^{(inf)} \leq x_i \leq x_i^{(sup)}, & i = 1, 2, \dots, N_{var};
 \end{aligned} \tag{3.1}$$

Onde:

- x_i é um vetor de N_{var} variáveis de decisão, $x = (x_1, x_2, \dots, x_{var})^T$, também denominado de solução.
- $x_i^{(inf)}$ e $x_i^{(sup)}$ representam respectivamente limites inferior e superior para a variável x_i , que definem o espaço de variáveis de decisão ou espaço de decisão S_{dec} .
- As NR_{des} desigualdades (g_i) e as NR_{igu} igualdades (h_k) são chamadas de funções de restrição.

Uma solução factível satisfaz as funções de restrição ($NR_{igu} + NR_{des}$) e os limites ($2N_{var}$) e o conjunto de todas soluções factíveis forma a região factível (S_{fac}). Cada função ($f_m(x)$) pode ser maximizada ou minimizada, contudo, na aplicação de algoritmos de otimização, é necessária a conversão de todas as funções em um único

tipo (maximização ou minimização). O espaço de objetivos (S_{obj}) é composto pelo vetor de funções objetivo $f(x) = [f_1(x), f_2(x), \dots, f_{N_{obj}}(x)]$, em que, para cada solução x , no espaço de decisão, existe um $f(x)$ em S_{obj} . Já em otimizações mono-objetivos, o espaço de objetivos é unidimensional (LUENBERGER, 1973).

Geralmente, as funções objetivo modeladas nos problemas de otimização multiobjetivo são conflitantes entre si, ou seja, quando não é possível a melhora do valor de uma função sem a piora do valor de outra, não sendo possível, assim, a afirmação de predominância entre soluções, quando os objetivos possuem a mesma importância (ou prioridade). Na literatura encontra-se o desenvolvimento de várias técnicas metaheurísticas aplicadas na solução de problemas multiobjetivo, como apresentado no capítulo 2.

Contudo, os problemas multiobjetivo são de solução complexa, exigindo, na maioria das vezes, a intervenção do usuário para a determinação de soluções satisfatórias. Desta forma, pode-se utilizar a metodologia de soma ponderada que transforma problemas multiobjetivo em uma classe de subproblemas mono-objetivo pela ponderação das funções objetivo (DEB, 2001).

Em relação à teoria de complexidade computacional, que estuda a classificação de problemas com base na complexidade dos algoritmos que os resolvem, de acordo com a resposta esperada, os problemas de podem ser classificados como:

- i. Problemas de decisão: encontrar uma solução;
- ii. Problemas de localização: verificar a existência e identificar (localizar) uma solução;
- iii. Problemas de otimização: identificar a melhor solução possível.

É possível formular um problema de otimização, ou localização, como um problema de decisão limitando-se o valor a ser otimizado.

Segundo o tempo necessário para encontrar uma solução ou para verificar se uma resposta fornecida é realmente uma solução para o problema (número de transições executadas pelo algoritmo), os problemas podem ser classificados como P (do inglês *polynomial time*), NP (do inglês *non-deterministic polynomial-time*), NP-difícil (do inglês *non-deterministic polynomial-time hard*), NP-completo (*non-deterministic polynomial-time complete*) (GAREY e JOHNSON, 1979).

A classe P consiste nos problemas que podem ser resolvidos em tempo polinomial por algum algoritmo determinístico, tais como caminho mínimo em grafos e fluxo máximo em redes. A classe NP consiste nos problemas que são verificáveis em tempo polinomial, ou seja, o algoritmo gera uma solução candidata ao problema e verifica sua viabilidade em tempo polinomial, tais como problema do caminho hamiltoniano. Problemas NP-completos são um subconjunto dos problemas de decisão em NP (problemas de decisão mais difíceis de NP), exemplificado pelo problema da mochila (BELLMAN, 1957). Já os problemas NP-difíceis são pelo menos tão difíceis quanto os problemas mais difíceis em NP (problemas não necessariamente de decisão), como exemplo o problema do caixeiro viajante (LAWLER *et al.*, 1985).

Os problemas de restauração de sistemas elétricos têm como operadores a execução de manobras na rede elétrica, ou seja, a operação de chaveamento para religamento, desligamento e transferência de blocos de cargas. Deste modo, para sistemas elétricos de grande porte, a natureza combinatória das variáveis inteiras (número de chaves passíveis de manobras) acarreta o fenômeno de explosão combinatorial, podendo inviabilizar a solução do problema em um tempo factível, devido ao elevado esforço computacional e tempo de processamento necessário.

Como observado no Capítulo 2, existem diversas metodologias e técnicas para a solução do problema de análise contingencial. Contudo, dada a natureza urgencial do problema, a definição da solução factível deve ser encontrada o mais rapidamente possível. Desta maneira, técnicas de programação matemática e algoritmos evolutivos não são adequados para solução do problema em análise em tempo real.

Deste modo, buscando-se eficiência computacional na solução do problema proposto neste trabalho, utiliza-se um algoritmo metaheurístico de Busca Tabu que, além de não ter sido amplamente utilizado e avaliado em restauração de sistemas em tempo real, apresenta-se como uma metodologia promissora com excelente desempenho computacional.

3.1 FORMULAÇÃO DO MODELO MATEMÁTICO

Este trabalho propõe a concepção e o desenvolvimento de uma metodologia direcionada ao gerenciamento da operação dos sistemas elétricos viabilizando, em

tempo real, a aplicação das funcionalidades de rápido diagnóstico em condições contingenciais e a proposição de cortes seletivos de carga nas condições de esgotamento das possibilidades de transferência de carga a partir dos alimentadores primários.

A restauração de sistemas elétricos, como já foi exposta, consiste na busca da melhor topologia com o atendimento ao maior número de clientes e o menor número possível de chaveamentos devido à uma contingência ocorrida na rede. Os limites de operação devem ser respeitados, os limites das capacidades de cargas das linhas de transmissão, dos alimentadores e subestações não devem ser violados, as magnitudes de tensão e corrente de cada seção devem estar dentro dos limites permitidos. Portanto o problema de restauração é resolvido tentando minimizar as ações de controle e manter a qualidade do fornecimento de energia aos consumidores.

Alguns estudos relacionados à restauração de redes, como apresentado no item 2.4.2, incluem, também, a minimização das perdas técnicas como um objetivo. Contudo, visto que o propósito da resolução do problema é o atendimento da maior quantidade possível dos consumidores, obedecendo aos limites técnico-operacionais do sistema, retornando à configuração original após o reparo do defeito, este objetivo não será tratado neste trabalho. Toma-se como premissa, então que, a configuração inicial do sistema (pré-contingencial) tenha sido definida em etapas de projeto e planejamento levando-se em consideração a otimização com relação às perdas técnicas.

Outro objetivo também amplamente tratado nos problemas restaurativos refere-se à qualidade na prestação do serviço de distribuição de energia elétrica, representado pelos indicadores coletivos de continuidade do fornecimento DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) e FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora), conforme definido no Módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST (ANEEL, 2017). Entretanto, como este trabalho tem por finalidade sua aplicação na área operacional do sistema elétrico para minimização do prejuízo social (atendimento da maior quantidade possível dos consumidores) em situações contingenciais, os indicadores coletivos de continuidade do fornecimento não são tratados objetivamente.

Assim, o modelo matemático que trata o objetivo deste trabalho é definido como:

$$OF_{cost} = Min \left(\sum_{i \in N_{Sec_{out}}} SEC_i \cdot NDEC_i \cdot x_i \cdot \alpha^{pc} + \sum_{i \in N_{swm}} MC_i \right) \quad (3.2)$$

s. a.

$$V^{min} \leq V_k \leq V^{max} \quad \forall k \in N_b \quad (3.3)$$

$$I_{ij} \leq I_{ij}^{max} \quad \forall ij \in N_l \quad (3.4)$$

$$P_i(V, \theta) - Pg_i + Pd_i = 0 \quad \forall i \in N_b \quad (3.5)$$

$$Q_i(V, \theta) - Qg_i + Qd_i = 0 \quad \forall i \in N_b \quad (3.6)$$

$$G_n \leq C_n \quad \forall n \in N_{Gd} \quad (3.7)$$

$$0 \leq \sum_{i \in N_{bSubn}} S_i^{load} + \sum_{ij \in N_{lSubn}} S_{ij}^{losses} \leq S_{Subn} \quad \forall n \in N_{Sub} \quad (3.8)$$

$$\sum_{i \in N_{swD}} x_i = N_{bD} - N_{sw} \quad (3.9)$$

Em que:

SEC_i	<i>Carga da seção i</i>
$NDEC_i$	<i>Custo da energia não distribuída da seção i</i>
x_i	<i>Variável de decisão sim (1) ou não (0) de manobra da chave i</i>
α^{pc}	<i>Peso aplicado ao conjunto de consumidores (grau de prioridade)</i>
MC_i	<i>Custo de manobra da chave i</i>
$N_{Sec_{out}^C}$	<i>Conjunto de seções desconectadas em uma configuração C</i>
N_{swm}	<i>Conjunto de chaves manobradas do sistema</i>
N_{sw}	<i>Conjunto de chaves do sistema</i>
N_{swD}	<i>Conjunto de chaves do sistema de distribuição</i>
PC	<i>Conjunto de consumidores prioritários reconectáveis</i>
N_b	<i>Conjunto de barras do sistema</i>
N_l	<i>Conjunto de trechos do sistema</i>
N_{SecD}	<i>Conjunto de seções da rede de distribuição</i>
N_{bD}	<i>Conjunto de barras da rede de distribuição</i>
N_{sub}	<i>Conjunto de subestações</i>
N_{Gd}	<i>Conjunto de geradores distribuídos</i>
V^{min}	<i>Limite mínimo de tensão para o alimentador</i>
V_k	<i>Tensão na barra k</i>
V^{max}	<i>Limite máximo de tensão para o alimentador</i>
I_{ij}	<i>Corrente no trecho entre ij</i>
I_{ij}^{max}	<i>Corrente máxima permitida no trecho entre ij</i>
P_i	<i>Potência ativa na barra i</i>
Pg_i	<i>Potência ativa gerada da barra i</i>
Pd_i	<i>Demanda de potência ativa na barra i</i>
Q_i	<i>Potência reativa na barra i</i>
Qg_i	<i>Potência reativa gerada da barra i</i>
Qd_i	<i>Demanda de potência reativa na barra i</i>

G_n	<i>Potência de saída do n-th gerador distribuído</i>
C_n	<i>Capacidade nominal do n-th gerador distribuído</i>
S_i^{load}	<i>Carga da barra i conectada à subestação n</i>
S_{ij}^{losses}	<i>Perdas no trecho ij conectado à subestação n</i>
S_{Subn}	<i>Capacidade nominal da subestação n</i>
N_{lSubn}	<i>Conjunto de linhas conectadas à subestação n</i>
N_{bSubn}	<i>Conjunto de barras conectadas à subestação n</i>

A função objetivo (3.2) busca a minimização do total de seções desconectadas (desenergizadas) e o número de manobras realizadas para atendimento em casos contingenciais com a menor modificação possível do sistema elétrico, sendo o espaço de busca o conjunto de configurações da rede após a ocorrência. Define-se uma seção como o conjunto de barras e linhas manobráveis conjuntamente, ou seja, sem a presença de chaves seccionadoras internamente.

Este modelo, baseado no modelo proposto por Pereira, Cossi e Mantovani, (2012), agrega o custo da energia não distribuída (custo das seções desenergizadas, ponderados pela prioridade do conjunto de consumidores de cada seção), e os custos operacionais (custos de manobras das chaves automáticas ou manuais das redes de transmissão e distribuição), obtendo o custo absoluto da função objetivo (OF_{cost}).

A prioridade do conjunto de consumidores da seção (α^{pc}) é aplicada seguindo os pesos pré-definidos:

$$\alpha^{pc} = \begin{array}{l} 1 \text{ para consumidores residenciais} \\ 2 \text{ para pequenas indústrias e comércio} \\ 3 \text{ para hotéis e escolas} \\ 4 \text{ para departamentos de polícia e bancos} \\ 5 \text{ para prédios governamentais e imprensa} \\ 6 \text{ para instalações de telecomunicação} \\ 7 \text{ para plantas industriais} \\ 8 \text{ para serviço de suprimento de água e centros de detenção} \\ 9 \text{ para hospitais, centros médicos e aeroportos} \end{array} \quad (3.10)$$

Deste modo, este parâmetro possibilita a ponderação das seções com clientes prioritários durante o processo de restauração. É de responsabilidade do centro de operação de redes a seleção prévia destes pesos. Para o caso em que uma seção tenha mais de um cliente prioritário, o maior peso é aplicado.

Uma solução factível para o problema de restauração de sistemas de distribuição satisfaz as restrições de igualdade expressadas pelas equações de fluxo de carga (SHIRMOHAMMADI *et al.*, 1988) e as restrições de desigualdade podem ser tratadas como funções com penalidades resultando na função objetivo (3.11).

$$OF_{\text{cost}} = \text{Min} \left(\sum_{i \in N_{\text{Sec}^C}^{\text{out}}} SEC_i \cdot NDEC_i \cdot x_i \cdot \alpha^{pc} + \sum_{i \in N_{\text{swm}}} MC_i + \sum_{i=1}^M \mu_i |b_i| \right) \quad (3.11)$$

Onde

M	Conjunto de restrições do problema
μ_i	Custo de penalidade aplicado à violação da restrição i
b_i	Desvio de violação da restrição i

Considerando a restrição do limite de tensão, o valor de b_i é calculado como se segue:

$$b_i = \begin{cases} 0 & \text{se } V^{\min} < V_k < V^{\max} \\ (V_k - V^{\max}) & \text{se } V_k > V^{\max} \\ (V^{\min} - V_k) & \text{se } V_k < V^{\min} \end{cases} \quad (3.12)$$

A mesma técnica é aplicada às outras restrições de desigualdade.

O valor máximo do fluxo de potência permitido nas linhas está relacionado com o valor da corrente máxima suportada pelo condutor elétrico dependendo de sua bitola atendida pela equação (3.3), sendo uma restrição fundamental para a operação confiável do sistema elétrico. Esta restrição limita, também, a capacidade dos alimentadores na transferência de carga.

O nível máximo de fluxo de potência nos transformadores da subestação deve ser mantido abaixo do seu limite operacional, restrição (3.8) que limita a transferência de blocos de carga entre subestações.

A potência ativa e reativa fornecida pelos geradores, tanto dos suprimentos quanto aos geradores distribuídos, deve ser mantida dentro de seus limites operacionais, limitadas pela equação (3.7). Os valores limitantes de fornecimento de potência dependem essencialmente da fonte de recurso e da tecnologia da geração considerada. As variáveis para o cálculo de fluxo de potência modeladas neste trabalho são, para os suprimentos como barras de referência ($V\theta$) e para os geradores distribuídos como barras (PV). O controle PV proposto para os geradores distribuídos permite a melhoria do perfil de tensão e também possibilita uma maior penetração de geração no sistema elétrico de distribuição (JENKINS et al., 2000; FREITAS et al., 2005).

O atendimento das equações de fluxo de potência é observado pelas equações (3.5) e (3.6). Já a radialidade do sistema de distribuição, a conectividade do sistema de transmissão é garantida por (3.5), (3.6) e (3.9).

3.2 METAHEURÍSTICA DE SOLUÇÃO: BUSCA TABU

Como proposta de solução do problema formulado anteriormente, é utilizada a metaheurística de busca tabu. A escolha desta metodologia se deve ao fato de apresentar ótimos resultados na aplicação de problemas combinatoriais e por não ter sido amplamente estudada e utilizada na resolução de restauração de sistemas elétricos. Também, definindo-se uma estrutura de vizinhança adequada, a geração de vizinhos que não apresentem topologia radial ou que possuam barras isoladas é evitado.

A seguir serão apresentados o algoritmo de solução da metaheurística proposta e a modelagem do sistema elétrico.

3.2.1 Busca Tabu

A Busca Tabu (BT) foi desenvolvida sobre um conjunto de princípios que permitem a solução de um problema de maneira inteligente. Seu princípio filosófico

pode ser explicado da seguinte forma (GLOVER, 1989):

BT está baseada na premissa de que a resolução de um problema pode ser considerada inteligente se esse processo incorpora a memória adaptativa e a exploração sensível. O uso de memória adaptativa contrasta com as técnicas sem memória (como “Simulated Annealing” (SA) e o Algoritmo Genético) e com as técnicas de memória rígida (como as técnicas de Inteligência Artificial e de “Branch and Bound”). De igual maneira, a idéia de exploração sensível em BT está inspirada na suposição de que uma escolha ruim realizada por uma estratégia produz mais informação que uma boa escolha aleatória (numa crítica evidente, por exemplo, a SA que faz escolhas aleatórias). Assim, se a estratégia que guia um algoritmo que usa memória (como BT) faz uma escolha ruim (passa a uma configuração de baixa qualidade) então, pode-se aproveitar essa informação (escolha ruim) para evitar voltar a visitar essa configuração (ruim) e, ainda melhor, para modificar (melhorar) a própria estratégia que guia o processo de busca para ter capacidade de encontrar ou escolher configurações de melhor qualidade.

A BT sempre explora N soluções numa iteração e cada uma com sua própria lista tabu, gerando N caminhos ou trajetórias de busca. Quando uma solução candidata é selecionada como próxima solução da trajetória, esta solução herdar a lista tabu da solução que a gerou.

O Algoritmo 1 apresenta o pseudocódigo da Busca Tabu.

Algoritmo 3-1: Pseudocódigo da Busca Tabu

1	Iniciar o contador iterações
2	Gerar solução inicial e definir melhor solução
3	Atualizar a Lista Tabu (LT)
4	enquanto Critério de parada não é atingido faça
5	Gerar vizinhanças para melhor solução
6	Avaliar vizinhos

7	Atualizar LT
9	Identificar melhor solução
10	Incrementar o contador de iterações

Os componentes da metaheurística BT incluem a geração do conjunto de soluções iniciais, a estratégia de geração de vizinhança, os atributos e regras de proibição, a duração tabu, o critério de aspiração e critério de parada. Estes componentes determinam o desempenho da metaheurística e são dependentes do problema a ser resolvido. Em seguida são descritos a codificação e cada componente da metaheurística.

3.2.1.1 Estrutura de Dados

A estrutura de dados que modela o sistema elétrico de potência é fundamentada na teoria dos grafos, em que, formalmente, um grafo G consiste de um conjunto finito de pontos denominados nó $N(G)$ s, interligados ou não por linhas denominadas de arestas $E(G)$, sendo representado matematicamente por $G = (N, E)$.

Os sistemas de distribuição podem ser representados por árvores, codificadas pela Representação Nó Profundidade (RNP) (DELBEM *et al.*, 2004) em que, os nós representam seções (barras e linhas não separadas por chaves e agrupadas em um ponto único, definido por seção) e as arestas, interligando os nós, representam as chaves seccionadoras. A RNP é uma representação de grafo (conexo e acíclico) em árvore e consiste fundamentalmente de uma lista formada por pares do tipo (n_x, p_x) , em que n_x é o nó da árvore e p_x é a profundidade do nó.

A criação e ordenação da árvore é realizada pela busca em profundidade a partir do nó raiz da árvore. A codificação proposta para uma floresta é composta pela união de todas as codificações das árvores dessa floresta. A Figura 3.1 apresenta a representação gráfica e a codificação RNP de uma floresta composta por três árvores.

Figura 3.1- a) Grafo das árvores A1, A2 e A3, b) Representação nó-profundidade do grafo

Fonte: Próprio autor

A representação do sistema de distribuição pela codificação RNP melhora a eficiência computacional das operações de manobras e garante a condição de radialidade. Ademais, a RNP pode gerar um maior número de configurações factíveis comparada a outras estruturas de dados, por ter complexidade computacional de ordem $O\sqrt{n}$ (sendo n o número de vértices ou nós do grafo, equivalente às seções do sistema de distribuição) (SANTOS *et al.*, 2010).

Complementando a codificação RNP, o vetor de adjacências é estabelecido para cada seção do sistema elétrico. O conjunto de vetores de adjacências constituem a representação chamada de lista de adjacências. A Figura 3.2 apresenta a vizinhança da sessão 11 e seu vetor de adjacências. Esta representação habilita a fácil identificação das chaves e seus respectivos estados durante a geração de novas topologias de rede.

Figura 3.2- a) Subgrafo da sessão 8, b) Vetor de adjacência da sessão 8

Fonte: Próprio autor

Os sistemas de transmissão podem ser representados por grafos sem a restrição de radialidade, necessária aos sistemas de distribuição. Deste modo, a codificação utilizada para os sistemas de transmissão é feita pela lista de adjacências.

3.2.1.2 Codificação

A codificação proposta para o problema de análise contingencial é representada em base decimal, permitindo tratar de maneira eficiente aspectos importantes do problema, com apresenta a Figura 3.3.

Figura 3.3- Sistema de codificação proposto

Conjunto de chaves do sistema de distribuição					Conjunto de chaves do sistema de transmissão					Código da chave
x_1^d	x_2^d	x_3^d	...	x_n^d	x_1^t	x_2^t	x_3^t	...	x_n^t	
1	1	0	...	0	0	0	1	...	1	Estado da chave

Fonte: Próprio autor

Cada parte da codificação representa separadamente os sistemas de distribuição e transmissão (x_i^d chaves do sistema de distribuição, x_i^t chaves do sistema de transmissão). Todas as chaves do sistema elétrico são representadas na estrutura de codificação, assim como seu estado (0 – chave aberta, 1 – chave fechada) para cada solução gerada. Esta codificação proporciona eficiência na identificação das

manobras executadas entre cada iteração e entre cada solução vizinha, facilitando a identificação do caminho executado pelo algoritmo.

3.2.1.3 Geração da Solução Inicial

As soluções iniciais são geradas a partir da configuração do sistema após a detecção da falta e isolamento da área afetada. Esta configuração, apesar de violar algumas restrições operacionais (carregamento de linhas e queda de tensão), apresenta uma configuração topológica que atende a todos os consumidores.

3.2.1.4 Geração de Vizinhança

A geração de vizinhança é realizada através de pequenas alterações na solução atual, sendo obtida pela aplicação dos operadores nos sistemas de distribuição e transmissão. As alterações topológicas são realizadas através do método de troca de ramos (do inglês *Branch Exchange*) proposto por Civanlar *et al.* (1988), que consiste na realização de mudanças na configuração da rede de forma a realizar combinações de fechamento de chaves NA e abertura de chaves NF, e por fechamento de chaves NA e abertura de chaves NF isoladamente.

Os operadores são:

- Reconfiguração do sistema de distribuição:
 - Transferência de blocos de carga entre alimentadores:
A transferência de blocos de carga é realizada pelo fechamento de uma chave NA e abertura de uma chave NF, entre o disjuntor do alimentador e a chave NA.
 - Religamento de blocos isolados:
O religamento de blocos isolados é realizado pela identificação dos blocos isolados pela contingência, após o isolamento da área afetada, e as chaves NA que possibilitam a operação.
- Alívio de carga do sistema de distribuição:
O alívio de blocos de carga, considerando-se a prioridade dos consumidores, é realizado pela exclusão do bloco de cargas na avaliação. A prioridade dos

consumidores é aplicada no cálculo do custo da função objetivo para esta configuração.

- Alívio de carga do sistema de transmissão:

O alívio de carga do sistema de transmissão é realizado da mesma forma que o alívio de carga da distribuição.

- Reconfiguração do sistema de transmissão:

A reconfiguração do sistema de transmissão é realizada da mesma forma que a transferência de blocos do sistema de distribuição, com a aplicação da técnica nas linhas de transmissão entre subsistemas.

- Suporte do sistema de transmissão:

O suporte do sistema de transmissão trata-se do fechamento de malha entre subsistemas de mesma tensão. Este operador melhora o carregamento dos suprimentos pelo balanceamento de fornecimento dos mesmos.

A avaliação do estado de operação do sistema elétrico é realizada através do fluxo de potência *Newton Raphson* (MONTICELLI, 1983). A metodologia é aplicada por sua formulação exata do problema, excelentes características de convergência e resolve simultaneamente configurações de rede radiais e em malha fechada com mais de um suprimento e geradores distribuídos.

Assume-se que a localização e capacidades de geração dos geradores distribuídos encontram-se nas condições ótimas, definidas previamente, e integrados com controladores de tensão e frequência, tais como sistemas co-geradores. As violações de restrições apresentadas por cada vizinho são consideradas no processo de otimização através de técnicas de penalidades.

A modelagem das subestações é realizada pelo modelo *Load Tap Changer* (LTC) (MONTICELLI, 1983) são comumente empregados nas subestações para manter um nível de tensão adequado no barramento de saída dos alimentadores. pois o controle de tensão por transformador é uma das ferramentas mais comuns na regulação dos módulos de tensão nodal.

3.2.1.5 Lista Tabu

A estrutura de memória da Lista Tabu (LT) tem como base o conceito de memória por recência, pelo qual os atributos armazenados são elementos adicionados ou retirados de uma determinada solução, proibindo que soluções que possuam atributos proibidos sejam selecionadas.

Assim sendo, a LT é composta pelos procedimentos realizados (manobras) pelos operadores durante um número pré-determinado de iterações.

3.2.1.6 Diversificação

A diversificação tem por objetivo o direcionamento da busca para novas regiões, evitando a convergência em ótimos locais, correspondendo a repetições cíclicas indesejadas. A intensão é a exploração de regiões ainda inexploradas ou pouco exploradas modificando as regras de escolha.

Propõe-se como diversificação a escolha aleatória da chave NF a ser aberta, para cada chave NA a ser fechada, entre a chave NA e as subestações dos alimentadores que ela liga.

Como exemplo, a Figura 3.4 apresenta o grafo de duas árvores, representando dois alimentadores do sistema de distribuição.

Figura 3.4- Grafo das árvores A1 e A3

Fonte: Próprio autor

A escolha da chave NA 19, para a transferência de blocos de cargas entre os alimentadores A_1 e A_3 , possibilita a abertura das chaves 1, 4, 7 e 8 do alimentador A_1 (transferência de blocos de A_1 para A_3), ou a abertura das chaves 13, 16, 18 do alimentador A_3 (transferência de blocos de A_3 para A_1).

A diversificação é realizada pela escolha aleatória destas chaves, pela possibilidade de alteração do total de blocos de cargas transferidos.

Cada par de chaves NA e NF caracteriza uma manobra de transferência, constituindo uma nova configuração de rede e definindo uma solução. Para ampliar o espaço de busca, para cada chave NA, podem ser geradas várias novas configurações (tantas quantas chaves NF existam entre ela e os disjuntores dos alimentadores). Deste modo, deve ser pré-definido o número de soluções a serem geradas pelos operadores de transferência de blocos de carga entre alimentadores, do sistema de distribuição, e reconfiguração do sistema de transmissão.

3.2.1.7 Duração Tabu

A duração tabu (ou tamanho da lista tabu) é um parâmetro muito importante da busca tabu. Durações tabus muito pequenas podem causar ciclagem da busca, enquanto altas durações tabus podem restringir a exploração do espaço de busca. A duração tabu de um movimento é feita de forma dinâmica. Para cada combinação movimento-regra de proibição, a duração tabu d_t é gerada aleatoriamente dentro de um intervalo $[d_{min}, d_{max}]$ com distribuição uniforme.

3.2.1.8 Critério de Aspiração

O critério de aspiração é que um movimento proibido pode ser liberado da condição tabu, caso possua potencial para conduzir a busca para regiões de boas soluções, ou seja, se um movimento considerado proibido gera uma nova solução dominante, então este movimento é liberado da condição tabu aceitando-se a solução gerada e o conjunto de soluções dominantes encontradas até o momento é atualizado. O critério de aspiração utilizado é o religamento de mais seções em comparação à solução anterior, mesmo que o valor custo da função objetivo seja pior. Este critério favorece o religamento de clientes desconectados em detrimento às restrições,

viabilizando novas configurações.

3.2.1.9 Critério de Parada

A busca termina após a avaliação de um número máximo de soluções ou quando alcançado um limite pré-estabelecido de tempo de execução. Este último critério faz-se necessário visto que, após um acontecimento contingencial, os operadores do sistema elétrico têm um tempo máximo pré-definido para tomada de decisão de solução ou amenização dos efeitos.

3.2.1.10 Algoritmo Proposto

O algoritmo completo proposto para solução de análises contingenciais de sistemas elétricos de potência é apresentado na Figura 3.5.

Figura 3.5- Algoritmo proposto

Fonte: Próprio autor

O algoritmo proposto é inicializado com a detecção da contingência no sistema elétrico de potência. Esta detecção é realizada pelos sistemas de proteção instalados na rede. Em seguida, o isolamento da área afetada efetua manobras nas chaves que isolem a área da ocorrência para envio de equipes de manutenção da concessionária. Inicia-se então a contagem de tempo de execução e a execução da metodologia proposta. Cada iteração da BT é avaliada para encerramento do processamento em caso de obtenção de uma solução factível (solução que reestabeleça o fornecimento para todas seções afetadas passíveis de religamento) ou esgotamento do tempo máximo de execução. No caso de esgotamento de tempo, a melhor solução encontrada é apresentada, mesmo que ainda algumas seções não tenham sido religadas. Este procedimento minimiza os efeitos causados pela contingência (religamento do máximo de seções possível) dentro do tempo pré-determinado pelo centro de operações da concessionária.

O presente capítulo teve como objetivo a apresentação da formulação matemática e da metaheurística de solução do problema proposto. Em seguida serão apresentados os resultados obtidos pelo sistema computacional desenvolvido.

4 RESULTADOS

4 RESULTADOS

Este capítulo tem como objetivo apresentar os resultados obtidos ao aplicar a modelagem e a metodologia proposta em redes de testes. A metodologia proposta e o sistema computacional foram implementados utilizando um computador com processador Intel (R) Core (TM) Core 2 Duo 2,4GHz 64Bits, 4 Gb de memória RAM, Sistema Operacional Windows 7 e o Borland C++ Builder 2006 em linguagem C++.

As configurações dos parâmetros de entrada do sistema computacional desenvolvido são apresentados na Tabela 4.1, sendo definidas de forma fictícia para os testes realizados.

Tabela 4.1- Configurações

Parâmetro	Valor
Custo END	R\$600,00/kWh
Custo manobra chave disjuntor	R\$100,00/operação
Custo manobra chave religador	R\$10,00/operação
Custo manobra de chave seccionadora na distribuição	R\$5,00/operação
Custo manobra de chave seccionadora na sub-transmissão	R\$10,00/operação
Custo violação nível de tensão	R\$50,00/violação
Custo violação carregamento linha	R\$50,00/violação
Custo sobrecarga transformador de subestação	R\$100,00/violação
Número máximo de iterações	100
Duração Tabu	10 iterações
Número de vizinhos aleatórios na transferência de blocos de carga	3
Limite inferior de nível tensão	0,9 pu
Limite superior de nível tensão	1,1 pu
Limite violação carregamento linha	1,1 pu
Limite sobrecarga transformador de subestação	1,2 pu

4.1 ESTUDOS DE CASO SISTEMA DE 67 SEÇÕES

O sistema de testes possui as redes de distribuição e sub-transmissão. O Sistema de distribuição é constituído de 53 seções, 3 subestações, 50 seções de carga, 5 geradores distribuídos e tensão nominal de 13,8 kV. O sistema de sub-

transmissão é constituído de 14 seções e tensão nominal de 69 kV. Os dados dos sistemas são apresentados no Apêndice A. Este sistema é adaptado do sistema de distribuição utilizado por Pereira, Cossi e Mantovani, (2012), ampliado com o sistema de sub-transmissão fictício. Este sistema ampliado representa sistemas elétricos de potência reais.

A Figura 4.1 apresenta a operação em estado normal do sistema, em que as linhas pontilhadas representam as chaves abertas e as linhas sólidas as chaves fechadas. O sistema de distribuição (internamente representado) apresenta uma topologia radial e o sistema de sub-transmissão apresenta duas redes radiais, alimentadas pelas seções de geração B177 e B189 e uma rede em malha, alimentada pela seções de geração B168. A capacidade nominal das subestações são, T1 de 33,400 kVA, T2 e 22,00 kVA e T3 de 30,00 kVA.

Figura 4.1- Sistema de 67 seções utilizado nos testes

Fonte: Próprio autor

Para os testes apresentados a seguir, todas chaves podem ser operadas e são de tipos diferentes (manuais e automáticas). Os pesos dos clientes prioritários aplicados foram 8 para os consumidores na seção 25, 5 na seção 32 e 40. Para os

demais o peso aplicado foi unitário. Foram executados 50 vezes cada análise para avaliação da aleatoriedade da técnica de diversificação, com tempo máximo de execução de cinco minutos, sendo este o tempo máximo disponibilizado aos operadores do sistema elétrico para tomarem ações de correção após a ocorrência de uma contingência na maioria das concessionárias de energia.

4.1.1 Teste 1

Contingência na linha de sub-transmissão entre B168 e B169. Neste caso, a chave entre estas seções foi isolada, sobrecarregando as linhas entre B176 e B183 e entre B183 e B169 com custo FO inicial de R\$3.200,00. Como resultado, todos testes realizados sugerem três manobras, restaurando todas seções sem fornecimento através de manobras nos sistemas de distribuição e sub-transmissão. A Tabela 4.2 apresenta as manobras sugeridas pela melhor resposta, presente em 50% dos testes, com tempo de processamento médio de 23,88 segundos.

Tabela 4.2- Resultados Teste 1 - Melhor solução

Manobra	Ação	Setores	Custo FO (R\$)
1	Abertura	B165; B169	1620,00
	Fechamento	B165; B205	
2	Fechamento	B168; B205	1610,00
3	Abertura	9; 22	205,00
	Fechamento	104; 22	

A primeira manobra sugerida realiza uma transferência entre suprimentos, reduzindo o carregamento de B168. Em seguida sugere-se um suporte entre sistemas de sub-transmissão, pela segunda manobra, pela sobrecarga da linha entre B165 e B205. Por último, é sugerida uma transferência entre subestações, aliviando o carregamento de T1.

Os outros resultados diferem-se somente na terceira manobra, transferindo outros setores entre as subestações. O pior caso transfere um setor de maior demanda, abrindo a chave entre 17 e 9 e fechando entre 18 e 17, com tempo de processamento de 26,02 segundos.

4.1.2 Teste 2

Contingência na linha de distribuição entre 11 e 12. Neste caso, a chave entre estas seções foi isolada provocando o isolamento de 10 setores do sistema de distribuição (seções 12, 32, 33, 34, 35, 36, 38, 39, 44 e 45) totalizando 9.078MW e 4.396 MVar e isolando o gerador distribuído DG2 com custo FO inicial de R\$13.0694,40. Como resultado, 40% dos testes realizados sugerem quatro manobras, restaurando todas seções sem fornecimento através de manobras nos sistemas de distribuição e sub-transmissão. Os resultados são apresentados na Tabela 4.3 com tempo de processamento médio de 23,96 segundos.

Tabela 4.3- Resultado Teste 2 – Melhor solução

Manobra	Ação	Seções	Custo FO (R\$)
1	Fechamento	12; 13	27.205,00
2	Abertura	33; 39	25.005,00
	Fechamento	33; 8	
3	Fechamento	B168; B205	24.810,00
4	Abertura	12; 45	9.133,00
	Fechamento	10; 38	

A primeira manobra sugerira reconecta as seções desenergizadas. A segunda manobra realiza uma transferência de blocos entre subestações. A terceira manobra sugere um suporte entre sistemas de sub-transmissão, pela sobrecarga de suprimento de B168. A última manobra sugere uma transferência de blocos entre subestações entre T3 e T2.

Os demais resultados sugerem um maior número de manobras. O pior caso sugere sete manobras, apresentadas pela Tabela 4.4, com tempo de processamento de 57,86 segundos.

Tabela 4.4- Resultados Teste 2 – Pior solução

Manobra	Ação	Seções	Custo FO (R\$)
1	Fechamento	12; 13	2.725,00
2	Fechamento	B177; B176	2.730,00
3	Abertura	34; 35	1.805,00

	Fechamento	35; 40	
4	Fechamento	B166; B193	1.610,00
5	Abertura	23; 24	1.610,00
	Fechamento	8; 25	
6	Abertura	33; 39	685,00
	Fechamento	33; 8	
7	Abertura	33; 34	400,00
	Fechamento	34; 35	

4.1.3 Teste 3

Contingência na linha de distribuição entre 11 e 12. Este caso replica o Teste 2, mas com alteração nos limites de operação das subestações para avaliar o comportamento da metodologia na priorização de clientes e alívio de carga (T1 30MVA e T2 20MVA) com custo FO inicial de R\$13.0694,40. Como resultado, 40% dos testes realizados sugerem nove manobras, restaurando grande parte das seções sem fornecimento através de manobras nos sistemas de distribuição e sub-transmissão e um alívio de carga na seção 6 de demanda 0.5MVA (seção com prioridade 1). Os resultados são apresentados na Tabela 4.5, com tempo médio de processamento de 133,63 segundos (2,22 minutos).

Tabela 4.5- Resultados Teste 3 – Melhor solução

Manobra	Ação	Seções	Custo FO (R\$)
1	Fechamento	12; 13	27.205,00
2	Abertura	38; 39	20.810,00
	Fechamento	35; 40	
3	Alívio de carga	6	14.577,60
4	Fechamento	B168; B205	14.387,60
5	Abertura	28; 6	12.982,60
	Fechamento	28; 50	
6	Fechamento	B178; B183	12.787,60
7	Abertura	40; 41	9.782,60
	Fechamento	41; 42	

8	Fechamento	B165; B205	9.587,60
9	Fechamento	9; 22	8.182,60
	Abertura	22; 104	

Outros resultados sugerem outras manobras no sistema de distribuição, mantendo-se o total de nove manobras, e, em menor quantidade, algumas proposições com mais chaveamentos. A Tabela 4.6 apresenta o pior caso com 11 manobras sugeridas, com tempo de processamento de 136,17 segundos (2,27 minutos).

Tabela 4.6- Resultados Teste 3 – Pior solução

Manobra	Ação	Seções	Custo FO (R\$)
1	Fechamento	12; 13	27.205,00
2	Abertura	12; 13	20.810,00
	Fechamento	33; 8	
3	Corte de carga	45	14.577,60
4	Fechamento	B168; B205	14.387,60
5	Abertura	5;6	12.982,60
	Fechamento	28;50	
6	Fechamento	B178; B183	12.787,60
7	Fechamento	22;104	11.382,60
	Abertura	22;9	
8	Fechamento	B165; B205	11.187,60
9	Fechamento	38;39	9.782,60
	Abertura	12;13	
10	Fechamento	B166; B193	9.587,60
11	Fechamento	33;34	8.182,60
	Abertura	35;40	

Em todos estudos de casos, os resultados mantiveram os níveis de tensão nas barras, carregamentos dos trechos e subestações e geradores distribuídos operaram dentro dos limites permitidos.

4.2 ESTUDOS DE CASO SISTEMA DE 164 SEÇÕES

O sistema de testes de 164 seções possui as redes de distribuição e sub-transmissão, sendo uma rede ampliada da rede de 67 seções. O Sistema de distribuição é constituído de 121 seções, 11 subestações, 144 seções de carga, 12 geradores distribuídos e tensão nominal de 13,8 kV. O sistema de sub-transmissão é constituído de 31 seções, 14 clientes de média tensão, 7 suprimentos e tensão nominal de 69 kV. Os dados dos sistemas são apresentados no Apêndice B.

A Figura 4.2 apresenta a operação em estado normal do sistema, em que as linhas pontilhadas representam as chaves abertas e as linhas sólidas as chaves fechadas.

Figura 4.2- Sistema de 164 seções utilizado nos testes

Fonte: Próprio autor

Para os testes apresentados a seguir, todas chaves podem ser operadas e são de tipos diferentes (manuais e automáticas). Os pesos dos clientes prioritários aplicados foram 8 para os consumidores nas seções 25 e 629, peso 5, nas seções 32, 40, 318 e 341. Para os demais o peso aplicado foi unitário. Foram executados 50 vezes cada análise com tempo máximo de execução de cinco minutos.

4.2.1 Teste 4

Contingência na linha de sub-transmissão entre 629 e 630, representado pelo símbolo de raio 1. Neste caso, a chave entre estas seções foi isolada, desconectando a subestação 7 de demanda 2,05MVA, subestação 8 de demanda 10,77MVA e o cliente de média tensão da seção 629 de demanda 1,12MVA e custo FO inicial de R\$21.6000,00. Como resultado, três manobras foram sugeridas, restaurando todas seções sem fornecimento através de manobras no sistema de sub-transmissão e um alívio de carga. Os resultados são apresentados na Tabela 4.7. O tempo de processamento médio foi de 287,65 segundos (4,79 minutos).

Tabela 4.7- Resultados Teste 4 – Melhor solução

Manobra	Ação	Seções	Custo FO (R\$)
1	Fechamento	573; 192	2.010,00
2	Fechamento	165; 205	210,00
3	Alívio de carga	311	100,00

A primeira manobra realiza a reconexão da sub-transmissão, realimentando as subestações T2 e T6. A segunda manobra auxilia o suprimento pela seção 168. Finalmente, a terceira manobra realiza um alívio de carga em 311, solucionando restrições técnicas do sistema de distribuição.

Todas análises efetuadas neste teste apresentaram o mesmo resultado. Isto é devido à avaliação completa de todos cenários dos operadores de suporte de rede de sub-transmissão (fechamento de chave aberta) e alívio de carga dentro do limite de iterações da BT (100 iterações). Deste modo, como a solução factível é obtida diretamente por estes operadores, a aleatoriedade aplicada aos operadores de transferência de blocos de carga não influenciou nos resultados. Caso o número máximo de iterações ou o tempo de execução fossem maiores, é possível a obtenção

de outros resultados.

4.2.2 Teste 5

Contingência na seção 330. Neste caso, a chave entre estas seções foi isolada, desconectando 5,69MVA de demanda da subestação 11 com custo FO inicial de R\$79.200,00. Como resultado, 44% dos testes sugerem três manobras, restaurando todas seções sem fornecimento através de manobras nos sistemas de distribuição, deixando somente a seção 330 de 0,51MVA sem fornecimento pelo isolamento da área afetada na contingência. Os resultados são apresentados na Tabela 4.8. O tempo de processamento foi de 295,24 segundos (4,92 minutos).

Tabela 4.8- Resultados Teste 5 - Melhor solução

Manobra	Ação	Seções	Custo FO (R\$)
1	Fechamento	352; 353	20.200,00
2	Fechamento	337; 348	13.000,00
3	Abertura	339; 353	7.205,00
	Fechamento	323; 331	

As duas primeiras manobras reestabelecem seções desconectadas pela contingência. A terceira manobra executa uma transferência de seções no sistema de distribuição, solucionando as transgressões técnicas. Outros resultados sugerem outras manobras no sistema de distribuição, com mesmo número de manobras ou mais. A Tabela 4.9 apresenta o pior caso com 4 manobras sugeridas, com tempo de processamento de 382,82 segundos (6,38 minutos).

Tabela 4.9- Resultados Teste 5 - Pior solução

Manobra	Ação	Seções	Custo FO (R\$)
1	Fechamento	352; 353	20.200,00
2	Fechamento	337; 348	13.000,00
3	Abertura	341;342;	11.400,00
	Fechamento	342; 344	
4	Abertura	339; 353	7.205,00
	Fechamento	323; 331	

Os resultados do pior caso apresentam uma manobra de transferência de seções no sistema de distribuição pela manobra 3.

Observa-se que os tempos de execução das análises completas para o sistema de 164 seções foram maiores quando comparados aos testes executados no sistema de 64 seções. Isto deve-se ao fato do aumento do número de cenários que são avaliados, sendo que, cada vizinho (cenário de manobra proposto) criado é necessária a execução do cálculo de fluxo de potência para determinação do estado da rede.

Neste capítulo foram apresentados os testes realizados pela implementação computacional do algoritmo proposto. As conclusões acerca dos resultados obtidos são apresentadas no capítulo seguinte.

5 CONCLUSÕES

5 CONCLUSÕES

Este trabalho apresentou uma proposição metodológica para gestão automática da operação em tempo real pelo diagnóstico da interrupção e determinação de planos de atenuação dos efeitos pela definição da topologia do sistema, com propostas de cortes seletivos da carga em condições de esgotamento da capacidade de transferência.

Esta abordagem apresenta-se como inovadora por contemplar a avaliação de contingências e ações de atenuação em sistemas elétricos de potência de grande porte e de níveis de tensão distintos (transmissão e distribuição) conjuntamente pois, usualmente, as metodologias de análise contingencial são aplicadas separadamente nos sistemas de transmissão e distribuição, contudo esta abordagem não atende a todas concessionárias de energia, pois, em alguns casos, a concessão inclui diferentes níveis de tensão (sub-transmissão e distribuição, por exemplo) e restringe o espaço de busca de soluções factíveis.

A aplicação da Busca Tabu como metodologia de otimização proporciona uma exploração sensível do espaço de busca, habilitando o andamento da otimização de forma inteligente. Isto viabiliza a limitação do tempo de execução, mas ainda com respostas que melhorem o estado da rede, mesmo não havendo encontrada uma solução factível que solucione completamente a contingência. Este recurso possibilita a aplicação em sistemas de operação em tempo real, ao contrário das metodologias baseadas em escolhas aleatórias.

Os operadores de manobras de redes contemplam todas manobras possíveis em sistemas elétricos de potência, sendo manobras de transferências de blocos de cargas entre alimentadores, transferências de blocos de cargas entre suprimentos e corte de cargas, garantindo a amplitude de busca do algoritmo.

A eficiência computacional é propiciada pela aplicação da representação nó-profundidade nos sistemas de distribuição, simplificando as manobras de rede e garantindo a radialidade.

Os testes efetuados apresentam resultados comprovando a eficiência de busca e desempenho computacional necessários para aplicações em tempo real.

Para aplicações práticas reais, são necessárias integração com o banco de dados do modelo de redes utilizado pela concessionária e a integração com o sistema SCADA, para obtenção do estado da rede em tempo real.

5.1 TRABALHOS FUTUROS

Apresenta-se a seguir algumas sugestões para trabalhos futuros:

- Complementação do algoritmo para contemplação de ilhamento na rede de distribuição;
- Complementação do algoritmo para identificação do sequenciamento de manobras com atendimento dos clientes prioritários;
- Realização de estudos estatísticos para modelagem mais precisa dos diferentes tipos de geradores distribuídos;
- Inclusão dos dados estatísticos de consumo e geração para avaliação temporal do comportamento da rede nas soluções propostas;
- Complementação da modelagem do fluxo de carga para modelo trifásico, permitindo a avaliação do desbalanço de carga e de esquemas de proteção;
- Complementação da avaliação multicritério pela inclusão dos custos decorrentes da descontinuidade no suprimento de energia (índices de continuidade e qualidade);
- Implementação em arquitetura computacional paralela e distribuída para melhora do desempenho de tempo de solução.

5.2 ARTIGOS PUBLICADOS

1. **Ferreira Neto, L. H. T.; Júnior, B. R. P. e Costa, G. R. M. da, "Smart Service Restoration of Electric Power Systems", 2016 IEEE Power and Energy Society General Meeting (PESGM), Boston, MA, 2016, pp. 1-5. doi: 10.1109/PESGM.2016.7741113**

Este artigo foi selecionado um dos melhores artigos do congresso (selected as one of the Best Conference Papers submitted to the 2016 Power & Energy Society General Meeting).

5.2.1 Artigo Enviado para Revista

1. **Ferreira Neto, L. H. T.; Júnior, B. R. P. e Costa, G. R. M. da, "A New Heuristic Approach for Real Time Electric Power Systems Restoration".**

5.2.2 Artigos Relacionados

1. Romero, F.; Borges, G.P.; **Ferreira Neto, L.H.T.**; Meffe, A.; Antunes, A.U.; Vilar, J.B.; Pires Junior, A.. **Conceituação e desenvolvimento de um sistema inteligente para gestão técnica eficiente de redes de distribuição.** P&D: Revista Pesquisa e Desenvolvimento da Aneel, v. 06, p. 84-86, 2015.
2. Borges, G. P.; Romero, F.; **Ferreira Neto, L.H.T.**; Castilho, J.; Meffe, A.; Antunes, A.U.; Moura, L.F.; Pires Junior, A. **Use of Genetic Algorithm for Evaluation and Control of Technical Problems Due to Load Shedding in Power Systems.** In: IEEE PES Conference on Innovative SMART GRID Technologies Latin American (ISGT-LA 2015), 2015, Montevideo. Proceedings of IEEE PES Conference on Innovative SMART GRID Technologies Latin American (ISGT-LA 2015), 2015.

REFERÊNCIAS

- ADIBI, M. M.; THORNE, D. K. Local load shedding. **IEEE Transactions On Power System**, Vol. 3, No. 3, pp. 1220–1226, 1988.
- AL-HASAWI, W. M.; NAGGAR, K. M. E. Optimum steady-state load-shedding scheme using genetic based algorithm. In: **IEEE Electrotechnical Conference, 2002. MELECON 2002. 11th Mediterranean**.[S.l.], 2002. p.605–609.
- ANEEL. **Procedimentos de Regulação Tarifária, Submódulo 7.3 - Cálculo das tarifas de aplicação**, abril 2011.
- AMERICAN NATIONAL STANDARD DEFINITION, SPECIFICATION AND ANALYSIS OF MANUAL, AUTOMATIC AND SUPERVISORY STATION CONTROL AND DATA ACQUISITION. **ANSI/IEEE C37.1-1979** , vol., no., pp.1-42, Dec. 31 1979. doi: 10.1109/IEEESTD.1979.7442042.
- ANEEL. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica**. Revisão 8, maio 2017.
- AOKI, K.; KUWABARA, H.; SATOH, NARA, K.; ITHO, M. A new algorithm for service restoration in distribution systems. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 4, 1989.
- ARANHA NETO, E. A. C.; SPERANDI , M.; COELHO, J.; et al.. Planejamento da alocação de chaves automatizadas considerando os índices de confiabilidade e qualidade. **XVII SENDI. Anais**, 2006. Belo Horizonte-MG.
- ARAÚJO, A. S.; AMORIM, J. M. S; GUSMÃO, F.; et al.. Determinação inteligente de ações para recomposição da rede de transmissão de energia. IV CITENEL **Congresso de Inovação Tecnológica em Energia Elétrica**. Anais, 2007. Araxá-MG.
- ARROYO, J. E. C. **Heurísticas e metaheurísticas para otimização combinatória multiobjetivo**. 2002. 227 f. Tese de Doutorado em Engenharia Elétrica – Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2002.
- AUGUGLIARO, A.; DUSONCHET, L.; SANSEVERINO, E. R. Service restoration in compensated distribution networks using a hybrid genetic algorithm. **Electric Power Systems Research**, v. 46, n. 1, p. 59–66, 1998.
- AUGUGLIARO, A.; DUSONCHET, L.; FAVUZZA, S.; IPPOLITO, M.G. , E.R. SANSEVERINO, Constrained Robust Multiobjective Optimization for Reactive Design in Distribution Systems, **International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems**, 1-6, Junho 2006.
- BALU, N., et al.. 1992. On-line power system security analysis. s.l: **Proceedings of the IEEE**, 1992. Vol. 80.
- BAYKASOGLU A.; OWEN, S. ; GINDY, N. “A taboo search based approach to find the Pareto optimal set in multiple objective optimization”, **Engineering Optimization**, 1999 vol. 31, pp. 731-748.

BEIDOU, F. B.; MORSI, W. G.; DIDUSH, C. P.; CHANG, L. Smart grid: Challenges, research directions and possible solutions. **The 2nd International Symposium on Power Electronics for Distributed Generation Systems**, p. 670–673, 2010. IEEE.

BELLMAN, R. E. **Dynamic Programming**. Princeton, NJ: Princeton Univ. Press, 1957

BENITO, B. R. .; SILVA, L. G. W. .; MANTOVANI, J. R. S. Metaheurística GRASP dedicada à solução do problema de alocação e realocação de chaves de manobras em alimentadores e radiais de distribuição de energia elétrica. **XVII Congresso Brasileiro de Automática**, Juiz de Fora-MG, Set. 2008.

BILLINGTON, R. **Reliability evaluation of engineering systems: concepts and techniques**. 1.ed. Nova Iorque: Plenum Press, 1983.

BILLINTON, R.; SATISH, J. Effect of rotational load shedding on overall power system adequacy indices. **IEE Proceedings-Generation, Transmission and Distribution**, v.143, n.2, March, p.181-187. 1996.

BILLINTON, M. R.; BHAVARAJU, M. P. Transmission planning using a reliability criterion, pt. I: a reliability criterion. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, vol. PAS-89, pp.28 -34 1970

BURCHETT, R. C., HAPP, H. H.; VIERATH, D. R. Quadraticallt convergent optimal power flow. In **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, 1984 volume 103, pages 3267–3275.

BENAYOUN, R.; MONTGOLFIERO, J.; TERGNY, J. O. Laritchev, Linear programming with multiple objective functions: stepmethod (stem), **Mathematical Programming**, vol. 1, pp. 366-375, Dezembro, 1971.

BLOSE, J. B. *et al.* Central Computer Control and Protection Functions. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, vol. PAS-97, no. 1, pp. 166-182, Jan. 1978. doi: 10.1109/TPAS.1978.354467

BOSE, A. Smart Transmission Grid Applications and Their Supporting Infrastructure. **IEEE Transactions on Smart Grid**, vol. 1, no. 1, pp. 11-19, June 2010. doi: 10.1109/TSG.2010.2044899

BRETAS, N. G.; DELBEM, A. C. B., CARVALHO, A. Restabelecimento de energia ótimo para sistemas de distribuição radiais por algoritmos genéticos, **Congresso Latino Americano de Distribuição de Energia Elétrica**, pp. 577-581, Setembro, 1998.

BRETAS, N. G.; DELBEM, A. C. B., CARVALHO, A. Representação por cadeias de grafo para AG aplicados ao restabelecimento de energia ótimo em sistemas de distribuição radiais, **Revista SBA Controle & Automação**, vol. 12, pp. 42-51, 2001.

BORGES, G. P. *et al.*, Use of genetic algorithm for evaluation and control of technical problems due load shedding in power systems, 2015 **IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Latin America (ISGT LATAM)**, Montevideo, 2015, pp. 717-722. doi: 10.1109/ISGT-LA.2015.7381245

BOSE, A. Smart Transmission Grid Applications and Their Supporting Infrastructure. **IEEE Transactions on Smart Grid**, vol. 1, no. 1, pp. 11-19, June 2010. doi: 10.1109/TSG.2010.2044899

BROWN, R. E. Impact of Smart Grid on distribution system design. 2008 **IEEE Power and Energy Society General Meeting** - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, p. 1–4, 2008.

CAMILLO, M. H. M. et al., Determination of switching sequence of Service Restoration in Distribution Systems: Application and analysis on a real and large-scale radial system, 2016 **IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition (T&D)**, Dallas, TX, 2016, pp. 1-5. doi: 10.1109/TDC.2016.7520034

CAMPITELLI, E. M. ; SILVA, L. G. W. ; PEREIRA, R. A. F. ; MANTOVANI, J. R. S. Sistema inteligente para alocação, especificação, coordenação e seletividade da proteção em redes aéreas de distribuição de energia elétrica. **XVII SENDI**. Anais, 2006. Belo Horizonte-MG.

CARVALHO, M. R. . **Uma análise da otimização de redes neurais MLP por exames de partículas**, 2007. Dissertações de Mestrado, Ciência da Computação. Universidade Federal de Pernambuco

CAVELLUCCI, C. Um sistema baseado em conhecimento para auxílio de manobras em redes de distribuição de energia elétrica. **Sba: Controle & Automação Sociedade Brasileira de Automatica**, Vol 3, p 282,1991. ISSN 0103-1759

CELLI, G.; PILO, F. Optimal sectionalizing switches allocation in distribution networks. **IEEE Transactions on Power Delivery**, vol. 14, no. 3, pp. 1167-1172, Jul 1999. doi: 10.1109/61.772388

CHAN, E.; EBENHOH, H. The implementation and evolution of a SCADA system for a large distribution network. **IEEE Transactions on Power Systems**, vol. 7, no. 1, pp. 320-326, Feb 1992. doi: 10.1109/59.141721

CHEN, G. A novel QEA-based optimum switch placement method for improving customer service reliability. 2008. **Third International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies**, Nanjuing, 2008, pp. 620-623. doi: 10.1109/DRPT.2008.4523480

CHEN, C. S.; LIN, C. H.; CHUANG, H. J.; LI, C. S.; HUANG, M. Y. Optimal Switch Placement in Distribution Systems Using Trinary Particle Swarm Optimization Algorithm. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 21, 2006.

CHEN, G. A novel QEA-based optimum switch placement method for improving customer service reliability, **2008 Third International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies**, Nanjuing, 2008, pp. 620-623. doi: 10.1109/DRPT.2008.4523480

CHEN, X.; WU, W.; ZHANG, B.; SHI, X. A robust approach for active distribution network restoration based on scenario techniques considering load and DG uncertainties, 2016 **IEEE Power and Energy Society General Meeting (PESGM)**, Boston, MA, 2016, pp. 1-5. doi: 10.1109/PESGM.2016.7741591

CHUN-HAO Lo ; AANSARI, N. The Progressive Smart Grid System from Both Power and Communications Aspects. **IEEE Communications Surveys & Tutorials**, 2011, ISSN: 1553-877X.

CIVANLAR, S. et al. Distribution feeder reconfiguration for loss reduction. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 3, n. 3, p. 1217–1223, 1988.

- CIRIC R.; POPOVIC, D. S. Multiobjective distribution network restoration using heuristic approach and mixed integer programming method. **Electrical Power and Energy Systems**, p. 22, 2000. Volume 22, Issue 7., Pages 497-505.
- COELLO, C. A. C., A comprehensive survey of evolutionary-based multi-objective optimization technique. **Knowledge and Information Systems**, vol. 1(3), pp. 269–308, 1999.
- COELLO, C. A. C., VAN VELDHUIZEN, D. A.; LAMONT, G. B. Evolutionary algorithms for solving multi-objective problems. Academic, ed., New York, NY: **Genetic Algorithms and Evolutionary Computation**. 2002
- COLLIER, S. Ten steps to a smarter grid. **Industry Applications Magazine**, IEEE, n. 09, p. 0–7, 2010.
- CHOUHAN, S.; Ghorbani, J.; Inan, H.; Feliachi, A.; Choudhry, M. A. Smart mas restoration for distribution system with microgrids. **IEEE Power and Energy Society General Meeting**, 2013, pp. 1–5.
- CHOUHAN, S. ; MOHAMMADI, F. D. ; FELIACHI, A.; SOLANKI, J. M.; CHOUDHRY, M. A. Hybrid MAS Fault Location, Isolation, and Restoration for smart distribution system with Microgrids, 2016 **IEEE Power and Energy Society General Meeting (PESGM)**, Boston, MA, 2016, pp. 1-5. doi: 10.1109/PESGM.2016.7741213
- CÔTÉ, P., CÔTÉ, S.-P., LACROIX, M. Programmable load shedding systems - HydroQuébec's experience. **IEEE Power Engineering Society Summer Meeting. Vancouver**. July, 2001. 6 p.
- COSSI, A. M.; MARTINS LOPES, M. L. Artificial Immune Systems Applied in Data Management Solutions to the Problem of Restoration of Electrical Distribution Systems, in **IEEE Latin America Transactions**, vol. 14, no. 9, pp. 4028-4034, Sept. 2016. doi:10.1109/TLA.2016.7785929
- DANTIZING, G. B. **Linear Programming and Extensions**. 1963, PhD thesis, Princenton University Press, Princenton, NJ, USA.
- ELETROBRÁS. **Planejamento de sistemas de distribuição de energia elétrica**. Edgard Blucher, 1983.
- DE JONG, K. A. **Evolutionary computation: A unified approach**. Cambridge, MA: MIT Press, 2006
- DEB, K. **Multi-Objective Optimization Using Evolutionary Algorithms**. John Wiley & Sons, Inc., New York, NY, 2001
- DEB, K.; AGRAWAL, S.; PRATAP, A.; MEYARIVAN, T. A fast elitist non-dominated sorting genetic algorithm for multi-objective optimization: NSGA-II. **KanGAL report 200001**, Indian Institute of Technology, Kanpur, India, 2000.
- DELBEM, A. C. B.; CARVALHO, A. C. L. F. d.; POLICASTRO, C. A.; PINTO, A. K. O.; HONDA K. GARCIA, A. C. Node-depth Encoding for Evolutionary Algorithms Applied to Network Design Algorithm. **Genetic and Evolutionary Computation – GECCO** 2004, v.3102, p.678–687, 2004.

DOMMEL H. W.; TINNEY, W. F. Optimal power flow solutions. In **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**. 1968.

DORIGO, C, M., MANIEZZO, V. Distributed optimization by Ant Colonies. **Proceedings of The First European conference on Artificial Life (ECAL 91)**, pp 134-142 Elsevier, 1991.

DY LIACCO, T. E. An Overview of Power System Control Centers. Energy Control Center Design, **IEEE Tutorial Course 77 TU0010-9-PWR**, 1977.

EBERHARTAND; R.C.; KENNEDY, J. A discrete binary version of the particle swarm algorithm, in Proc. 1997 **IEEE Systems, Man, and Cybernetics Int. Conf.**, vol. 5, pp.4104-4108.

EHRGOTT M. Approximation algorithms for combinatorial multicriteria optimization problems, **International Transactions in Operational Research**, 2000, vol. 7, pp. 5-31.

EHRGOTT, M. X.; GANDIBLEUX, A. Survey and annotated bibliography of multicriteria combinatorial optimization. **OR spektrum**, [s.n], v. 22, n. 4, p. 425-460, 2000. DOI <https://doi.org/10.1007/s002910000046>

ELKHATIB, M.; AHMED, M; ELSATSAHT, R.; SALAMA, M.; SHABAN, K. B. Distribution system restoration based on cooperative multi-agent approach, 2015 **International Symposium on Smart Electric Distribution Systems and Technologies (EDST)**, Vienna, 2015, pp. 42-46. doi: 10.1109/SEDST.2015.7315180

FLETCHER, R. **Practical Methods of Optimization**. 1987 Jonh Wiley e Sons, 2 edition.

FREITAS, W.; VIEIRA, J. C. M. ; MORELATO, A. ; SILVA, L. C. P.; COSTA, V. Análise Comparativa entre Geradores Síncronos e Geradores de Indução com Rotor tipo Gaiola de Esquilo para Aplicação em Geração Distribuída, **Revista Controle e Automação**, vol. 16, no. 3, 2005, pp. 332 – 344.

FU, X., WANG X. Load shedding scheme ensuring voltage stability. **Power Engineering Society General Meeting**. Tampa, Florida, 2007. 6 p.

FUKUYAMA, A, Y.; CHIANG, H. D.; MIU, K. N. Parallel genetic algorithm for service restoration in electric power distribution systems. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, Volume 18, Issue 2, February 1996, Pages 111-119

GARCIA, A. V.; ALMEIDA, M. C. Identificação de Ramos Críticos para Estabilidade de Tensão Baseada na Análise Modal do Sistema. **XV SNPTEE Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica**, Paraná, 1999.

GARCIA, V. J. , FRANCA, P.M., "Multiobjective Tabu Search for service restoration in electric distribution networks," **2005 IEEE Russia Power Tech**, St. Petersburg, 2005, pp. 1-7. doi: 10.1109/PTC.2005.4524552

GAREY, M. R.; JOHNSON, D. S. **Computers and Intractability. A guide to the theory of NP-Completeness**, W.H. Freeman and Company: New York, 1979.

GRANVILLE, S. Optimal reactive dispatch through interior point methods. 1994, In **IEEE Transactionson Power Systems**, volume 9, pages 136–146.

- GONNEN, T.; RAMIREZ-ROSADO, I. J. Pseudo-dynamic planning for expansion of power distribution systems. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. PWRS-6, p. 245–254, 1991.
- GOMES, L. F. A. M.; ARAYA, M. C. G.; CARIGNANO, C. **Tomada de decisões em cenários complexos**. 2004. Editora Pioneira Thompson Learning, Rio de Janeiro.
- GOUVÊA, M. R. **Bases Conceituais para o Planejamento de Investimentos em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica**. Tese de Doutorado, Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, 1993.
- GOLDBERG D. E., **Genetic algorithms in search, optimization, and machine learning**. Boston, MA: Addison-Wesley Longman Publishing Co., Inc., 1989.
- GERRA, W. .; KAGAN, N. Restauração de energia em sistemas de distribuição elétrica utilizando algoritmos meméticos. **XVIII SENDI. Anais...** , 2008. Olinda – PE.
- GUIMARÃES, M. A. N.; LORENZETI, J. F. C.; CASTRO, C. A. Reconfiguration of distribution system for voltage stability margin enhancement using Tabu Search. **In:CONFERENCE ON POWER SYSTEM TECHNOLOGY - POWERCON**, 2004, Singapore. Proceedings... New york: IEEE, 2004c. p. 1556-1561
- GLOVER, F. Tabu search – Part I. **ORSA Journal on Computing**, v. 1, n.3, p. 190-206, 1989.
- _____. Tabu search – Part II. **ORSA Journal on Computing**, v. 2, n.1, p. 4-32, 1990a.
- _____. Tabu search: a tutorial. **Interfaces**, v. 20, n. 4, p. 74-94, 1990b.
- HAN, K-H; KIM, J-H. Quantum-inspired evolutionary algorithm for a class of combinatorial optimization. **IEEE Transactions on Evolutionary Computation**, vol. 6, no. 6, pp. 580-593, Dec 2002. doi: 10.1109/TEVC.2002.804320
- HANSEN, M.P. Tabu search for multiobjective optimization: MOTS. 1997, Technical Report, Technical University of Denmark. **Paper presented at The 13Th International Conference on Multiple Criteria Decision Making**, January 6-10, Cape Town, South Africa.
- HAJDU, P.; TINNEYET; HAJDU, L. P., PESCHON, J., TINNEY, W. F., et al.. Optimun load-shedding policyfor power systems. 1968, **IEEE Transactions on Power Systems**, n.3, p.784-794. 1968.
- HSU, Y.; HUANG H. M.; FUO, H. C.; et al.."Distribution system service restoration using a heuristic search approach," in **IEEE Transactions on Power Delivery**, vol. 7, no. 2, pp. 734-740, Apr 1992. doi: 10.1109/61.127075
- HSU, Y. Y.; KUO, H. C. , "Distribution system load estimation and service restoration using a fuzzy set approach," in **IEEE Transactions on Power Delivery**, vol. 8, no. 4, pp. 1950-1957, Oct 1993. doi: 10.1109/61.248307
- HUANG, Y.; LI, G. A Semantic Analysis for Internet of Things. 2010 **International Conference on Intelligent Computation Technology and Automation**, , n. 2, p. 336–339, 2010a. Ieee.
- HUANG, YINGHUI; LI, G. Descriptive models for Internet of Things. **International Conference on Intelligent Control and Information Processing (ICICIP)**, 13-15 Aug. 2010, Dalian, China.

HUANG, X.; YANG, Y.; TAYLOR, G. A. Service restoration of distribution systems under distributed generation scenarios, in **CSEE Journal of Power and Energy Systems**, vol. 2, no. 3, pp. 43-50, Sept. 2016. doi: 10.17775/CSEEJPES.2016.00034.

JENKINS, N. ; ALLAN, R.; CROSSLEY, P.; KISCHEEN, D.; STRBAC, G. **Embedded Generation**, London. The Institute of Electrical Engineers, 2000. 292 pages. ISBN-13: 978-0852967744

JERNE, N. K.. Towards a network theory of the immune system. **Annales d'immunologie**, 125(1-2), 373-389. 1974.

JONES, D.F.; MIRRAZAVI, S.K.; TAMIZ, M. Multi-objective metaheuristics: An overview of the current state-of-art. **European Journal of Operational Research** 137, 1-19. 2002.

JONG, K. A. D. Evolutionary computation. A unified approach, **Artificial Life**, vol. 13: MIT Press, 2006, pp. 423-426.

KAGAN, N. **Electrical power distribution systems planning using multiobjective and fuzzy mathematical programming**. London. 215p. Tese de doutorado. Queen Mary & Westfield College, University of London. 1992.

KAGAN , N.; OLIVEIRA, C. C. B. Reconfiguração de redes de distribuição de energia elétrica através de ferramenta para solução de problemas de decisão com múltiplos objetivos e incertezas. **Revista Brasileira de Controle & Automação-SBA**, v. 9, n. 1, p. 13, 1998.

KAGAN, N.; ROBBA, E. J.; OLIVEIRA, C. C. B. SISPLAN - Sistema computacional para estudos de planejamento de redes primárias de distribuição de energia elétrica. **12º - Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica**, p. 112, 1994.

KAGAN, N.; OLIVEIRA, C. C. B.; ROBBA, E. J. **Métodos de Otimização Aplicados a Sistemas Elétricos de Potência**, 1. ed. Edgard Blücher, 2009.

KARMAKAR, N. A new polynomial algorithm for linear programming. **Combinatoria**. p 373-395. 1984. DOI <https://doi.org/10.1007/BF02579150> Publisher Name Springer-Verlag Print ISSN 0209-9683.

KIM, H.; KO, Y.; JUNG, K.-H. Artificial neural-network based feeder reconfiguration for loss reduction in distribution systems. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 8, p. 1356-1366, 1993.

KHEDERZADEH, M. "Distribution grid restoration by forming resiliency-oriented less-vulnerable microgrids," **CIREN Workshop 2016**, Helsinki, 2016, pp. 1-4. doi: 10.1049/cp.2016.0653

KIRK, D. B. ; MEI, W. HWU, W. (2010). **Programming Massively Parallel Processors: A Hands-on Approach**. Morgan Kaufmann, 1 edition.

LAWLER, E. L.; RINNOOY-KAN, A. H. G.; LENSTRA, J. K.; SHMOYS, D. B. **The Traveling salesman problem: a guided tour of combinatorial optimization**. [S.l.]: Edição de Wiley, 1985. ISBN 978-0-471-90413-7

- LEE S. J.; LIM, S. I.; ANH, B. S. Service restoration of primary distribution systems based on fuzzy evaluation of multi-criteria. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 13, vol. 13, no. 3, pp. 1156-1163, Aug 1998. doi: 10.1109/59.709114
- LEITE, J.; MANTOVANI, J. R. S. Solução do problema de alocação de chaves em redes radiais de distribuição de energia elétrica através de uma heurística multistart probabilística. **XLI SBPO - Pesquisa Operacional na Gestão do Conhecimento**, p. 1965–1976, 2009.
- LI, J. ; SONG, X.; WANG, Y. ; ZHANG, X. ; TANG, W. Service Restoration for Distribution Network Considering the Uncertainty of Restoration Time, 2016 **3rd International Conference on Systems and Informatics (ICSAI)**, Shanghai, 2016, pp. 188-192. doi: 10.1109/ICSAI.2016.7810952
- LI, P. ; SONG, G.; JI, ; ZHAO, J. ; WANG, C.; WU, J. A supply restoration method of distribution system based on Soft Open Point, 2016 **IEEE Innovative Smart Grid Technologies - Asia (ISGT-Asia)**, Melbourne, VIC, 2016, pp. 535-539.=doi: 10.1109/ISGT-Asia.2016.7796441
- LIGHTNER, E. M.; WIDERGREN, S. E. An Orderly Transition to a Transformed Electricity System. **IEEE Transactions on Smart Grid**, vol. 1, no. 1, pp. 3-10, June 2010. doi: 10.1109/TSG.2010.2045013
- LIN, W. M. ; CHENG, F. S. ; TSAY, M. T. Distribution feeder reconfiguration with refined genetic algorithm, **Generation, Transmission and Distribution, IEE Proceedings-**, vol. 147, pp. 349-354, Novembro, 2000.
- LUENBERGER, D. G. **Introduction to Linear and Non Linear Programming**. 1973, Addison-Wesley Publish Company, Inc. ASIN: B000OKY7G4
- MAMANDUR, K. R. C.; CHENOWERTE, R. O. Optimal control of reactive power flow for improvements in voltage profiles and for real power loss minimization. 1981, **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, volume 100, pages 3185–3194.
- MARIA, G. A.; FINDLAY, J. A. A newton optimal power flow for the ontario hidro ems. In **IEEE Transactions on Power Systems**, 1987, volume 2, pages 576,584.
- MANSOUR, M.R. et al., 2009. Energy restoration in distribution systems using multi-objective evolutionary algorithm and an efficient data structure. **PowerTech**, 2009 IEEE Bucharest. pp. 1-7.
- MANSOUR , M. R.; SANTOS, A. C.; LONDON, J. B.; DELBEM, A. C. B.; BRETAS, N. G. "Energy restoration in distribution systems using multi-objective evolutionary algorithm and an efficient data structure," 2009 **IEEE Bucharest PowerTech**, Bucharest, 2009, pp. 1-7. doi: 10.1109/PTC.2009.5282205
- MARQUES, L. T.; DELBEM, A. C. B.; LONDON J. B., Service Restoration with Prioritization of Customers and Switches and Determination of Switching Sequence, Nin **IEEE Transactions on Smart Grid** , vol.PP, no.99, pp.1-1 2017. doi: 10.1109/TSG.2017.2675344
- MEDICHERLA, T. K. P. ; BILLINTON, R.; SACHDEV, M. S. "Generation Rescheduling and Load Shedding to Alleviate Line Overloads-Analysis", **IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems**, vol. PAS-98, pp.1876 -1884 1979

- MIU, K. N.; CHIAN, H. D.; YUA, B. D. G. Fast service restoration for large-scale distribution systems with priority customers and constraints. **IEEE Transactions on Power Delivery**, vol. 13, no. 3, pp. 789-795, Aug 1998. doi: 10.1109/59.708643
- MISHRA, R. K. ; SWARUP, K. S. Smart distribution network restoration using multi agent system. **National Power Systems Conference (NPSC)**, Bhubaneswar, 2016, pp. 1-6. doi: 10.1109/NPSC.2016.7858875
- MIHIRI, A., NGUYE, H., ALLEN, A. J. On-line fast load shedding to maintain system stability and operation for isolated oil field power system. **Petroleum and Chemical Industry Conference**. Philadelphia, 2006. 7 p.
- MONTICELLI, A. J. **Fluxo de Carga de Redes de Energia**. Ed. Edgard-Blücher Ltda. São Paulo; 1983.
- MORADI, A.; FOTUHI-FIRUZABAD, M. Optimal Switch Placement in Distribution Systems Using Trinary Particle Swarm Optimization Algorithm. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 23, 2008.
- MORELATO, A. L.; MONTICELLI, A. Heuristic search approach to distribution system restoration. **IEEE Transactions on Power Delivery**, vol. 4, no. 4, pp. 2235-2241, Oct 1989. doi: 10.1109/61.35652
- MORI, H.; MUROI, T. Reduced-neighborhood-based Tabu Search for distribution system service restoration, 2015 18th **International Conference on Intelligent System Application to Power Systems (ISAP)**, Porto, 2015, pp. 1-6. doi: 10.1109/ISAP.2015.7325562
- MOSCATO, P. On evolution, search, optimization, genetic algorithms and martial arts: towards memetic algorithms. **Technical Report Caltech Concurrent Computation Program**, n. 826, Pasadena, California, 1989.
- MUM, K. J.; PARK, J. H.; KIM, H. S.; SEO, J. I. "Development of real-time-service restoration system for distribution automation system," ISIE 2001. 2001 **IEEE International Symposium on Industrial Electronics Proceedings** (Cat. No.01TH8570), Pusan, 2001, pp. 1514-1519 vol.3. doi: 10.1109/ISIE.2001.931930
- NAGATA, T. ; HATEKEYAMA, S.; YASUOKA, M.; SASAKI "An efficient method for power distribution system restoration based on mathematical programming and operation strategy," **PowerCon 2000. 2000 International Conference on Power System Technology. Proceedings** (Cat. No.00EX409), Perth, WA, 2000, pp. 1545-1550 vol.3. doi: 10.1109/ICPST.2000.898201
- NAGATA , T. ; YASOUKA, M. ; SASAKI, H. "Power system restoration by joint usage of expert system and mathematical programming approach," in **IEEE Transactions on Power Systems**, vol. 10, no. 3, pp. 1473-1479, Aug 1995. doi: 10.1109/59.466501
- NAGATA, T. ; TAHARA, Y. ; FUJITA, H. An Agent Approach to Bulk Power System Restoration. **IEEE Power Engineering Society General Meeting**, 2005, 2005, pp. 599-604 Vol. 1. doi: 10.1109/PES.2005.1489350
- NARA, K. ; SHIOSE, A. ; KITAGAWA, M. ; ISHIHARA, T. "Implementation of genetic algorithm for distribution systems loss minimum re-configuration", **IEEE Transactions on Power Systems**, vol. 7, pp. 1044-1051, Agosto, 1992.

OLIVEIRA, M. B. C. **Reconfiguração de alimentadores em sistemas de distribuição usando metaheurística GRASP**. Dissertação de Mestrado, 83f, Ilha Solteira - SP. 2011

OLIVEIRA, D. Q.; ZAMBRONI de Souza, A. C.; ALMEIDA, A. B.; LIMA, I. An artificial immune approach for service restoration in smart distribution systems, 2015 **IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Latin America (ISGT LATAM)**, Montevideo, 2015a, pp. 1-6. doi: 10.1109/ISGT-LA.2015.7381120

OLIVEIRA, L. W. et al., Optimal restoration of power distribution system through particle swarm optimization, 2015 **IEEE Eindhoven PowerTech**, Eindhoven, 2015b, pp.1-5. doi: 10.1109/PTC.2015.7232828

ONS, **Manual de procedimentos da operação**. Operador Nacional do Sistema, 2010.

ONS, **Diretrizes e critérios para estudos elétricos**, Submódulo 23.3. 2011

ONS, **Acompanhamento do Esquema Regional de Alívio de Carga - ERAC**. 2014.

PEREIRA JÚNIOR, B. R., **Planejamento de Médio e Longo Prazo de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica com Geradores Distribuídos (GDs) Considerando Custos de Confiabilidade, Operação e Expansão**, Tese de doutorado, 194f, Ilha Solteira, 2014.

PASCALICCHIO, A. C. **Perspectiva econômica e modelo de negócio da tecnologia de telecomunicação nas redes de distribuição de energia elétrica no Brasil**. Tese de doutorado, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2010. 119 f. DOI 10.11606/T.86.2011.tde-07072011-142708

PEREIRA JÚNIOR, B. R., COSSI, A. M., MANTOVANI, J. R. S. Proposta de uma metodologia baseada em busca tabu para restauração automática de sistemas de distribuição de energia elétrica. **XIX Congresso Brasileiro de Automática**, 2012, Campina Grande - PB. Anais XIX Congresso Brasileiro de Automática, 2012. p.1204 – 1211.

PETERSEN, V. C. .; MEDEIROS, M. B. D. A. P.; GONÇALVES, A. .; NAKAHATA, M. T.; REICHEL, A. G.; ZAMNENEDETTI, V.; KLIMKOWSKI limkowski, M. .; WAGNER, R. Metodologia e software especialista para o planejamento da modernização operacional e da qualidade da energia elétrica das redes de distribuição. **IV CITENEL Congresso de Inovação Tecnológica em Energia Elétrica**, 2007. Araxá-MG.

PEESAPATI, V. V. R.; KUMAR, N. ; YADAV, V. K. "Regression analysis of temporary over voltages during power system restoration," 2016 **International Conference on Energy Efficient Technologies for Sustainability (ICEETS)**, Nagercoil, 2016, pp. 485-490. doi: 10.1109/ICEETS.2016.7583803

RAO, P. S. N.; RAO, K. S. P. An efficient load shedding algorithm for radial systems. **Conference on Convergent Technologies for Asia-Pacific Region - TENCON** 2003. October, 2003. 4 p.

RISTANOVIC, P. Sucessive linear programming based opf solution. In **Tutorial Course, IEEE/PES Winter Meeting**, 1996, pages 1–9.

ROMERO R.; FRANCO J. F.; LEÃO F. B.; RIDER M. J.; SOUZA, E. S. de, A New Mathematical Model for the Restoration Problem in Balanced Radial Distribution

Systems, in **IEEE Transactions on Power Systems**, vol. 31, no. 2, pp. 1259-1268, March 2016. doi: 10.1109/TPWRS.2015.2418160

RUSSELL, J. C.; MASIELLO, R. D.; BOSE A. Power System Control Center Concepts. **IEEE Conference Proceedings Power Industry Computer Applications**, 1979. PICA-79., 1979, pp. 170-176. doi: 10.1109/PICA.1979.720062

SAMPAIO, R. F.; MELO, L. S.; LEÃO, R. P. S.; BARROSO, G. C.; BEZERRA, J. R. Automatic restoration system for power distribution networks based on multi-agent systems, in **IET Generation, Transmission & Distribution**, vol. 11, no. 2, pp. 475-484, 1 26 2017. doi: 10.1049/iet-gtd.2016.1018

SANCHES, D. S. **Algoritmos evolutivos multiobjetivo para reconfiguração de redes em sistemas de distribuição de energia elétrica**. [s.l.] Universidade de São Paulo, 2013.

SANTOS, A. C. et al.. Node-Depth encoding and multiobjective evolutionary algorithm applied to large-scale distribution system reconfiguration. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 25, n. 3, p. 1254–1265, ago. 2010.

SANTOS , A. C. D. **Algoritmo evolutivo computacionalmente eficiente para reconfiguração de sistemas de distribuição**. Tese de Doutorado. Escola de Engenharia de São Carlos (EESC-USP), São Carlos, 2009.

SANTOS, A. C.; NANNI M.; MANSOUR M. R.; DELBEM A. C. B. J. B. A. L. Jr.; BRETAS, N. G. A power flow method computationally efficient for large-scale distribution systems, 2008 **IEEE PES Latin America Transmission and Distribution Conference and Exposition**, Bogota-Colombia, Agosto, 2008

SEDANO, E. C. . **Restauração de redes de distribuição de energia elétrica usando um algoritmo de busca tabu reativo**, 2005. Universidade Estadual Paulista (UNESP).

SEDANO, E. C.; SILVA, L. G. W.; PEREIRA, R. A. F.; FELTRIN, A. P.; MANTOVANI, J. R. S. Algoritmo de busca tabu reativo multiobjetivo dedicado à restauração de redes radiais de distribuição de energia elétrica. **XVI Congresso Brasileiro de Automática. Anais**, 2006. Salvador-BA.

SCHAFFER, J. Multiple objective optimization with vector evaluated genetic algorithms. In: **Genetic Algorithms and their Applications: Proceedings of the First International Conference on Genetic Algorithms**, Lawrence Erlbaum, 1985, p. 93–100.

SHARMA, A.; SRINIVASAN, D.; TRIVEDI, A. A Decentralized Multiagent System Approach for Service Restoration Using DG Islanding, in **IEEE Transactions on Smart Grid**, vol. 6, no. 6, pp. 2784-2793, Nov. 2015. doi: 10.1109/TSG.2015.2418334

SCHWEPPE, F. . Power systems “2000”: hierarchical control strategies. **IEEE Spectrum**, n. July 1978, 1978.

SHIN, D. J. et al., 2004. Optimal service restoration and reconfiguration of network using Genetic-Tabu algorithm. **Electric Power Systems Research**, 71(2), pp.145-152.

SHIRMOHAMMADI, D. Service restoration in distribution networks via network reconfiguration. **IEEE Transactions on Power Delivery**, vol. 7, no. 2, pp. 952-958, Apr 1992. doi: 10.1109/61.127104

SHIRMOHAMMADI, D.; HONG, H. W.; SEMLYEN, A.; LUO, G. X. A compensation-based power flow method for weakly meshed distribution and transmission networks. **IEEE Transactions on Power Systems**, v.3, n.2, 1988.

SILVA, L. G. W.; PEREIRA, R. A. F.; MANTOVANI J. R. S. Sistema Inteligente de Posicionamento de Chaves de Manobras para Restauração de Redes de Distribuição de Energia Elétrica. **III Workshop Tecnológico da Cientistas Associados (WTCA)**. Anais, 2006. São Carlos-SP.

SILVA, A. M. L. D., CASSULA, A. M., BILLINTON, R., et al.. Optimum load shedding strategies in distribution systems. **IEEE Porto Power Tech Conference. Porto. September**, 2001. 6 p.

SILVA, G. P. **Restauração de redes de energia utilizando algoritmos genéticos multiobjetivo**. Dissertação de mestrado. 2014

STEVENSON, JR., W. D. **Elementos de Análise de Sistemas de Potência**. Mcgraw-hill do Brasil, 1978.

SOUZA F. A. de. **"Modelo baseado em sistema multiagente para autorrecuperação com corte seletivo de carga e ilhamento com geração distribuída para redes elétricas inteligentes"** Dissertação de mestrado - Universidade Federal do Paraná, Setor de Tecnologia, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica. Defesa: Curitiba, 28/08/2015

SONG, K. ; WANG, J. ; LIU, J.; ZHOU, Q. ; WANG, C.; XIE, Y. An intelligent optimization method of power system restoration path based on orthogonal genetic algorithm, 2016 **35th Chinese Control Conference (CCC)**, Chengdu, 2016, pp. 2751-2755. doi: 10.1109/ChiCC.2016.7553780

SUBRAMANIAN, D. K. Optimum load shedding through programming techniques. **IEEE Transactions on Power Systems**, n.1, p.89-94. 1971.

SUN, D.; ASHEY, B.; HUGHES, A. B. A.; TINNEY, W. F. Optimal power flow by newton approach. In **IEEE Transactions on Power Systems**, 1984, volume 103, pages 2864–2875

SUN, D. L.; FARRIS, D. R.; COTE P. J.; Shoults, R. R.; Chen, M. S. Optimal distribution substation and primary feeder planning via the fixed charge network formulation". **IEEE. Transactions on Power Apparatus and Systems**, v. PAS 101, p. 602–608, 1982.

SRINIVAS, N.; DEB, K. Multi-Objective function optimization using non- dominated sorting genetic algorithms. **Evolutionary Computation**, vol. 2, pp. 221- 248, 1995.

SWARTHUT, R. W.; FIEDLER, H. J. Exploration of Utility Automation Applications Trough Supervisory Control. **IEEE Transactions on Industrial Electronics and Control Instrumentation**, vol. IECI-20, no. 1, pp. 12-20, Feb. 1973. doi: 10.1109/TIECI.1973.5409094

TENG, J.-H. .; LIU, Y.-H. A novel ACS-Based optimum switch relocation method. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 18, p. 113–120, 2003.

TICONA, W.G.C., DELBEM, A.C. **Algoritmos evolutivos para otimização multiobjetivo**. Relatório Técnico ICMC-USP. 2008

TOUNE, S.; FUDO, H.; GENJI, T.; FUKUYAMA, Y.; NAKANISHI, Y. Comparative study of modern heuristic algorithms to service restoration in distribution systems. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 17, n. 1, p. 173–181, 2002.

VARGAS, R.; MATHIAS-NETO, W. P.; SILVA, L. G. W.; MANTOVANI, J. R. S. Automatic restoration of active distribution networks based on tabu search specialized algorithm. 2015 **IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Latin America (ISGT LATAM)**, Montevideo, 2015, pp. 411-416. doi: 10.1109/ISGT-LA.2015.7381190

WADHWA, C. L. ; JAIN, N. K. Multiobjective optimal load flow: a new perspective. In **Proceedings of the IEE - part C**, 1990, volume 137, pages 13–18.

WANG , P.; BILLINTON, R. Optimum load-shedding technique to reduce the total customer interruption cost in a distribution system. **IEE Proceedings-Generation, Transmission and Distribution**, v.147, n.1, January, p.51-56. 2000.

WANG, Z.; WANG, J.; CHEN, C. "A Three-Phase Microgrid Restoration Model Considering Unbalanced Operation of Distributed Generation," in **IEEE Transactions on Smart Grid** , vol.PP, no.99, pp.1-1 doi: 10.1109/TSG.2016.2621412

WANGDEE, W.; BILLINTON, R. Utilization of time varying event-based customer interruption cost load shedding schemes. **8th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems**. Arnes, 2004. 7 p.

WENYU, Y.; JIAN, L.; JIANNMIN, Y.; HAIPENG, D.; MENG, S. Optimal allocation of switches in distribution networks. **Fifth World Congress on Intelligent Control and Automation**. Anais, 2004.

WOOD, A. J.; WOLLENBERG, B.F., **Power Generation, Operation, and Control**. 2 ed. New York, John Wiley & Sons, 1996.

WOOLDRIDGE, M. **An Introduction to Multi-Agent Systems**. Liverpool, UK, 2002.

WU, F. F.; MOSLEHI, K.; BOSE, A. Power System Control Centers: Past, Present, and Future. **Proceedings of the IEEE**, vol. 93, no. 11, pp. 1890-1908, Nov. 2005. doi: 10.1109/JPROC.2005.857499.

ZAHEDI, A. "Developing a system model for future smart grid," 2011 **IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies**, Perth, WA, 2011, pp. 1-5. doi: 10.1109/ISGT-Asia.2011.6167326

APÊNDICE A - DADOS DO SISTEMA DE 67 SEÇÕES

O sistema de distribuição contém 53 seções, 3 subestações, 50 seções de carga, demanda ativa de 45,668.7 kW e demanda reativa de 22,118.24 kVAr, 5 geradores distribuídos com geração e potência ativa de 1 MW, geração de potência reativa de 0,5 MVar e tensão nominal de 13.8 kV. O sistema de sub-transmissão contém 14 seções, 8 seções de cargas, demanda ativa de 38,55 kW, demanda reativa de 18,27 kVAr e tensão nominal de 69 kV.

Tabela 5.1- Dados de seções do sistema 67 seções

Seção	Potência ativa (kW)	Potência reativa (kVAr)	Seção	Potência ativa (kW)	Potência reativa (kVAr)
1	2910,60	1409,64	30	1801,80	872,64
2	1039,50	503,43	31	485,10	234,93
3	485,10	234,93	32	1178,10	570,57
4	762,30	369,22	33	2009,70	973,36
5	1801,80	872,64	34	831,60	402,79
6	485,10	234,93	35	623,70	302,07
7	693,00	335,64	36	207,90	100,72
8	1316,70	637,71	37	1455,30	704,86
9	831,60	402,79	38	762,30	369,21
10	2009,70	973,36	39	693,00	335,64
11	207,90	100,72	40	970,20	469,85
12	1247,40	604,14	41	623,70	302,07
13	762,30	369,22	42	831,60	402,79
14	693,00	335,64	43	900,90	436,36
15	970,20	469,85	44	970,20	469,85
16	1316,70	637,71	45	554,40	268,50
17	485,10	234,93	46	1247,40	604,14
18	831,60	402,79	47	693,00	335,64
19	970,20	469,85	48	554,40	268,50
20	554,40	268,50	49	346,50	167,78
21	1247,40	604,14	50	554,40	268,50
22	762,30	369,22	B169	550,00	270,00
23	693,00	335,64	B176	6000,00	3000,00

24	346,50	167,78	B178	6000,00	3000,00
25	623,70	302,07	B183	5000,00	2000,00
26	831,60	402,78	B192	10000,00	5000,00
27	1039,50	503,42	B193	5000,00	3000,00
28	485,10	234,93	B205	3000,00	1000,00
29	970,20	469,85	B206	3000,00	1000,00

Tabela 5.2- Dados de linha do sistema 67 seções

Seção inicial	Seção final	Resistência (Ω)	Reatância (Ω)	Limite de corrente (A)
101	1	0,0543	0,0675	600
101	3	0,0412	0,0524	600
4	3	0,0603	0,0749	600
7	4	0,0483	0,0600	600
5	4	0,1472	0,1499	250
8	7	0,0603	0,0749	600
6	5	0,1179	0,1201	250
9	1	0,0603	0,0824	600
2	1	0,1472	0,1499	250
10	9	0,3388	0,3449	250
102	14	0,0725	0,0901	600
15	14	0,1769	0,1802	250
16	15	0,1326	0,1350	250
102	11	0,0543	0,0675	600
12	11	0,0603	0,0749	600
13	12	0,3194	0,2202	150
20	19	0,2281	0,1572	150
19	18	0,1828	0,1260	150
18	17	0,2968	0,2046	150
17	9	0,1256	0,1060	400
21	18	0,1472	0,1499	250
104	21	0,0730	0,0617	400
104	22	0,1769	0,1802	250
22	9	0,2208	0,2248	250
23	22	0,2507	0,1729	150

24	23	0,2054	0,1416	150
25	24	0,1594	0,1099	150
8	25	0,2054	0,1416	150
27	8	0,1769	0,1802	250
26	27	0,2507	0,1729	150
28	27	0,2281	0,1572	150
28	6	0,3655	0,2520	150
104	30	0,0543	0,0675	600
29	30	0,2281	0,1572	150
43	30	0,1916	0,1950	250
37	43	0,1828	0,1260	150
37	43	0,1828	0,1260	150
31	37	0,1367	0,0942	150
10	31	0,2281	0,1572	150
43	13	0,1095	0,0925	400
45	12	0,0483	0,0600	600
44	45	0,0421	0,0524	600
38	44	0,0603	0,0749	600
39	38	0,0809	0,0824	500
32	39	0,2968	0,2046	150
33	39	0,1326	0,1350	250
8	33	0,2208	0,2248	250
33	34	0,1367	0,0942	150
34	35	0,1574	0,1099	150
35	36	0,1594	0,1099	150
40	41	0,2741	0,1890	150
16	40	0,1828	0,1260	150
42	41	0,2741	0,1890	150
48	42	0,1828	0,1260	150
49	48	0,2741	0,1890	150
50	49	0,1594	0,1099	150
47	42	0,0911	0,0769	400
46	47	0,1472	0,1499	250
14	46	0,1002	0,0846	400
35	40	0,1301	0,0897	150
10	38	0,1828	0,1260	150
28	50	0,1126	0,0776	150
B177	B176	0,2280	0,1570	100
B178	B183	0,2280	0,1570	100

B177	B178	0,1400	0,0785	250
B176	B183	0,1400	0,0785	100
B176	B168	0,1400	0,0785	400
B183	B169	0,2280	0,1570	100
B168	B169	0,1400	0,0785	300
B169	B165	0,1400	0,0785	800
B168	B205	0,2280	0,1570	800
B165	B205	0,4560	0,3140	195
B205	B206	0,4560	0,3140	800
B206	B189	0,4560	0,3140	800
B189	B167	0,1400	0,0785	800
B189	B192	0,2736	0,1884	300
B192	B193	0,1824	0,1256	800
B193	B166	0,2280	0,1570	85
B166	B178	0,2280	0,1570	800

Tabela 5.3- Geradores distribuídos do sistema 67 seções

GD	Seção	Capacidade (MW)	Fator de potência
1	4	2,00	0,9
2	13	2,00	0,9
3	18	2,00	0,9
4	44	2,00	0,9
5	50	2,00	0,9

Tabela 5.4- Transformadores do sistema 67 seções

Transformadores	Seção inicial	Seção final	Capacidade (MVA)	X (pu)	Tensão (kV)
T1	B165	101	45	0,05	69/13,8
T2	B167	102	40	0,05	69/13,8
T3	B166	104	20	0,05	69/13,8

APÊNDICE B - DADOS DO SISTEMA DE 164 SEÇÕES

Tabela 5.5- Dados de seções do sistema 164 seções

Seção	P(MW)	Q(MVAr)	Seção	P(MW)	Q(MVAr)
169	0,55	0,27	290	0,5	0,1
176	6	3	281	0,5	0,1

183	5	2	288	0,5	0,1
141	4,851	2,349	333	0,5	0,1
150	2,911	1,41	316	0,5	0,1
142	0,762	0,369	298	0,5	0,1
154	0,832	0,403	289	0,5	0,1
151	1,04	0,503	280	0,5	0,1
143	0,693	0,336	296	0,5	0,1
144	1,802	0,873	287	0,5	0,1
22	2,01	0,973	206	3	1
155	0,762	0,369	315	0,5	0,1
23	0,485	0,235	327	0,5	0,1
148	1,317	0,638	309	0,5	0,1
145	0,49	0,1	307	0,5	0,1
156	0,693	0,336	297	0,5	0,1
149	1,04	0,503	295	0,5	0,1
146	0,485	0,235	286	0,5	0,1
153	0,347	0,168	205	3	1
147	0,832	0,403	326	0,5	0,1
152	0,62	0,1	306	0,5	0,1
178	6	3	285	0,5	0,1
615	0,5	0,1	330	0,5	0,1
20	1,802	0,873	11	0,208	0,101
25	1,247	0,604	4	0,693	0,336
17	0,901	0,436	305	0,5	0,1
21	0,97	0,47	293	0,5	0,1
26	0,832	0,403	279	0,5	0,1
18	1,455	0,705	337	0,5	0,1
16	0,762	0,369	331	0,5	0,1
28	0,97	0,47	12	1,247	0,604
19	0,485	0,235	6	0,97	0,47
27	0,554	0,269	5	1,247	0,604
377	0,5	0,1	294	0,5	0,1
604	0,5	0,1	339	0,5	0,1
376	0,5	0,1	332	0,5	0,1
369	0,5	0,1	15	0,554	0,269
603	0,5	0,1	7	1,317	0,638
375	0,5	0,1	2	0,693	0,336
367	0,5	0,1	353	0,5	0,1
360	0,5	0,1	340	0,5	0,1
366	0,5	0,1	14	0,97	0,47
358	0,5	0,1	8	0,97	0,47
368	0,5	0,1	1	0,832	0,403

346	0,5	0,1	354	0,5	0,1
365	0,5	0,1	341	0,5	0,1
343	0,5	0,1	13	0,76	0,2
359	0,5	0,1	163	0,554	0,269
347	0,5	0,1	164	0,624	0,302
329	0,5	0,1	355	0,5	0,1
614	0,5	0,1	342	0,5	0,1
364	0,5	0,1	10	0,693	0,336
345	0,5	0,1	162	0,35	0,1
344	0,5	0,1	157	2,01	0,973
336	0,5	0,1	9	1,178	0,571
328	0,5	0,1	161	0,55	0,1
292	0,5	0,1	158	0,832	0,403
283	0,5	0,1	159	0,624	0,302
193	5	3	160	0,208	0,101
356	0,5	0,1	267	0,5	0,1
363	0,5	0,1	373	0,5	0,1
335	0,5	0,1	370	0,5	0,1
318	0,5	0,1	374	0,5	0,1
291	0,5	0,1	351	0,5	0,1
284	0,5	0,1	371	0,5	0,1
282	0,5	0,1	350	0,5	0,1
192	10	5	361	0,5	0,1
357	0,5	0,1	349	0,5	0,1
362	0,5	0,1	352	0,5	0,1
334	0,5	0,1	348	0,5	0,1
317	0,5	0,1	338	0,5	0,1

Tabela 5.6- Dados de linha do sistema 164 seções

Sec1	Sec2	ladm(A)	R(ohm)	X(ohm)	Sec1	Sec2	ladm(A)	R(ohm)	X(ohm)
168	205	800	0,004789	0,003298	356	342	150	0,095988	0,066163
169	168	300	0,002394	0,001649	363	362	150	0,095988	0,066163
176	168	400	0,002394	0,001649	318	319	200	0,095988	0,066163
176	177	100	0,004789	0,003298	291	290	400	0,095988	0,066163
183	169	100	0,004789	0,003298	282	281	150	0,095988	0,066163
165	169	800	0,002394	0,001649	282	288	300	0,095988	0,066163
183	176	100	0,002394	0,001649	357	356	150	0,095988	0,066163
183	178	100	0,004789	0,003298	334	335	150	0,095988	0,066163
141	140	850	0,021634	0,027515	317	318	200	0,095988	0,066163
150	140	700	0,028513	0,035444	299	291	150	0,095988	0,066163
141	142	600	0,031664	0,03933	192	573	300	0,00384	0,002647

150	151	250	0,077295	0,078712	192	189	300	0,005747	0,003957
154	150	600	0,031664	0,043268	290	289	150	0,095988	0,066163
142	143	600	0,025362	0,031506	281	280	150	0,095988	0,066163
142	144	250	0,077295	0,078712	288	289	150	0,095988	0,066163
154	22	250	0,177904	0,181107	288	287	200	0,095988	0,066163
154	155	250	0,115942	0,118042	333	334	150	0,095988	0,066163
154	23	400	0,065953	0,055661	316	317	150	0,095988	0,066163
143	148	600	0,031664	0,03933	308	299	150	0,095988	0,066163
144	145	250	0,061909	0,063064	298	290	300	0,095988	0,066163
155	156	150	0,131643	0,09079	296	288	150	0,095988	0,066163
155	24	250	0,09289	0,094623	333	326	200	0,095988	0,066163
148	157	250	0,115942	0,118042	333	332	200	0,095988	0,066163
148	149	250	0,09289	0,094623	316	327	150	0,095988	0,066163
145	146	150	0,191924	0,132325	280	279	150	0,095988	0,066163
153	156	150	0,107855	0,074354	296	297	150	0,095988	0,066163
149	146	150	0,119775	0,082546	287	281	150	0,095988	0,066163
146	161	150	0,059126	0,040748	287	286	200	0,095988	0,066163
153	152	150	0,083701	0,057708	598	189	200	0,00384	0,002647
147	149	150	0,131643	0,09079	167	189	800	0,002394	0,001649
152	148	150	0,107855	0,074354	206	189	800	0,009578	0,006595
177	615	1000	0,00384	0,002647	315	316	150	0,095988	0,066163
178	177	250	0,002394	0,001649	309	308	150	0,095988	0,066163
615	614	1000	0,00384	0,002647	307	298	200	0,095988	0,066163
166	178	800	0,004789	0,003298	297	298	150	0,095988	0,066163
20	24	600	0,028513	0,035444	295	296	150	0,095988	0,066163
25	24	400	0,038332	0,032399	315	326	150	0,095988	0,066163
20	17	250	0,100609	0,102394	327	326	200	0,095988	0,066163
20	21	150	0,119775	0,082546	286	285	150	0,095988	0,066163
26	25	250	0,077295	0,078712	205	206	800	0,009578	0,006595
17	16	400	0,057498	0,048572	306	307	400	0,095988	0,066163
26	23	150	0,15585	0,107435	330	597	350	0,095988	0,066163
18	17	150	0,095988	0,066163	11	3	850	0,028513	0,035444
28	26	150	0,095988	0,066163	4	3	600	0,03807	0,047311
19	18	150	0,071781	0,049464	205	165	195	0,009578	0,006595
27	28	150	0,119775	0,082546	285	279	150	0,095988	0,066163
19	22	150	0,119775	0,082546	330	331	300	0,095988	0,066163
266	265	150	0,00384	0,002647	4	5	400	0,052615	0,044423
377	369	300	0,095988	0,066163	305	306	150	0,095988	0,066163
604	266	1000	0,00384	0,002647	293	285	150	0,095988	0,066163
376	377	600	0,095988	0,066163	337	330	150	0,095988	0,066163
604	603	1000	0,00384	0,002647	12	11	700	0,031664	0,03933
265	264	150	0,00384	0,002647	6	4	250	0,09289	0,094623
369	360	350	0,095988	0,066163	305	296	150	0,095988	0,066163
623	604	1000	0,00384	0,002647	331	323	200	0,095988	0,066163
375	376	300	0,095988	0,066163	331	332	150	0,095988	0,066163

367	376	250	0,095988	0,066163	12	16	150	0,167717	0,115627
623	622	1000	0,00384	0,002647	5	2	250	0,077295	0,078712
603	262	1000	0,00384	0,002647	294	293	150	0,095988	0,066163
603	602	2000	0,00384	0,002647	339	331	200	0,095988	0,066163
264	263	150	0,00384	0,002647	15	12	600	0,025362	0,031506
375	374	200	0,095988	0,066163	7	6	250	0,069628	0,070888
367	366	200	0,095988	0,066163	353	339	150	0,095988	0,066163
360	346	300	0,095988	0,066163	340	339	150	0,095988	0,066163
366	375	300	0,095988	0,066163	14	15	600	0,022107	0,027515
358	367	150	0,095988	0,066163	8	7	150	0,095988	0,066163
368	367	150	0,095988	0,066163	1	2	400	0,047837	0,04038
622	205	1000	0,00384	0,002647	353	352	200	0,095988	0,066163
262	630	250	0,00384	0,002647	8	159	150	0,068315	0,047101
262	261	150	0,00384	0,002647	354	353	150	0,095988	0,066163
602	613	1000	0,00384	0,002647	341	340	150	0,095988	0,066163
602	260	1000	0,00384	0,002647	13	14	600	0,031664	0,03933
263	262	150	0,00384	0,002647	163	1	150	0,095988	0,066163
346	345	200	0,095988	0,066163	164	1	150	0,14393	0,099244
346	347	300	0,095988	0,066163	13	22	150	0,095988	0,066163
319	329	300	0,095988	0,066163	164	8	150	0,14393	0,099244
365	366	300	0,095988	0,066163	355	354	150	0,095988	0,066163
343	358	150	0,095988	0,066163	342	341	200	0,095988	0,066163
359	368	150	0,095988	0,066163	10	13	500	0,042481	0,043268
630	629	250	0,00384	0,002647	162	163	150	0,14393	0,099244
260	258	1000	0,00384	0,002647	157	10	300	0,069628	0,070888
347	329	200	0,095988	0,066163	9	10	150	0,15585	0,107435
614	613	1000	0,00384	0,002647	161	162	150	0,083701	0,057708
310	292	500	0,095988	0,066163	157	158	150	0,071781	0,049464
261	260	150	0,00384	0,002647	158	159	150	0,082651	0,057708
364	365	150	0,095988	0,066163	159	160	150	0,083701	0,057708
345	343	150	0,095988	0,066163	276	206	150	0,00384	0,002647
344	343	150	0,095988	0,066163	372	370	600	0,095988	0,066163
336	347	150	0,095988	0,066163	267	276	150	0,00384	0,002647
328	329	300	0,095988	0,066163	373	372	150	0,095988	0,066163
258	193	600	0,00384	0,002647	267	266	150	0,00384	0,002647
364	363	150	0,095988	0,066163	370	351	500	0,095988	0,066163
344	334	200	0,095988	0,066163	374	373	150	0,095988	0,066163
344	342	200	0,095988	0,066163	351	371	300	0,095988	0,066163
292	284	150	0,095988	0,066163	351	350	300	0,095988	0,066163
283	284	150	0,095988	0,066163	371	361	250	0,095988	0,066163
283	282	400	0,095988	0,066163	350	349	300	0,095988	0,066163
356	364	150	0,095988	0,066163	361	353	200	0,095988	0,066163
335	336	150	0,095988	0,066163	361	352	300	0,095988	0,066163
318	328	200	0,095988	0,066163	349	348	150	0,095988	0,066163
291	292	500	0,095988	0,066163	352	338	150	0,095988	0,066163

193	192	800	0,003831	0,002638	352	348	150	0,095988	0,066163
193	166	800	0,004789	0,003298	348	337	150	0,095988	0,066163

Tabela 5.7- Geradores distribuídos do sistema 164 seções

GD	Seção	Capacidade (MW)	Fator de potência
1	26	2,00	0,9
2	16	2,00	0,9
3	14	2,00	0,9
4	142	2,00	0,9
5	161	2,00	0,9
6	280	2,00	0,9
7	296	2,00	0,9
8	311	2,00	0,9
9	315	2,00	0,9
10	328	2,00	0,9
11	356	2,00	0,9
12	352	2,00	0,9

Tabela 5,8- Transformadores do sistema 164 seções

Transformadores	Seção inicial	Seção final	Capacidade (MVA)	X (pu)	Tensão (kV)
T1	165	140	45	0,05	69/13,8
T2	166	24	40	0,05	69/13,8
T3	167	3	20	0,05	69/13,8
T4	258	283	20	0,05	69/13,8
T5	260	310	20	0,05	69/13,8
T6	573	300	20	0,05	69/13,8
T7	571	314	20	0,05	69/13,8
T8	262	319	20	0,05	69/13,8
T9	598	597	20	0,05	69/13,8
T10	276	372	20	0,05	69/13,8
T11	266	377	20	0,05	69/13,8