

**UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA “JÚLIO DE MESQUITA FILHO”  
FACULDADE DE ENGENHARIA  
CAMPUS ILHA SOLTEIRA**

**WALDEMAR PEREIRA MATHIAS NETO**

**PROPOSTA DE UM ALGORITMO EFICIENTE BASEADO EM BUSCA TABU E  
REPRESENTAÇÃO NÓ-PROFUNDIDADE PARA A RESTAURAÇÃO DE REDES DE  
DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**

Ilha Solteira  
2016





WALDEMAR PEREIRA MATHIAS NETO

**PROPOSTA DE UM ALGORITMO EFICIENTE BASEADO EM BUSCA TABU E  
REPRESENTAÇÃO NÓ-PROFUNDIDADE PARA A RESTAURAÇÃO DE REDES DE  
DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**

Tese de Doutorado apresentado à Faculdade de Engenharia - UNESP - Campus de Ilha Solteira, como parte dos requisitos para obtenção do título de Doutor em Engenharia Elétrica.

Área de Conhecimento: Automação.

Prof. Dr. José Roberto Sanches Mantovani  
Orientador

Ilha Solteira  
2016



## FICHA CATALOGRÁFICA

Elaborada pela Seção Técnica de Aquisição e Tratamento da Informação  
Serviço Técnico de Biblioteca e Documentação da UNESP - Ilha Solteira.

M431p Mathias-Neto, Waldemar Pereira.  
Proposta de um algoritmo eficiente baseado em busca tabu e representação nó-  
profundidade para a restauração de redes de distribuição de energia elétrica.  
Waldemar Pereira Mathias Neto. - Ilha Solteira : [s.n.], 2016  
145 f.:il.

Tese (doutorado) - Universidade Estadual Paulista. Faculdade de  
Engenharia de Ilha Solteira. Área de Conhecimento: Automação, 2016

Orientador: José Roberto Sanches Mantovani  
Inclui bibliografia

1. Restauração de sistemas de distribuição de energia elétrica. 2. Algoritmo de  
busca tabu. 3. Representação nó-profundidade. 4. Geração distribuída. 5. Controle de  
carga pelo lado da demanda.



UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA

Câmpus de Ilha Solteira

**CERTIFICADO DE APROVAÇÃO**

TÍTULO DA TESE: Proposta de um Algoritmo Eficiente Baseado em Busca Tabu e Representação  
Nó-Profundidade para a Restauração de Redes de Distribuição de Energia  
Elétrica

**AUTOR: WALDEMAR PEREIRA MATHIAS NETO**

**ORIENTADOR: JOSE ROBERTO SANCHES MANTOVANI**

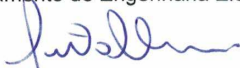
Aprovado como parte das exigências para obtenção do Título de Doutor em ENGENHARIA  
ELÉTRICA, área: AUTOMAÇÃO pela Comissão Examinadora:



Prof. Dr. JOSE ROBERTO SANCHES MANTOVANI  
Departamento de Engenharia Elétrica / Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira



Prof. Dr. RUBEN AUGUSTO ROMERO LAZARO  
Departamento de Engenharia Elétrica / Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira



Prof. Dr. ANTONIO MARCOS COSSI  
Departamento de Matemática / Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira



Prof. Dr. LUIS GUSTAVO WESZ DA SILVA  
Departamento de Industrias / Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás



Prof. Dr. JUAN CARLOS CEBRIAN AMASIFEN  
Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas / Escola Politécnica da USP

Ilha Solteira, 05 de agosto de 2016

## **AGRADECIMENTOS**

Agradeço a todos os familiares, amigos, professores e funcionários da FEIS-UNESP, que direta ou indiretamente contribuíram para a realização deste trabalho. Em especial, dedico meus agradecimentos:

- A Deus, por ter me dado força e saúde para chegar até aqui;
- Aos meus pais Inês e Waldemar e ao meu irmão Rafael e sua família pelo apoio e muito incentivo;
- À minha esposa Keila pela compreensão às inúmeras noites e finais de semana dedicados;
- Ao Prof. Dr. José Roberto Sanches Mantovani, por todo ensinamento, incentivo, confiança, orientação e amizade ao longo de mais de 10 anos de trabalhos juntos;
- Aos Profs. Drs. Antônio Padilha Feltrin e Rubén Romero, pelo acompanhamento nas inúmeras bancas examinadoras de iniciação científica, estudos especiais, mestrado e doutorado, além de inúmeras sugestões ao trabalho e amizade;
- Aos meus amigos e colegas do LaPSEE que de forma direta ou indiretamente contribuíram para o desenvolvimento deste trabalho.

# EPÍGRAFE

“Seja quem você for, seja qualquer posição que você tenha na vida, do nível altíssimo ao mais baixo social, tenha sempre como meta muita força, muita determinação, e sempre faça tudo com muito amor, e com muita fé em Deus, que um dia você chega lá, de alguma maneira você chega lá.”

**Ayrton Senna (1960-1994)**



## RESUMO

Os modernos sistemas aéreos de distribuição de energia elétrica são projetados para operar com altos índices de confiabilidade. Todavia, interrupções de fornecimento podem ocorrer a qualquer momento e causadas pelos mais diversos fatores, tais como, vendavais, árvores, ou ainda, colisão de veículos com a rede. Portanto, para garantir o mínimo impacto destas interrupções nos índices de confiabilidade da rede, áreas sem fornecimento devem ser reenergizadas tão rápido quanto possível. Este processo de reenergização do sistema é comumente denominado restauração.

O principal objetivo do processo de restauração é restabelecer o maior número de cargas, no menor intervalo de tempo possível, por meio de uma sequência de aberturas e fechamentos de chaves de manobras. A existência de um conjunto de chaves seccionadoras estrategicamente posicionadas na rede permite que a estrutura malhada dos sistemas de distribuição opere com topologias radiais. Portanto, a execução de uma sequência de manobras é capaz de alterar a topologia radial da rede e restabelecer as cargas previamente sem fornecimento de energia.

Este trabalho propõe uma nova metodologia para solução do problema de restauração de sistemas de distribuição de energia elétrica baseado no uso conjunto da meta-heurística de busca tabu, a representação nó-profundidade (RNP) e seus operadores PAO e CAO. Os operadores da RNP são empregados para originar a vizinhança da meta-heurística de busca tabu. Um novo operador foi introduzido e alterações nos demais operadores foram realizadas para possibilitar soluções factíveis em sistemas com alto carregamento.

O problema é formulado através de um modelo não linear inteiro misto e considera a minimização dos custos da interrupção não programada como objetivo do problema. Os limites operacionais da rede são avaliados durante o intervalo previsto para a rede permanecer no estado restaurativo. Estes limites caracterizam as restrições do problema. Ao modelo matemático foi incluído a geração distribuída e cargas remotamente controladas como ferramentas de apoio à restauração.

Os geradores distribuídos são modelados através de curvas horárias de geração, em função de sua tecnologia, e as cargas são modeladas através de curvas que consideram o perfil de consumo. Adicionalmente, cargas controladas termostaticamente também foram incluídas ao modelo.

Por fim, a técnica de solução proposta é avaliada através de um sistema teste baseado no sistema de distribuição IEEE de 37 barras em oito diferentes cenários. Os resultados obtidos indicam a viabilidade da metodologia para a solução do problema de restauração de sistemas de distribuição.

**Palavras-chave:** Restauração de sistemas de distribuição de energia elétrica. Algoritmo de busca tabu. Representação nó-profundidade. Geração distribuída. Cargas controladas termostaticamente. Controle de carga pelo lado da demanda.

## ABSTRACT

The modern overhead power distribution systems are designed to operate with high reliability indices. However, power outages may occur at any time and caused by several factors, such as windstorms, trees or vehicle collision with the network. Therefore, to ensure minimal impact of these interruptions in network reliability indices, out-of-service areas, which are not affected by the permanent fault, should be re-energized as fast as possible. The process of system reenergizing is called restoration.

The main purpose of restoration process is to restore the largest amount of load, as fast as possible, through a sequence of switching actions. The existence of several switchgears, strategically allocated in the network, allows the meshed distribution systems work with radial topologies. Therefore, performing a sequence of maneuvers, automatically or manually, may change the radial grid topology and restore the loads previously without a power supply.

This work proposes a new methodology to solve the distribution system restoration problem based on the joint use of tabu search meta-heuristic, the node-depth encoding (NDE) and its operators (PAO and CAO). The NDE operators are used to build the neighborhood of tabu search meta-heuristic. A new operator was introduced and changes in other operators were carried out to allow feasible solutions in systems with heavy loading.

The proposed mathematical model minimize the cost of unscheduled outage aim of the problem. The problem of restrictions are characterized by the operating limits of the network and evaluated periodically while the network remains in the restorative state. Additionally, the use of distributed generation and controlled remotely loads are considered to support the restoration tools.

The problem is formulated as a nonlinear mixed-integer model. The main goal is minimize the cost of unscheduled interruption. The operating limits of the network are evaluated while it remains in the restorative state.. These limits characterize the constraints of the problem. At the mathematical model was included distributed generation and loads remotely controlled as support tools.

The distributed generators are modeled by its hourly curves and the loads are modeled through curves with their consumption profile. Additionally, controlled thermostatically loads were also included into the mathematical model.

Finally, the proposed solution is evaluated through a modified test system based on the IEEE 37-bus feeder test system. Eight different scenarios was evaluated. The results indicate the feasibility of the methodology to solve the distribution systems restoration problem.

**Keywords:** Restoration. Real time. Meta-heuristic. Tabu search. Distribution generation. Cold load pick-up. Demand response program.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1	Diagrama unifilar simplificado de uma subestação de distribuição. . . .	20
Figura 2	Topologia de um alimentador de distribuição real. . . . .	21
Figura 3	Curvas de potência máxima de dois aerogeradores de pequeno porte. .	33
Figura 4	Exemplo de dependência das curvas I-V de placas fotovoltaicas (200 W). (a) dependência em função de sua temperatura de operação, (b) dependência em função da radiação solar. . . . .	34
Figura 5	Variação da máxima eficiência de pequenas turbinas hidráulicas. . . . .	38
Figura 6	Comparação entre as três principais modalidades de controle de demanda baseados em tarifas horárias de energia. (a) tarifas para os horários de ponta e fora de ponta; (b) tarifas de pico crítico; (c) tarifas em tempo real. . . . .	45
Figura 7	Número de programas de redução de demanda baseados em incentivo ofertados pelas concessionárias de energia elétrica aos seus consumidores nos EUA. . . . .	46
Figura 8	Comportamento da operação de uma carga de aquecimento controlada termostaticamente. . . . .	47
Figura 9	Efeito da perda de diversidade das cargas cíclicas em um alimentador de distribuição após uma interrupção em $t_0$ e restabelecimento em $t_1$ . .	48
Figura 10	Exemplo de aplicação do modelo descrito pela equação 4. . . . .	48
Figura 11	Curvas de cargas de um transformador de 45kVA tipicamente residencial; (a) curva sem considerar interrupção no fornecimento; (b) curva de carga considerando uma interrupção de duas horas e modelo de CLPU. . . . .	50
Figura 12	Incremento de potência devido a perda de diversidade (figura 11). . .	50
Figura 13	Exemplos de grafos. . . . .	53
Figura 14	Exemplo de uma floresta. . . . .	54

Figura 15	Exemplo de uma árvore e sua RNP. . . . .	55
Figura 16	Exemplo de uma floresta e sua RNP. . . . .	56
Figura 17	Operador PAO aplicado às árvores $P$ e $A$ e suas respectivas RNPs. . .	58
Figura 18	Operador CAO aplicado às árvores $P$ e $A$ e suas respectivas RNPs. . .	60
Figura 19	Operador CUT aplicado à árvore $P$ e sua RNP. . . . .	62
Figura 20	Exemplo de uma poda na raiz pelo operador PAO. . . . .	63
Figura 21	Exemplo de otimização da função $c(x)$ pelo método simplex. . . . .	66
Figura 22	Exemplo de exploração do espaço de busca pelo método de busca tabu. . .	67
Figura 23	Exemplo de movimentos em um espaço de busca e sua respectiva lista tabu. . . . .	67
Figura 24	Exemplo de movimentos proibidos durante o processo de busca tabu. . .	68
Figura 25	Algoritmo básico de busca tabu. . . . .	72
Figura 26	Exemplo de redução do sistema de transmissão IEEE30. . . . .	83
Figura 27	Representação do sistema $P$ em seções e sua RNP. . . . .	84
Figura 28	Sistema hipotético $P$ e suas duas soluções iniciais. . . . .	85
Figura 29	Exemplo de uma solução do algoritmo de busca tabu e sua codificação. . .	86
Figura 30	Pseudocódigo de geração da vizinhança do algoritmo de busca tabu. . .	87
Figura 31	Pseudocódigo de geração da vizinhança evolutiva. . . . .	88
Figura 32	Exemplo de uma transição do processo de busca e sua lista tabu. . . .	89
Figura 33	Exemplo de atualização da lista tabu após aplicação do operador PAO. . .	91
Figura 34	Exemplo de atualização da lista tabu após aplicação do operador CAO. . .	91
Figura 35	Exemplo de atualização da lista tabu após aplicação do operador CUT. . .	92
Figura 36	Fluxograma do algoritmo de despacho de GDs em operação ilhada. . . .	95
Figura 37	Integração entre fluxo de carga e o corte de cargas inscritas no PRD. . .	96
Figura 38	Pseudocódigo de corte de carga por sobrecarga. . . . .	97
Figura 39	Pseudocódigo de corte de carga por subtensão. . . . .	97

Figura 40	Esquema de numeração em uma rede de distribuição. . . . .	99
Figura 41	Processo de agrupamento do sistema em seções. . . . .	100
Figura 42	Conjunto de RNPs de nível inferior da seção 6 (figura 41). . . . .	101
Figura 43	RNP de nível inferior da seção 1 (figura 41). . . . .	101
Figura 44	Pseudocódigo da rotina de fluxo de carga. . . . .	102
Figura 45	Pseudocódigo da sub-rotina INJECAO. . . . .	102
Figura 46	Pseudocódigo da sub-rotina CORRENTE (varredura reversa). . . . .	103
Figura 47	Pseudocódigo da sub-rotina TENSAO (varredura direta). . . . .	103
Figura 48	Sistema teste baseado no sistema radial IEEE37. . . . .	105
Figura 49	Comparação entre os parâmetros $\beta$ e $\gamma$ (baixo carregamento). . . . .	107
Figura 50	Comparação entre os parâmetros $\alpha$ e $\gamma$ (baixo carregamento). . . . .	109
Figura 51	Comparação entre os parâmetros $\alpha$ e $\beta$ (baixo carregamento). . . . .	110
Figura 52	Comparação entre os parâmetros $\alpha$ , $\beta$ e $\gamma$ (sistema com alto carregamento). . . . .	111
Figura 53	Representação em seções do sistema teste baseado sistema IEEE37. . . . .	115
Figura 54	Topologia da solução inicial. . . . .	115
Figura 55	Gráfico TTT das soluções encontradas (cenário 1). . . . .	117
Figura 56	Comparação entre o carregamento do sistema com e sem o efeito de cargas controladas termostaticamente. . . . .	118
Figura 57	Solução encontrada para o cenário 2. . . . .	119
Figura 58	Gráfico TTT das soluções encontradas (cenário 2). . . . .	119
Figura 59	Solução encontrada para o cenário 3. . . . .	121
Figura 60	Curvas de geração disponível e demanda da microrrede formada pelas seções S38, S39, S40. . . . .	121
Figura 61	Gráfico TTT para o cenário 3. . . . .	122
Figura 62	Solução encontrada para o cenário 4. . . . .	123
Figura 63	Gráfico TTT para o cenário 4. . . . .	124

Figura 64	Segunda melhor solução encontrada para o cenário 5. . . . .	125
Figura 65	Gráfico TTT para o cenário 5. . . . .	126
Figura 66	Topologia das melhores soluções para o cenário 6. . . . .	128
Figura 67	Gráfico TTT para o cenário 6. . . . .	129
Figura 68	Topologia das duas melhores soluções para o cenário 7. . . . .	130
Figura 69	Gráfico TTT para o cenário 7. . . . .	132
Figura 70	Topologia da solução inicial para o cenário 8. . . . .	132

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1	Capacidade total instalada, em GW, nos 15 países maiores exploradores (2010-2013). . . . .	31
Tabela 2	Máxima eficiência de pequenas turbinas hidráulicas. . . . .	37
Tabela 3	Vazão mínima para continuidade da operação. . . . .	37
Tabela 4	Exemplos de caracterização das cargas por dispositivos e por classe de usuários. . . . .	41
Tabela 5	Exemplos de memórias baseadas em recência. . . . .	73
Tabela 6	Exemplos de memórias baseadas em frequência. . . . .	73
Tabela 7	Relação entre os movimentos direto e reverso dos operadores da RNP. . . . .	90
Tabela 8	Parâmetros do algoritmo de busca tabu. . . . .	106
Tabela 9	Testes dos parâmetros $\alpha$ , $\beta$ e $\gamma$ . . . . .	108
Tabela 10	Comparação entre o algoritmo com e sem a filosofia de vizinhança evolutiva. . . . .	112
Tabela 11	Soluções encontradas pelo algoritmo para o cenário 1. . . . .	116
Tabela 12	Soluções encontradas pelo algoritmo para o cenário 2. . . . .	118
Tabela 13	Solução encontrada pelo algoritmo para o cenário 3. . . . .	120
Tabela 14	Solução encontrada pelo algoritmo para o cenário 4. . . . .	123
Tabela 15	Soluções encontradas pelo algoritmo para o cenário 5. . . . .	125
Tabela 16	Soluções encontradas pelo algoritmo para o cenário 6. . . . .	127
Tabela 17	Soluções encontradas pelo algoritmo para o cenário 6 (continuação). . . . .	127
Tabela 18	Soluções encontradas pelo algoritmo para o cenário 7. . . . .	131
Tabela 19	Soluções encontradas pelo algoritmo para o cenário 7 (continuação). . . . .	131
Tabela 20	Soluções encontradas pelo algoritmo para o cenário 8. . . . .	133

Tabela 21	Características topológicas do sistema. . . . .	142
Tabela 22	Características topológicas do sistema (continuação). . . . .	143
Tabela 23	Dados da GD. . . . .	143
Tabela 24	Dados do PRD e CLPU. . . . .	143
Tabela 25	Curvas horária das cargas empregadas e geração distribuída. . . . .	144
Tabela 26	Fluxo de carga para a solução inicial dos cenários 1 a 7. . . . .	145



## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ACO	“Ant Colony Optimization”
AG	Algoritmo Genético
ANEEL	Agência Nacional de Energia
BT	Busca Tabu
CDC	Controle Direto de Carga
CLPU	Cold Load pick-up
COD	Centro de Operação de Distribuição
DMS	Distribution Management System
GA	“Genetic Algorithm” (o mesmo que AG)
GD	Geração distribuída
HLPU	Hot Load Pick-Up
IED	Intelligent Electronic Device
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PSO	“Particle Swarm Optimization”
RNP	Representação nó-profundidade
SA	“Simulated Annelling”
TS	“Tabu Search” (o mesmo que BT)
VE	Vizinhança Evolutiva

# SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b>	<b>20</b>
1.1	O CONCEITO DE SMART GRIDS	22
1.2	A RESTAURAÇÃO DE REDES E OS MODERNOS SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO	23
1.3	REVISÃO DA LITERATURA	25
1.4	ESTRUTURA DO TEXTO	29
<b>2</b>	<b>A GERAÇÃO DISTRIBUÍDA, AS CARGAS E A OPERAÇÃO DOS SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO ENERGIA ELÉTRICA</b>	<b>30</b>
2.1	A GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	30
2.1.1	<i>Geradores eólicos</i>	31
2.1.2	<i>Geradores fotovoltaicos</i>	33
2.1.3	<i>Geradores hidrelétricos</i>	36
2.1.4	<i>Geradores termelétricos</i>	37
2.1.5	<i>A GD e a restauração de redes</i>	39
2.2	AS CARGAS	41
2.2.1	<i>Programas de controle de demanda</i>	42
2.2.2	<i>Cargas de refrigeração e aquecimento</i>	46
2.3	A OPERAÇÃO DOS SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO	49
2.3.1	<i>Pré-operação</i>	51
2.3.2	<i>Operação em tempo real</i>	51
2.3.3	<i>Pós-operação</i>	52

<b>3</b>	<b>REPRESENTAÇÃO NÓ-PROFUNDIDADE</b>	<b>53</b>
3.1	INTRODUÇÃO	53
3.2	REPRESENTAÇÃO NÓ-PROFUNDIDADE	54
3.3	OPERADOR PAO	56
3.4	OPERADOR CAO	59
3.5	OPERADOR CUT	61
3.6	APRIMORAMENTO AOS OPERADORES PAO E CAO	62
<b>4</b>	<b>ALGORITMO DE BUSCA TABU</b>	<b>64</b>
4.1	INTRODUÇÃO	64
4.2	NOTAÇÕES	64
4.3	ALGORITMO BÁSICO DE BUSCA TABU	65
4.4	CRITÉRIO DE VIZINHANÇA	68
4.5	LISTA TABU	69
4.6	CRITÉRIO DE ASPIRAÇÃO	70
4.7	ESTRUTURAS DE MEMÓRIA	70
<b>5</b>	<b>MODELO MATEMÁTICO GENÉRICO PARA O PROBLEMA DE RESTAURAÇÃO DE REDES</b>	<b>74</b>
5.1	INTRODUÇÃO	74
5.2	MODELO MATEMÁTICO	76
5.2.1	<i>Função objetivo</i>	77
5.2.2	<i>Restrições</i>	79
5.3	RESUMO DO MODELO	81

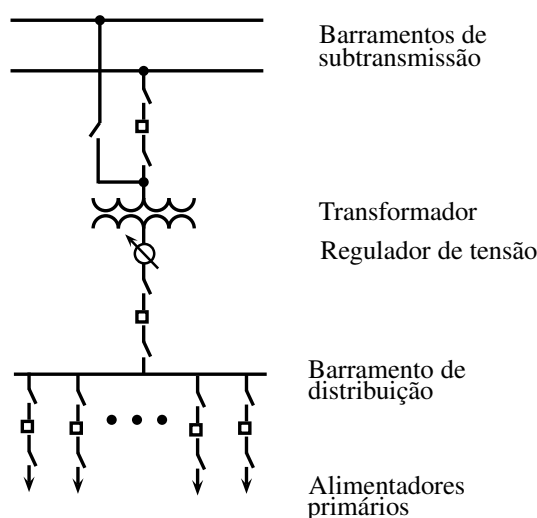
<b>6</b>	<b>TÉCNICA DE SOLUÇÃO</b>	<b>82</b>
6.1	REPRESENTAÇÃO BINÍVEL DO SISTEMA	82
6.2	ALGORITMO DE BUSCA TABU DEDICADO	84
6.2.1	<i>Solução inicial</i>	85
6.2.2	<i>Codificação de uma solução</i>	85
6.2.3	<i>Estrutura de vizinhança</i>	86
6.2.4	<i>Critério de aspiração</i>	88
6.2.5	<i>Lista Tabu</i>	89
6.2.6	<i>Critério de parada</i>	92
6.3	ESTRATÉGIA DE CONEXÃO DE GERADORES DISTRIBUÍDOS	93
6.4	ESTRATÉGIA DE CORTE SELETIVO DE CARGA	94
6.4.1	<i>Corte decorrente de sobrecarga no sistema</i>	94
6.4.2	<i>Corte decorrente de baixos níveis de tensão</i>	96
6.5	FLUXO DE CARGA	98
6.5.1	<i>Fluxo de carga para sistemas radiais</i>	98
6.5.2	<i>Fluxo de carga usando a RNP</i>	100
<b>7</b>	<b>SISTEMA TESTE E RESULTADOS</b>	<b>104</b>
7.1	SISTEMA TESTE	104
7.2	PARÂMETROS DO ALGORITMO	105
7.3	VIZINHANÇA EVOLUTIVA	112
7.4	DESCRIÇÃO DOS CENÁRIOS DE TESTE	113
7.5	SOLUÇÃO INICIAL	114
7.6	RESULTADOS OBTIDOS	116

<i>7.6.1</i>	<i>Cenário 1</i>	<i>116</i>
<i>7.6.2</i>	<i>Cenário 2</i>	<i>117</i>
<i>7.6.3</i>	<i>Cenário 3</i>	<i>120</i>
<i>7.6.4</i>	<i>Cenário 4</i>	<i>122</i>
<i>7.6.5</i>	<i>Cenário 5</i>	<i>124</i>
<i>7.6.6</i>	<i>Cenário 6</i>	<i>126</i>
<i>7.6.7</i>	<i>Cenário 7</i>	<i>129</i>
<i>7.6.8</i>	<i>Cenário 8</i>	<i>131</i>
<b>8</b>	<b>CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS</b>	<b>134</b>
<b>8.1</b>	<b>CONCLUSÕES</b>	<b>134</b>
<b>8.2</b>	<b>TRABALHOS FUTUROS</b>	<b>135</b>
	<b>REFERÊNCIAS</b>	<b>136</b>
	<b>APÊNDICE A - DADOS DO SISTEMA TESTE</b>	<b>142</b>

# 1 INTRODUÇÃO

Os sistemas de distribuição de energia elétrica são parte integrante dos sistemas de potência de energia elétrica destinado a entregar, em uma tensão adequada, energia diretamente aos consumidores. Geralmente, estes sistemas iniciam em uma subestação de distribuição, alimentada por um ou mais circuitos de subtransmissão ou mesmo conectada diretamente à rede básica. Após a conversão de tensão em níveis de distribuição, tipicamente entre 12 e 15kV, o circuito é segmentado, por meio de um barramento, em vários circuitos, denominados alimentadores primários. Um diagrama unifilar simplificado de uma subestação de distribuição é ilustrado na figura 1.

**Figura 1** - Diagrama unifilar simplificado de uma subestação de distribuição.



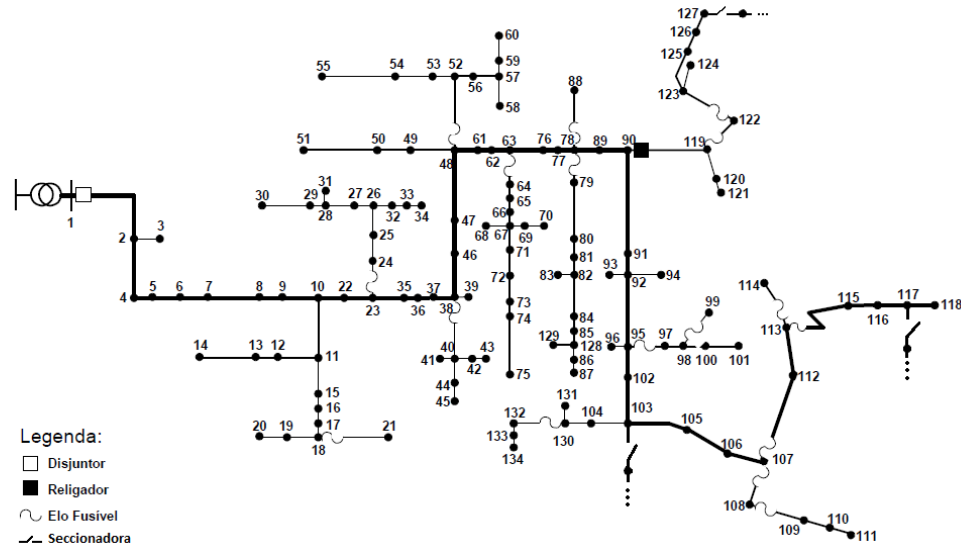
Fonte: Adaptado de [Kersting \(2001\)](#).

Um alimentador primário de distribuição pode fornecer energia elétrica a algumas dezenas ou centenas de consumidores. Entretanto, o número aproximado de consumidores está condicionado à demanda exigida pelos grupos de consumidores. Contudo, em média, um alimentador destinado à uma área predominantemente residencial/comercial fornece de 3 a 5 MVA de potência. Em uma área industrial esta potência pode chegar ao montante de 10 MVA (COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS-CEMIG, 2014).

Estes alimentadores, independentemente de sua finalidade, possuem interligações com outros alimentadores da mesma subestação ou subestações próximas. Entretanto, as chaves sec-

ccionadoras que os conectam permanecem, predominantemente, abertas, seccionando estes circuitos. Neste caso, diz-se que os circuitos operam em condições normais de fornecimento. Na figura 2 é apresentado um alimentador de distribuição real.

**Figura 2** - Topologia de um alimentador de distribuição real.



Fonte: Adaptado de [Pereira \(2007\)](#).

Durante a operação normal, presume-se que não há falhas nos equipamentos, a inexistência de erros de operação e a ausência de incidentes naturais. Entretanto, frente às condições não planejadas, tais como, danos físicos à rede (queda de árvores, vandalismo, abalroamento de estruturas), descargas atmosféricas ou situações de risco, tem-se a necessidade de manter o fornecimento de energia aos consumidores presentes em seções não relacionadas diretamente com a anomalia. O fornecimento a estes consumidores pode ser restabelecido por meio da alteração de estado (aberto/fechado) das chaves seccionadoras que interconectam circuitos de diferentes alimentadores.

Em poucas palavras, o problema de restauração de redes de distribuição pode ser definido como *o restabelecimento do fornecimento de energia elétrica ao maior número de consumidores ao menor custo e intervalo de tempo possível*. Nesta definição considera-se implícita que todas as restrições elétricas do referido sistema de potência devem ser satisfeitas.

No contexto do planejamento da operação, não se deve confundir o “problema de restauração de redes de distribuição” com o “problema de reconfiguração de redes de distribuição”. Este último, embora muito similar em sua essência, caracteriza-se como um estudo de maior horizonte, cuja topologia de rede permanecerá por longos períodos. Um bom exemplo da necessidade de execução do problema de reconfiguração de redes é o atendimento de carga em

idades litorâneas durante a alta temporada. Neste caso, deve-se verificar o melhor estado das chaves de rede, num horizonte de um ou mais meses, para garantir ao atendimento da carga, bons níveis de tensão, perdas reduzidas no período, entre outros objetivos.

No problema de restauração, todavia, considera-se que a rede permanecerá em nova topologia por um curto período de tempo (estado restaurativo), até que a anomalia seja reparada, retornando, após este período, à configuração previamente estabelecida.

## 1.1 O CONCEITO DE SMART GRIDS

As redes de distribuição, desde sua concepção até os dias atuais, constituem-se essencialmente de um fluxo unidirecional de energia, partindo das subestações de distribuição em direção aos consumidores finais, sem que ocorra nenhuma comunicação, em tempo real, entre a concessionária e seus consumidores. O único dado compartilhado entre ambos é o consumo de energia, comumente, coletado mensalmente em uma data específica.

O conceito de Redes Inteligentes, ou Smart Grids, em inglês, expande esta definição dos sistemas de distribuição. As novas e modernas redes de distribuição estão sendo projetadas para suportar o fluxo bidirecional de energia e comunicação de dados, em tempo real, entre os consumidores e a distribuidora local. O fluxo bidirecional de energia dar-se-á a medida que os consumidores finais optarem pela instalação de microgeradores de energia elétrica em seu parque industrial, comercial ou residencial.

As tecnologias e equipamentos disponíveis no mercado destinados à geração de energia elétrica em pequena escala são encontrados com grande variedade. As mais difundidas atualmente são fotovoltaicas e eólicas. Entretanto, outras, tal como, a geração combinada de calor e energia, também conhecida como “Combined Heat and Power” (CHP) é uma opção viável à microgeração. Na seção 2.1 são apresentadas as diversas tecnologias de geração em pequena escala, assim como suas vantagens e desvantagens.

O fluxo bidirecional de informações entre consumidor e concessionária, por outro lado, estabelecerá uma nova maneira destes interagirem. Do ponto de vista de mercado, novos serviços e programas de fornecimento relacionados à energia elétrica surgirão. Estes programas oferecidos pelas concessionárias devem estar relacionados ao custo de produção (mensal, semanal, diário ou horário) de energia, isto é, as concessionárias tenderão a repassar ao usuário final a volatilidade do mercado. Por outro lado, os usuários finais também ofertarão serviços às concessionárias. Os programas de controle de carga pelo lado da demanda, apresentados na seção 2.2, provavelmente integrarão este possível conjunto de serviços.



Tecnicamente, as informações individuais de consumo ativo e reativo, tensão, corrente e fator de potência de cada consumidor ou grande parte deles, em tempo real, aumentará o nível de conhecimento dos operadores do sistema de distribuição sobre cada unidade consumidora ou sobre um conjunto de unidades consumidoras. Um maior conhecimento do sistema, por sua vez, traduz-se em decisões mais precisas e em menor tempo. Diversos recursos de controle estão sendo agregados às redes de distribuição a cada ano. As chaves telecomandadas a partir de centros de comando e instaladas em pontos estratégicos, aliadas ao conhecimento detalhado do estado da rede, garantirão a flexibilidade operacional necessária para manter altos índices de continuidade no sistema.

O conceito de “Smart Grid” traduz-se, portanto, em uma rede de distribuição complexa, com fluxo bidirecional de energia e dados, flexível do ponto de vista operacional e com serviços oferecidos por ambas as partes, concessionárias e consumidores. A busca por altos índices de qualidade e eficiência são os principais objetivos das redes inteligentes.

Os índices de qualidade do serviço de fornecimento de energia elétrica são descritos, no Brasil, pelos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST, módulo 8 (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA-ANEEL, 2016b), e, a cada ano, o poder concedente impõe o cumprimento de melhores metas às concessionárias de distribuição (ANEEL, 2012). Estes índices são compostos por elementos que caracterizam a frequência e duração das interrupções não programadas, tanto para consumidores individuais <sup>1</sup>, quanto para conjuntos de unidades consumidoras <sup>2</sup>.

## **1.2 A RESTAURAÇÃO DE REDES E OS MODERNOS SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO**

A busca por redes mais inteligentes está desencadeando o desenvolvimento de um novo conceito no segmento de distribuição de energia elétrica. A implementação do conceito denominado “self-healing”, ou autorrestabelecimento, em português, é buscada pelas maiores empresas do ramo.

O autorrestabelecimento, em tempo real, com pouca ou nenhuma intervenção pelas equipes de operação da distribuidora, é uma das principais vantagens associadas aos modernos sistemas de distribuição. Entretanto, o desenvolvimento deste novo conceito envolve, necessariamente,

---

<sup>1</sup>Os índices de qualidade individuais são: Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora - DIC e Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora - FIC.

<sup>2</sup>Os índices de qualidade por conjunto de unidades consumidoras são: Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora - DEC e Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora - FEC.

razoáveis investimentos em três diferentes níveis dos sistemas de distribuição (JIA; MENG; SONG, 2011). O primeiro nível, também denominado investimento de base, está relacionado aos recursos destinados à ampliação da infraestrutura de dispositivos de seccionamento e seus respectivos sistemas de controle. O segundo nível de investimento consiste na implantação de uma camada de comunicação de dados, através da qual, os centros de operação realizarão a aquisição dos dados de equipamentos de medição e seccionamento. Estas redes são compostas de canais de alta velocidade e com característica bidirecional de fluxo de informações. Por fim, o último nível está relacionado aos softwares de propósitos específicos, tais como, previsão de demanda, fluxo de carga, estimadores de estado, entre outros, inclusive, os sistemas de autorrestabelecimento.

Os sistemas de autorrestabelecimento estão divididos em duas principais vertentes: os centralizados e os distribuídos. Nos sistemas distribuídos as decisões são efetuadas em nível de equipamento, isto é, cada equipamento inteligente (ou em inglês, “Intelligent Electronic Device” - IED) recebe informações de outros equipamentos e, possivelmente, do centro de controle, avalia o cenário e realizar as ações para restabelecer as seções sem fornecimento.

Nos sistemas centralizados, contrariamente, o processamento de todas as informações são realizadas de forma centralizada. O sistema de gerenciamento da distribuição (ou em inglês, “Distribution Management System” - DMS), software responsável pelo planejamento e operação em tempo real, concentra os estados dos equipamentos de rede, previsões de demanda e capacidade disponível em cada alimentador do sistema, para enfim, realizar as ações necessárias para restabelecer as seções sem fornecimento de energia. Entretanto, estas ações, envolvem, necessariamente, as quatro etapas descritas a seguir:

- Identificação de defeito: Processo que identifica a existência de um defeito na rede.
- Localização do defeito: Processo caracterizado pela descoberta do local (físico) do defeito e quais trechos de rede são afetados por este defeito.
- Planejamento do restabelecimento: Processo decisório caracterizado pela elaboração de um conjunto de manobras ordenadas (plano de manobra), o qual restabelecerá o fornecimento de energia ao maior número de consumidores, ao menor custo e intervalo de tempo.
- Execução do restabelecimento: Processo de execução das manobras planejadas na etapa anterior.

Neste trabalho é proposta uma metodologia para solução da terceira etapa do problema de

restauração, ou seja, o planejamento do restabelecimento, o qual é função do local da falta e das características físicas e operacionais da rede de distribuição.

### 1.3 REVISÃO DA LITERATURA

O problema de restauração de redes de distribuição de energia elétrica foi intensamente pesquisado ao longo dos anos. [Boardman e Meckiff \(1985\)](#), em meados da década de 80, deram início às pesquisas no ramo de otimização dos sistemas elétricos propondo uma metodologia heurística simples, conhecida como “branch and bound”. Proposta inicialmente para o planejamento de sistemas elétricos, a técnica foi intensamente pesquisada devido às suas particularidades favoráveis, entre elas seu fácil entendimento e implementação, e a boa qualidade de resultados. No entanto, a metodologia é essencialmente combinatorial, tornando o tempo de execução muito grande para sistemas reais de grande porte.

[Civanlar et al. \(1988\)](#) propuseram uma nova ferramenta tanto para o planejamento quanto para a operação em tempo real na restauração de alimentadores conhecida como “branch exchange”. O processo de otimização é inicializado através de uma solução factível operando em configuração radial, e então um de seus ramos é fechado desfazendo-se a radialidade, em seguida um outro ramo do laço é aberto, restabelecendo a configuração radial. A escolha do ramo que deve ser aberto, em cada laço, é realizada através de heurísticas e fórmulas aproximadas, de redução de perdas, propostas pelos autores. [Shirmohammadi e Hong \(1989\)](#) apresentaram o método denominado “loop cutting” ou “sequential switch opening”. A ideia básica da metodologia é buscar uma configuração radial a partir da configuração malhada do sistema. Este procedimento é realizado passo a passo com a abertura de um laço por vez. Após executar um programa de fluxo de carga, o ramo que apresentar menor fluxo de corrente é aberto, e a cada abertura, um novo cálculo de fluxo de carga deve ser executado para selecionar o próximo ramo a ser aberto. O algoritmo termina quando o sistema se torna radial.

Os métodos heurísticos, baseados na experiência dos operadores, também foram explorados para a solução do problema de restauração. [Morelato e Monticelli \(1989\)](#) apresentaram uma estratégia de busca direcionada através da utilização de regras práticas (baseadas na experiência do operador) para resolver problemas como a restauração de sistemas de distribuição. Os autores utilizam um processo de busca heurística em árvore de decisão binária que permite percorrer o espaço de possibilidades do estado operacional do sistema. Para reduzir a dimensão da árvore de decisão é utilizado o conhecimento de domínio específico das características do problema e da topologia da rede, evitando uma explosão combinatorial e mantendo o problema dentro de

um espaço de busca de dimensão gerenciável. [Hsu et al. \(1992\)](#) apresentaram uma heurística totalmente baseada na experiência dos operadores do sistema de distribuição. A estratégia de restauração consiste basicamente em analisar a capacidade de reserva dos alimentadores após a falta e restaurar o sistema de distribuição através de cálculos e tomadas de decisões comumente realizadas pelos operadores, porém com alta eficiência e baixo tempo de execução.

[Borozan, Rajcic e Ackovski \(1995\)](#) propõem um método heurístico para determinar uma configuração radial, após a incidência de uma falta, com mínimas perdas resistivas nas linhas para aplicações em tempo real. Também dão enfoque na ordenação e numeração dos nós da rede, sendo que isto é de grande importância para a eficiência da maioria dos métodos para o cálculo de fluxo de carga em redes radiais. No trabalho acrescentam ainda, aos trabalhos desenvolvidos na área com metodologias similares, a formação da matriz impedância de laço, reordenação parcial dos ramos da rede após o chaveamento de um ramo (que pertence a um ou mais laços) e reavaliação da matriz impedância de laço.

[Hattori et al. \(2000\)](#) desenvolveram um algoritmo heurístico rápido e simples para a determinação da sequência de chaveamentos para execução da restauração da rede. A metodologia é baseada na expansão incremental do sistema, isto é, a restauração é efetuada em múltiplos passos, adicionando-se à solução uma seção sem fornecimento em cada passo. A busca é orientada através da capacidade de reserva dos alimentadores e, ao seu final, a melhor configuração encontrada é apresentada. [Adhikari, Li e Wang \(2009\)](#) apresentaram uma metodologia heurística construtiva muito similar. No entanto, diferentemente de [Hattori et al. \(2000\)](#), a principal hipótese é considerar que inicialmente todos os equipamentos de seccionamento após o defeito estão abertos. O algoritmo então fecha uma chave a cada passo e o processo é encerrado quando uma configuração radial é encontrada.

[Kleinberg, Miu e Chiang \(2011\)](#) propuseram um complexo algoritmo heurístico para a solução do problema de restauração de redes de distribuição considerando o corte de carga. A metodologia de solução é semelhante à proposta por [Hattori et al. \(2000\)](#) e [Adhikari, Li e Wang \(2009\)](#), entretanto, utilizam índices relacionados com os conceitos de distância elétrica, montante de carga sem fornecimento, capacidade reserva dos alimentadores e montante de carga transferida entre alimentadores para selecionar solução que atende as restrições do problema, e, concomitantemente, minimiza o montante de carga sem fornecimento, o número de chaveamentos e maximiza o fornecimento de corrente ao sistema.

Os métodos envolvendo “soft computing” também foram experimentados para resolver o problema de restauração de redes de distribuição. Os exemplos mais comuns destes métodos são: algoritmos genéticos, “simulated annealing”, sistema de colônia de formigas, “particle

swarm”, redes neurais, busca tabu e sistemas “fuzzy”. Os algoritmos genéticos, devido à sua sólida concepção, são empregados na literatura por diversos autores para a solução do problema de restauração de redes (MUN et al., 2001; CHAVALI; PAHWA; DAS, 2002; WATANABE; NODU, 2004; MORI; FURUTA, 2005; KUMAR; DAS; SHARMA, 2006; KUMAR; GUPTA; GUPTA, 2006; XIANCHAO; TAYLOR, 2010; KUMAR et al., 2010). Geralmente a codificação dos genes é binária ou inteira e o problema modelado através de múltiplos objetivos.

Mun et al. (2001) utilizam um algoritmo genético (AG) para a solução do problema considerando como objetivo os custos de operação, balanço de carga entre alimentadores, balanço de carga entre os transformadores da subestação e variação de tensão na carga. Todos estes objetivos são ponderados através de fatores de pesos e transformados em um único objetivo. Chavali, Pahwa e Das (2002), Kumar, Das e Sharma (2006) e Kumar et al. (2010) utilizaram o AG para solucionar o problema de restauração considerando a perda de diversidade das cargas controladas termostaticamente, fenômeno também conhecido como “cold load pick-up” (CLPU). Nos três trabalhos o tempo de restabelecimento é calculado a cada seção em função dos chaveamentos realizados. O AG é utilizado para reduzir o tempo total de restabelecimento.

Xianchao e Taylor (2010) desenvolveram um “Nondominated Sorting Genetic Algorithm” (NSGA-II) para a solução do problema de restauração considerando cargas controláveis remotamente. Os autores codificaram o problema de forma binária através de um cromossomo cuja dimensão é igual ao número de chaves presentes no sistema mais o número de cargas controláveis. Entre os objetivos do problema estão: minimizar o montante de carga prioritária não restaurada, minimizar o montante total de cargas não restauradas, minimizar o corte de cargas controláveis e minimizar os custos de chaveamentos. Os objetivos são avaliados separadamente através do critério de não-dominância (fronteira de Pareto).

Tian et al. (2009) aplicaram o conceito de “Particle Swarm Optimization” (PSO) para resolver o problema de restauração com a presença de geradores distribuídos. Os autores consideraram a otimização de dois objetivos: minimizar o corte de fornecimento às cargas prioritárias e as perdas na rede. Ambos os objetivos são agregados a uma única função adaptação através de uma ponderação de pesos aplicada a cada um dos objetivos. As restrições utilizadas são: limites mínimos e máximos de tensão nas barras, máxima corrente nos alimentadores e radialidade do sistema de distribuição, além dos limites operacionais dos geradores distribuídos.

Shi, Yao e Wang (2010) também aplicaram o conceito de PSO para solucionar o problema de restauração. No entanto, os autores modelaram o problema através de uma única função objetivo (minimizar o montante de carga sem fornecimento). Por fim, a função adaptação é

composta pela soma da função objetivo e das restrições do problema multiplicadas, individualmente, por fatores de penalização. O diferencial deste trabalho é a inclusão de restrições de limites de variação de frequência durante o processo de restauração.

[Mohanty et al. \(2003\)](#) propõem dois diferentes algoritmos baseados no conceito de “Ant Colony Optimization” (ACO) e os comparam com outro baseado na meta-heurística “Simulated Annelling” (SA) para resolver o problema de restauração considerando o CLPU. O modelo do sistema de distribuição e o comportamento das cargas é o mesmo proposto por [Chavali, Pahwa e Das \(2002\)](#). Segundo os autores a técnica de solução através do ACO trouxe melhores resultados que o SA.

[Toune et al. \(2002\)](#) e [Mori e Furuta \(2005\)](#) comparam as meta-heurísticas PSO, SA, AG e “tabu search” (TS), respectivamente, para o problema de restauração de redes de distribuição. Em ambos os trabalhos os resultados mostraram que a TS é melhor adaptado ao problema, encontrando melhores resultados em menores tempos computacionais. Os resultados encontrados por [Mori e Furuta \(2005\)](#) mostraram que o algoritmo de busca tabu implementado foi 2 vezes mais rápido que o AG e, aproximadamente, 2,5 vezes mais rápido que o SA.

Os algoritmos de “tabu search”, ou busca tabu (BT), destinados ao problema de restauração de redes de distribuição foram explorados por meio de programação paralela por [Mori e Ogita \(2002\)](#) e de forma probabilística por [Mori e Muroi \(2011\)](#). Em ambos os trabalhos o problema é modelado como multiobjetivo e os objetivos agregados à função objetivo através de ponderação de pesos. Em [Mori e Ogita \(2002\)](#) propõe-se a minimização da carga fora de serviço e potência transferida entre alimentadores, e consideram restrições de limites de tensão, limites de potência nos transformadores da subestação e radialidade do sistema de distribuição. Em [Mori e Muroi \(2011\)](#) avaliam-se três objetivos e quatro restrições. Os objetivos empregados são a carga fora de serviço, as perdas no sistema de distribuição e número de chaveamentos na rede. As restrições consideradas são limites de tensão, limites de potência nos transformadores da subestação, limites térmicos nas linhas e equipamentos, além da radialidade do sistema.

Outros autores combinaram várias meta-heurísticas com o objetivo de melhorar os resultados encontrados ([INAGAKI; NAKAJIMA; HASEYAMA, 2006](#); [HUANG; HUANG, 2010](#)). [Inagaki, Nakajima e Haseyama \(2006\)](#) desenvolveram um algoritmo híbrido a partir da combinação de algoritmo genético e SA. Segundo os autores a combinação dos dois métodos garantiu maior precisão nos resultados. [Huang e Huang \(2010\)](#) combinaram as meta-heurísticas algoritmo genético e sistema de colônias de formigas modelando as funções objetivos através de variáveis “fuzzy” e agregadas por meio de ponderação de pesos. Os resultados encontrados para um pequeno sistema teste mostraram que a metodologia é capaz de solucionar o problema.

Um importante conceito foi incorporado ao problema de restauração de redes por Pérez-Guerrero e Heydt (2008), Mathias-Neto, Leão e Mantovani (2010) e Mohagheghi e Yang (2011). Estes trabalhos consideram o problema como tempo dependente (ou multiperíodo), isto é, as variáveis envolvidas na função objetivo e/ou restrições são avaliadas a cada intervalo horário, ou seja, enquanto o sistema permanecer no estado restaurativo.

Uma nova visão do modelo do problema de distribuição foi apresentada por Mohagheghi e Yang (2011). Os autores exibem uma apresentação clara dos objetivos e restrições do problema e incluem conceitos de geração distribuída e controle direto de carga. O objetivo global do trabalho é minimizar os custos da interrupção não programada, o qual envolve, custos de energia não distribuída, custos relacionados à energia gerada pelos geradores distribuídos (pertencentes à distribuidora ou não), custos de incentivo ao programa de controle de demanda, entre outros. As restrições empregadas envolvem limites de tensão nos pontos de consumo, limites máximos de potência aos geradores distribuídos despacháveis e limites de uso das cargas controláveis.

## 1.4 ESTRUTURA DO TEXTO

Este trabalho, além deste capítulo de introdução, está organizado da seguinte forma: No Capítulo 2 são apresentadas as principais características dos sistemas de geração distribuída, algumas considerações sobre as cargas presentes nos sistemas de distribuição e sua operação. Os conceitos gerais sobre a codificação do problema e técnica de otimização empregada são expostos ao longo dos capítulos 3 e 4. No capítulo 5 o modelo matemático para o problema de restauração de redes é descrito. A técnica de solução proposta para o problema de restauração num esquema centralizado é apresentada no capítulo 6. No capítulo 7 são apresentados os resultados encontrados através de simulações executadas em um sistema teste de 37 seções. No Capítulo 8 são apresentadas as conclusões e expectativas de trabalhos futuros.



## **2 A GERAÇÃO DISTRIBUÍDA, AS CARGAS E A OPERAÇÃO DOS SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO ENERGIA ELÉTRICA**

### **2.1 A GERAÇÃO DISTRIBUÍDA**

A constante utilização dos recursos não renováveis (como gás natural, carvão mineral e petróleo) e o aumento da exploração dos recursos hídricos existentes, destinados à geração de eletricidade, vêm diminuindo o potencial remanescente para instalações de novas unidades geradoras hidráulicas de grande porte e aumentando a preocupação de muitos estudiosos sobre o futuro da expansão dos sistemas elétricos em todo o mundo (REN21, 2011). A grande parte dos países apresenta como alternativa a este impasse a utilização de pequenos geradores sustentáveis alocados próximo aos pontos de consumo, a denominada geração distribuída (GD), e investem com convicção nesta possibilidade. São muitos os incentivos legais e fiscais para a implantação destas pequenas usinas, geralmente, provenientes de fontes de energias renováveis. Adicionalmente, o sistema de compensação de energia instituído pela ANEEL, por meio da Resolução Normativa 482/2012, permite a um consumidor com produção própria a utilização da energia ativa previamente injetada na rede sem as exigências tradicionalmente requeridas à geradores de médio e grande porte (ANEEL, 2012b).

No Brasil, os geradores distribuídos são caracterizados como “*centrais geradoras de energia elétrica, de qualquer potência, com instalações conectadas diretamente no sistema elétrico de distribuição ou através de instalações de consumidores, podendo operar em paralelo ou de forma isolada e despachadas - ou não - pelo ONS*” (ANEEL, 2010) . Embora a maneira de caracterizar ou incentivar a implantação das pequenas fontes geradoras possa ser diferente em cada país, é certo que a penetração dos GDs deve aumentar, e muito, nos próximos anos, seja estimulada por meio de tratados internacionais de redução da emissão de gases à atmosfera, como os acordos internacionais de Kyoto, Copenhagen e Paris ([UNITED-NATIONS, 1998](#); [UNITED-NATIONS, 2009](#); [UNITED-NATIONS, 2015](#)), seja pela redução de oferta e consequente aumento de preços dos combustíveis fósseis, ou pela indisponibilidade de área suficiente para explorar os recursos hídricos remanescentes.



### 2.1.1 Geradores eólicos

A energia eólica pode ser considerada uma das fontes limpas e renováveis mais promissoras para a geração de energia elétrica atualmente. O recente interesse por esta fonte é resultado da possibilidade de instalar desde pequenas centrais geradoras, com poucos kW instalados, até grandes centrais, com produção de dezenas de MW, tanto em parques terrestres quanto marinhos. A tecnologia de produção de geradores e turbinas eólicas completamente dominada representa outro ponto positivo, e, por este motivo, a capacidade instalada mundial de aerogeradores cresceu aproximadamente 60% entre os anos de 2010 e 2013, passando de 197 mil MW instalados a 318 mil MW (WORLD WIND ENERGY ASSOCIATION-WWEA, 2013). Na tabela 1 é ilustrada a evolução da capacidade de energia eólica instalada nos 15 maiores países exploradores deste tipo de energia no mundo.

**Tabela 1** - Capacidade total instalada, em GW, nos 15 países maiores exploradores (2010-2013).

Rank	País	2013	2012	2011	2010
1	China	91,3	75,3	62,3	44,7
2	EUA	61,1	59,8	46,9	40,2
3	Alemanha	34,7	31,3	29,1	27,2
4	Espanha	23,0	22,8	21,7	20,6
5	Índia	20,2	18,3	15,8	13,1
6	Reino Unido	10,5	8,4	6,2	5,2
7	Itália	8,5	8,1	6,7	5,8
8	França	8,2	7,5	6,6	5,6
9	Canadá	7,7	6,2	5,2	4,0
10	Dinamarca	4,8	4,2	3,9	3,7
11	Portugal	4,7	4,5	4,1	3,7
12	Suíça	4,4	3,7	2,8	2,1
13	Brasil	3,4	2,5	1,4	0,9
14	Polónia	3,4	2,5	1,6	1,2
15	Austrália	3,0	2,6	2,2	1,9
	Total mundo	318	282	236	197

Fonte: Adaptado de World Wind Energy Association-WWEA (2013).

Embora a evolução tecnológica tenha possibilitado o desenvolvimento de aerogeradores maiores e mais robustos, é possível encontrar geradores de pequeno porte, destinados à utilização doméstica e/ou pequenos centrais geradoras. Sagrillo e Woofenden apresentam e comparam turbinas eólicas presentes no mercado internacional com potências entre 1 e 1.000 kilowatts (SAGRILLO; WOOFENDEN, 2007).

Localizados em pontos estratégicos dos sistemas de distribuição, ou até mesmo dispersos

em unidades industriais, comerciais ou residenciais, estes geradores podem contribuir para garantir o fornecimento de energia elétrica em horários de pico e manter a disponibilidade do sistema de distribuição em casos de falhas eventuais, operando, junto a um conjunto de cargas, de forma ilhada. No entanto, alguns dos principais inconvenientes deste tipo de geração é a baixa previsibilidade da potência gerada, ocasionada pela não constância dos ventos. Os geradores podem ser conectados diretamente à rede de distribuição e operar a velocidade fixa ou utilizar conversores baseados em eletrônica de potência para conexão com a rede e operar com velocidade variável. Todavia, quando não utilizados em conjunto com dispositivos de eletrônica de potência exigem necessariamente de bancos de capacitores externos para compensação dos reativos, de mecanismos que reduzam sua corrente durante a entrada em operação e não são capazes de controlar o fluxo de potência ativa.

### **Capacidade de conversão de energia**

A potência mecânica, em watts, que pode ser extraída do vento por uma turbina eólica é proporcional ao cubo da velocidade do vento e dada por

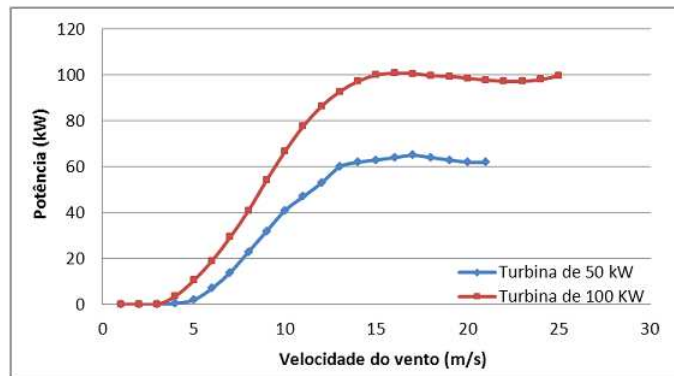
$$P_m = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot U^3 \cdot C_p \quad (1)$$

em que é  $\rho$  a densidade do ar,  $A$  a área de cobertura das pás da turbina,  $U$  a velocidade do vento e  $C_p$  é o coeficiente que representa a eficiência das pás do rotor. Na realidade este coeficiente depende de duas variáveis de características aerodinâmicas: o ângulo de pitch, determinado pela inclinação das pás, e a relação  $\lambda$ , que representa uma relação entre a velocidade de ponta da pá e a velocidade do vento, um parâmetro de projeto.

O ângulo de inclinação das pás pode ser variável para diferentes condições atmosféricas e, conseqüentemente, o coeficiente  $C_p$  pode ser uma variável em função da velocidade de vento. Para simplificar a determinação da potência de saída do conjunto turbina/gerador, sob diferentes condições, é comum os fabricantes de aerogeradores apresentarem, através de gráficos, a potência de saída do conjunto em função da velocidade do vento no eixo da turbina (no caso de turbinas de pás fixas) ou a potência de saída de máxima eficiência em função da velocidade do vento (no caso de turbinas com controle de pitch). Na figura 3 são apresentados exemplos de curvas de potência máxima de saída para dois aerogeradores de pequeno porte.

Neste trabalho, os valores máximos de potência de saída dos geradores eólicos são obtidos por meio das curvas fornecidas pelos fabricantes e empregados para caracterizar a restrição de máxima potência gerada. Portanto, a potência máxima é função da velocidade do vento, em

**Figura 3** - Curvas de potência máxima de dois aerogeradores de pequeno porte.



Fonte: do próprio autor.

cada período, e do modelo do aerogerador.

### 2.1.2 Geradores fotovoltaicos

A geração de energia elétrica a partir de células fotovoltaicas é a tecnologia renovável com maior crescimento entre 2010 e 2015. A capacidade instalada mundial está aumentando a uma taxa crescente de, pelo menos, 20% ao ano, em 2015 este crescimento foi de 25% (REN21, 2016). O país que lidera o ranking de crescimento é a China, que instalou, durante o ano de 2015, 15.2 GW, seguido do Japão (11 GW), Estados Unidos (7.3 GW), Reino Unido (5.4 GW) e Índia (3.2 GW).

No Brasil esta tecnologia ainda não possui grande expressividade. Segundo a Empresa de Pesquisa Energética, a participação desta fonte na matriz energética nacional é bem reduzida e representa apenas 0.02% da capacidade instalada (ANEEL, 2016). Entretanto, acredita-se em uma lenta, porém significativa, inserção desta fonte à matriz energética nacional ao longo dos próximos anos.

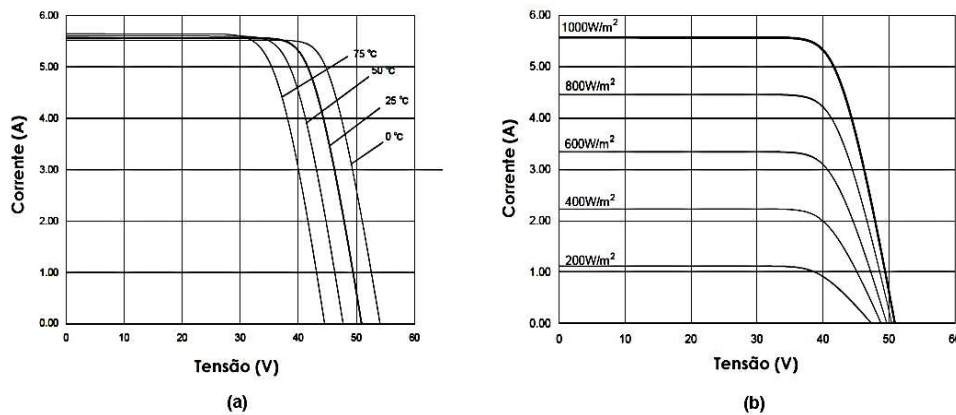
Os únicos entraves à larga utilização da energia solar são os custos de implantação, ainda relativamente altos quando comparados com as fontes convencionais (hidro ou termo derivadas) ou algumas renováveis (eólica ou biomassa), e a baixa eficiência dos módulos fotovoltaicos, com rendimento médio em torno de 15%. Ainda assim, há clara indicação que a energia proveniente do sol será amplamente utilizada no futuro, no Brasil e no mundo, como complemento às fontes geradoras convencionais.

#### Capacidade de conversão de energia

A capacidade de conversão de energia solar em energia elétrica depende essencialmente da tecnologia empregada durante a fabricação das placas fotovoltaicas, sua temperatura de operação e irradiação solar. No entanto, os tipos de materiais empregados na fabricação é o fator com maior influência na eficiência de um módulo fotovoltaico, e, conseqüentemente, na potência gerada por suas placas (MARION, 2002). Na figura 4 são ilustrados modelos de curvas I-V de placas de 200 W e exemplificam a dependência da potência gerada em função da temperatura da placa e radiação solar.

A determinação da máxima potência de saída das células fotovoltaicas pode ser realizada por meio de diversas metodologias, entretanto, são organizadas em duas principais categorias: métodos analíticos e métodos estatísticos. Os métodos analíticos são aqueles baseados no cálculo da potência máxima instantânea das curvas I-V em determinadas condições padrões, por exemplo, a “standard test conditions” (STC) realizadas em ambiente controlado com radiação igual  $1000 \text{ W/m}^2$  e temperatura das células de  $25 \text{ }^\circ\text{C}$ . Na figura 4 são ilustrados alguns exemplos da dependência das curvas I-V de placas fotovoltaicas com relação à temperatura ambiente e a irradiação nos módulos.

**Figura 4** - Exemplo de dependência das curvas I-V de placas fotovoltaicas (200 W). (a) dependência em função de sua temperatura de operação, (b) dependência em função da radiação solar.



Fonte: Adaptado de Fuentes et al. (2007)

A segunda categoria é composta por análises estatísticas realizadas através de regressões que podem incluir inúmeras variáveis de entrada como radiação, temperatura ambiente e velocidade do vento.

Enquanto a determinação da eficiência ou potência de saída de painéis solares por métodos analíticos são aplicáveis a qualquer célula ou módulo fotovoltaico, independentemente de tecnologia ou fabricante, se faz necessário o conhecimento de inúmeras variáveis de projeto, por

exemplo, corrente de curto-circuito e circuito aberto do módulo, corrente de saturação, resistência série e paralela de cada célula, entre outras. Por outro lado, os métodos estatísticos não são aplicáveis genericamente a qualquer modelo ou tecnologia de painel, por necessitarem, a cada um(a), exaustivos testes e uma base de dados com bons índices de correlação para determinação dos parâmetros de regressão. Skoplaki e Palyvos (2009) realizaram uma extensa revisão bibliográfica sobre os métodos existentes para determinação da eficiência e potência de saída de painéis solares através de métodos aproximados, analíticos e estatísticos.

Menicucci e Fernandez (1988), Al-Sabounchi (1998), Marion (2002) e Fuentes et al. (2007) propõem equações semelhantes e aproximadas para determinação da máxima potência entregue por módulos solares em que as únicas variáveis de entradas são os valores de radiação e temperatura instantânea comparados com testes realizados nas condições padrões (STC). Segundo os autores a relação entre as variáveis é dada por

$$P_{MAX} = P_{STC} \cdot \frac{G}{G_{STC}} \cdot [1 - \gamma \cdot (T - T_{STC})] \quad (2)$$

em que  $P_{STC}$  é a potência máxima, em watts, gerada pelo módulo quando submetido à radiação  $G_{STC}$  e temperatura do módulo  $T_{STC}$  padrão do teste STC<sup>1</sup>.

O fator de correção de temperatura para potência é representado por  $\gamma$  e admitido entre o intervalo  $-0,005 \text{ } ^\circ\text{C}^{-1}$  a  $-0,003 \text{ } ^\circ\text{C}^{-1}$  (MENICUCCI; FERNANDEZ, 1988; FUENTES et al., 2007). As variáveis da equação são a temperatura instantânea do módulo  $T$  ( $^\circ\text{C}$ ) e a irradiação no plano inclinado  $G$  ( $\text{W}/\text{m}^2$ ). A máxima potência gerada pelo módulo ( $P_{STC}$ ) é, comumente, igual à potência nominal anunciada pelos fabricantes e consta na folha de dados do produto. O fator de correção de temperatura para a potência ( $\gamma$ ) também é comumente encontrado na folha de dados.

Neste estudo, os valores máximos de potência de saída dos geradores fotovoltaicos são obtidos através da equação 2 e empregados para caracterizar a restrição de máxima potência gerada de cada gerador fotovoltaico presente no sistema. Esta variável é caracterizada como função da irradiação solar, a temperatura ambiente, ambos avaliados em cada período de tempo, e dos parâmetros  $P_{STC}$  e  $\gamma$  dos módulos solares.

---

<sup>1</sup>As condições padrões de teste, ou Standard Test Conditions, são descritas na literatura por estabelecer temperatura de  $25 \text{ } ^\circ\text{C}$  no módulo, irradiação constante de  $1000 \text{ W}/\text{m}^2$  e espectro solar classe AM 1.5.

### 2.1.3 Geradores hidrelétricos

As pequenas centrais hidrelétricas foram os primeiros empreendimentos a gerar eletricidade com potência suficiente para iluminar uma cidade a um baixo custo operacional. Inicialmente, destinadas exclusivamente à iluminação pública e doméstica, serviços de utilidade pública, como o transporte de pessoas e pequenas máquinas motrizes industriais, estas usinas impulsionaram a economia brasileira entre o final do século XIX e início do século XX. No entanto, o crescente processo de industrialização e o aumento da concentração populacional em centros urbanos pôs fim à era das pequenas centrais hidrelétricas, sendo inevitável a construção de grandes empreendimentos para atender ao aumento de carga instalada no país.

Atualmente as micro centrais hidrelétricas são fontes alternativas à geração convencional e contribuem para a disponibilidade de energia, em nível de distribuição, de forma descentralizada durante situações emergenciais.

#### Capacidade de conversão de energia

A potência hidráulica útil que é naturalmente liberada quando a água escoar através de um desnível topográfico é dada, em watts, por

$$P_u = \rho \cdot g \cdot H_L \cdot Q \cdot \eta \quad (3)$$

em que  $\rho$  é a massa específica da água em ( $\text{kg}/\text{m}^3$ ),  $g$  a aceleração da gravidade local ( $\text{m}/\text{s}^2$ ),  $H_L$  representa a altura líquida da queda d'água (m), ou seja, a altura bruta descontadas as perdas hidráulicas nos condutos de adução devido a rugosidade, curvas, válvulas e ao acoplamento de tubos de diferentes diâmetros,  $Q$  a vazão de água ( $\text{m}^3/\text{s}$ ) e  $\eta$  é o rendimento global da conversão hidráulica.

O rendimento da conversão hidráulica depende exclusivamente do modelo da turbina e seu comportamento hidrodinâmico. Em geral, as turbinas de reação, tais como as do tipo Kaplan e Francis possuem valores de máximo rendimento superiores àqueles encontrados nas turbinas de impulso (Pelton). A associação europeia de pequenas fontes hidráulicas publicou, em 2004, um guia contendo os rendimentos mais comuns para as pequenas turbinas assim como sua variação em função da vazão que flui através de suas pás (European Small Hydropower Association - ESHA, 2004). Na tabela 2 e na figura 5 são ilustrados os valores máximos de eficiência encontrados em pequenas turbinas e sua respectiva variação (normalizada) em função da vazão que flui através das pás.

**Tabela 2** - Máxima eficiência de pequenas turbinas hidráulicas.

Modelo da turbina	Máxima eficiência (%)
Hélice	91
Kaplan	93
Francis	94
Pelton	89
Turgo	85

Fonte: Adaptado de [ESHA \(2004\)](#).

Como pode ser observado na figura 5, o rendimento em todos os modelos de turbina diminui com a redução da vazão, no entanto, cada tipo em particular necessita de um volume mínimo de água para se manter em funcionamento. Na tabela 3 são ilustrados os níveis mínimos de vazão para garantir a continuidade da operação das micro e pequenas centrais hidrelétricas.

**Tabela 3** - Vazão mínima para continuidade da operação.

Modelo da turbina	Vazão mínima (%)
Hélice	75
Kaplan	15
Francis	50
Pelton	10
Turgo	20

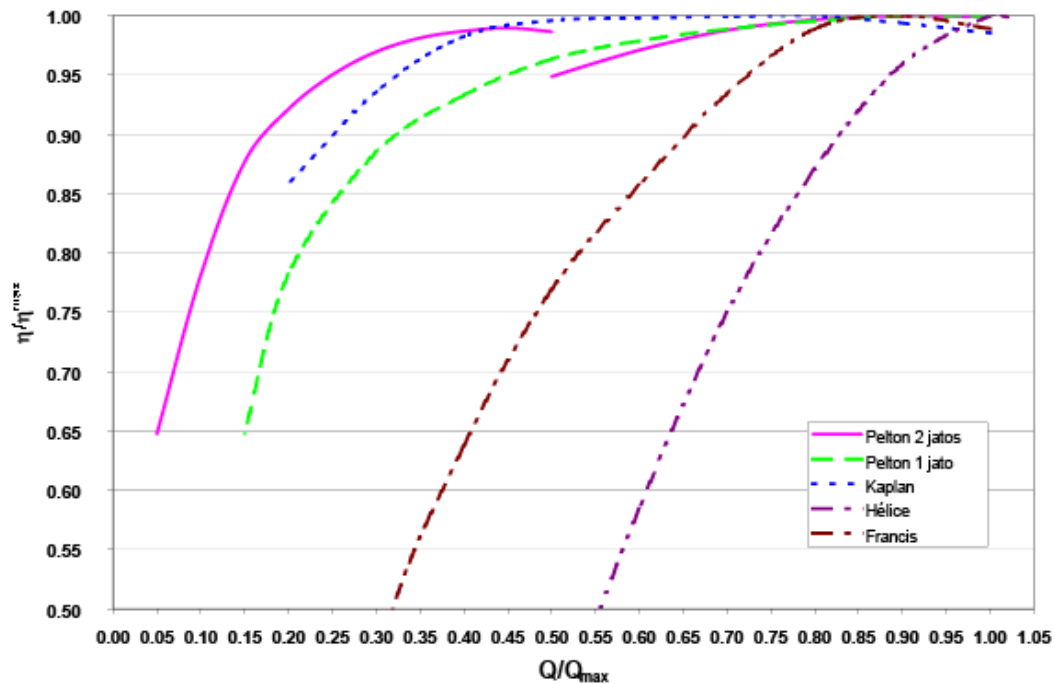
Fonte: Adaptado de [ESHA \(2004\)](#).

No desenvolvimento deste trabalho, a equação 3 será utilizada para estimar a potência máxima de saída dos geradores hidráulicos. A figura 5 em conjunto com a tabela 2 será empregada para realizar o cálculo do rendimento das turbinas hidráulicas. A tabela 3 será utilizada para determinar, através da equação 3, a restrição de mínima potência gerada.

## 2.1.4 Geradores termelétricos

Os geradores termelétricos, em conjunto com as pequenas centrais hidrelétricas, foram os primeiros sistemas a gerar eletricidade destinada à iluminação e ao transporte público no país. Ainda hoje, as centrais termelétricas são amplamente empregadas, tanto nos sistemas de transmissão quanto nos sistemas de distribuição. Em nível de transmissão são empregadas para produção de eletricidade em sistemas isolados ou como fonte segura e complementar à geração hidráulica, base de nosso parque energético. Nos sistemas de distribuição, estes geradores são empregados para geração própria em substituição à compra de eletricidade da concessionária

**Figura 5** - Variação da máxima eficiência de pequenas turbinas hidráulicas.



Fonte: Adaptado de [ESHA \(2004\)](#).

de energia, nos casos que os custos de investimentos e geração são recuperados em curto prazo, geralmente em horários de pico, ou para backup de unidades consumidores especiais, caso o sistema de distribuição sofra um desligamento não programado.

No entanto, o desenvolvimento de pequenos geradores movidos a microturbinas a gás e combinados com geração de calor ou frio, conhecidos internacionalmente por “Combined Heat and Power” (CHP) ou “Combined Cooling, Heat and Power” (CCHP), aumentam a eficiência global do processo de 20% para algo em torno de 80% e, muito provavelmente, serão amplamente empregados em países que necessitam de contínua geração de calor ou calor e frio. Disponíveis em uma ampla faixa de potência, estas microturbinas podem ser usadas tanto em unidades residenciais, com potências entre 1 e 5 kW, quanto industriais, com potências entre 30 kW e 1 MW.

O conjunto destes pequenos geradores dispersos ao longo das redes de distribuição pode ser considerado como uma grande fonte de energia de reserva pelas concessionárias, e, possivelmente, empregada como suporte em situações emergenciais.



### 2.1.5 A GD e a restauração de redes

A introdução da geração em pequena escala nos sistemas convencionais de distribuição exigiu o desenvolvimento de especificações técnicas mínimas para que os geradores fossem conectados com segurança à rede. As primeiras especificações surgiram em meados dos anos 2000. No entanto, a discussão sobre o processos de conexão, desconexão, reconexão automática e ilhamento (intencional e não intencional) de geradores distribuídos ainda são assuntos debatidos na atualidade.

O marco normativo técnico ocorreu com a introdução da norma internacional IEEE *Std. 1547 - IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems* (INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS - IEEE, 2003) . Esta norma introduziu as diretrizes para conexões de geradores distribuídos na rede de forma a garantir segurança e estabilidade para os sistemas de potência de média tensão. Os principais requisitos estabelecidos referentes à segurança estão relacionados a:

- **Energização não advertida:** Um gerador distribuído não deve energizar automaticamente uma área do sistema de potência caso esta se encontre desenergizada;
- **Faltas no sistema:** Um gerador distribuído deve cessar o fornecimento ao sistema em caso de ocorrência de uma falta no circuito o qual está conectado;
- **Reconexão ao sistema:** O sistema de interconexão do gerador distribuído à rede deve incluir um ajuste de retardo de tempo para possibilitar sua reconexão em até cinco minutos após a tensão e frequência, em regime permanente, estiverem em faixas aceitáveis;
- **Ilhamento não intencional:** O sistema de interconexão do gerador distribuído deve detectar o ilhamento e cessar o fornecimento ao sistema de potência em até dois segundos após a formação de uma ilha.

No mesmo sentido, a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL define, como regra geral, que o acessante de geração distribuída:

*“deve ajustar suas proteções de maneira a desfazer o paralelismo caso ocorra desligamento (da rede), antes da subsequente tentativa de religamento”* (ANEEL, 2014)

Adicionalmente, a Companhia Paranaense de Energia Elétrica - COPEL, uma distribuidora de grande porte, estabelece que:

*“a proteção anti-ilhamento deve desconectar o gerador da rede, sem qualquer retardo intencional, em caso de falta de tensão oriunda da rede de distribuição. O gerador não poderá injetar energia na rede se esta não estiver com sua tensão adequada em todas as fases. O circuito de sincronismo do gerador só deve permitir nova sincronização num tempo de retardo ajustável nos relés de proteção, contado após o retorno de tensão oriunda da rede de distribuição. Para este valor de retardo, é sugerido um valor superior a 2 minutos, ficando a cargo do engenheiro projetista a sua adoção ou valores diferentes que sejam estudados para cada caso de conexão” (COPEL, 2013);*

Portanto, este trabalho se mantém alinhado com a tendência do setor e em conformidade com os regulamentos apresentados. Desta forma, os geradores distribuídos serão considerados desconectados da rede imediatamente após a ocorrência de uma falta no alimentador no qual estão conectados, e, em seguida, aqueles presentes nas seções não envolvidas diretamente com a falta serão automaticamente reconectados (após alguns minutos) e contribuirão no processo restaurativo, garantindo incremento de potência aos alimentadores. No entanto, os geradores presentes nas seções diretamente envolvida com a falta e/ou conectados em seções à jusante destas (e sem fornecimento) permanecerão fora de operação até que a tensão em seu ponto de conexão seja restabelecida.

Os geradores localizados à jusante da falta também poderão contribuir para o processo de restabelecimento do sistema por meio do ilhamento intencional de parte do sistema de distribuição, se conveniente. Neste caso, os geradores serão solicitados à entrada em operação por meio do centro de operação da distribuição constituindo, ou não, microrredes. O conceito de microrrede consiste na formação de pequenos sistemas elétricos, alimentado por mais de uma unidade de geração, com a finalidade de suprir de forma independente do sistema de distribuição, um determinado bloco de carga.

O processo de recomposição por meio de microrredes pode ser realizado através de uma das duas principais filosofias amplamente difundidas, a filosofia “build-up” ou “build-down” (ADIBI; FINK, 1994; FINK; LIOU; LIU, 1995). A filosofia de restabelecimento “build-down” é baseada na reenergização de corredores de restabelecimento por meio de geradores com capacidade de “black-start” em um primeiro momento, e, em seguida, o restabelecimento passo-a-passo de cargas e demais unidades geradoras. Diferentemente, a filosofia “build-up” é norteadada pelo seccionamento do sistema de potência em diversos subsistemas, seguida da reconexão dos geradores com capacidade de “black-start”, reconexão dos demais unidades de geração, reconexão das cargas, e, por fim, sincronização de todos os subsistemas.

Para os sistemas de distribuição, compostos basicamente de circuitos de topologia radial, não é possível desassociar a energização da rede e das cargas, e, portanto, a estratégia “build-up” se torna impraticável. Outro ponto desfavorável, que corrobora para sua não utilização

em sistemas de distribuição, é a necessidade de existência de diversos pontos de verificação de sincronismo na rede. Esta exigência implica em investimentos adicionais em equipamentos e, conseqüentemente, uma possível redução da modicidade tarifária. Portanto, neste trabalho foi adotado o processo “build-down” durante o restabelecimento de seções por meio do ilhamento intencional ou formação de microrredes. Na seção 6.3 deste trabalho a estratégia de reconexão da GD durante o processo de restabelecimento adotada por este trabalho é descrita em detalhes.

## 2.2 AS CARGAS

Os sistemas de distribuição, diferentemente dos sistemas de transmissão, estão diretamente conectados aos usuários finais da energia elétrica, e, como consequência, a dinâmica do uso da energia de suas cargas influenciam diretamente nas decisões relacionadas com o planejamento da operação e operação em tempo real do sistema. A caracterização do comportamento das cargas em um sistema de distribuição é realizado, basicamente, por meio de duas técnicas de agrupamento: por dispositivos ou por classes de consumo. Ambas formas de caracterização são úteis para o planejamento e/ou operação dos sistemas de distribuição, porém, com diferentes abordagens. Enquanto a caracterização por dispositivos é útil para compreender os efeitos transitórios ou permanentes de cada equipamento sobre condições específicas, a caracterização por classe de consumo é apropriada para avaliar o comportamento de uma única, ou um conjunto de cargas, ao longo de longos períodos (horas, dias ou meses). Na tabela 4 são ilustrados alguns exemplos de ambas as metodologias de classificação das cargas.

**Tabela 4** - Exemplos de caracterização das cargas por dispositivos e por classe de usuários.

Caracterização por dispositivos	Caracterização por classes de consumo
Motores de indução	Residencial até 100kWh, de 100 a 200kWh, etc
Lâmpadas sódio, mercúrio, etc	Comercial até 300kWh, de 300 a 500kWh, etc
Aquecimento/refrigeração	Industrial até 500kWh, de 500 a 1000kWh, etc
Equipamentos eletrônicos	Iluminação pública

Fonte: do próprio autor.

Para o problema de restauração de redes, por sua característica não transitória, a caracterização das cargas através de classes de consumo representadas por meio de curvas de carga com períodos de amostragem de 15, 30 ou 60 minutos é mais interessante. Estas curvas são facilmente estimadas através de técnicas consolidadas, como, por exemplo, baseadas em métodos estatísticos auto regressivos, lógica fuzzy ou redes neurais (LIU et al., 1996). No entanto, os novos e modernos sistemas de medição, contendo os denominados “smart meters”, com possi-

bilidade de medição em tempo real e grande capacidade de armazenamento, poderão contribuir, ou até mesmo substituir, a metodologia de previsão de carga desenvolvida até os dias atuais, calculada através do histórico de consumo.

A possibilidade de obter dados e realizar o processamento em tempo real têm motivado o meio acadêmico nas áreas de engenharia de “softwares” relacionadas à gestão de energia e a indústria de produtos eletroeletrônicos. Se por um lado, aqueles dedicados ao desenvolvimento de “softwares” idealizam como será a rede em cinco ou dez anos e o comportamento das cargas neste horizonte. Por outro, a indústria desenvolve, a cada ano, produtos com maior capacidade de interoperabilidade. Os promissores “smart appliances” são equipamentos de uso doméstico ou comercial, tais como aquecedores, condicionadores de ar, máquinas de lavar, impressoras, entre outros, com grande capacidade de gestão de energia e comunicação com outros sistemas, isto é, com habilidade de reduzir, aumentar ou até mesmo interromper o uso de energia elétrica durante seu ciclo de funcionamento (WANG; ZHANG; ZHOU, 2016).

Para reduzir os investimentos em geração, transmissão e distribuição ou auxiliar em situações emergenciais, os governos e entidades governamentais competentes desenvolveram (e ainda desenvolvem) programas específicos de controle de demanda (FEDERAL ENERGY REGULATORY COMMISSION - FERC, 2012). O desafio agora é inserir o conceito de “smart appliances” nos programas de redução de demanda. Um consenso ainda não foi estabelecido no meio acadêmico ou indústria e muitos autores ainda imaginam como seria um sistema inteligente de distribuição de energia elétrica e como estas cargas seriam consideradas (e controladas) nestes sistemas (IPAKCHI; ALBUYEH, 2009; FAN; BORLASE, 2009; COLLIER, 2010). No entanto, aos poucos, um consenso está sendo formado: não haverá uma comunicação direta entre as empresas de distribuição ou serviços e os equipamentos inteligentes em funcionamento, toda comunicação será realizada através de um sistema de gerenciamento de energia localizado em cada consumidor, integrado, ou não, ao medidor eletrônico.

Para contemplar os prováveis avanços sobre o gerenciamento de energia este estudo inclui em sua formulação programas de controle de demanda. Estes programas são apresentados na seção 2.2.1. Adicionalmente, o efeito de perda de diversidade de sistemas de refrigeração e aquecimento são considerados. Na seção 2.2.2 é apresentado e modelado o comportamento das cargas controladas termostaticamente.

### **2.2.1 Programas de controle de demanda**

Conhecidos internacionalmente como “Demand Response Programs”, os programas de controle de demanda foram desenvolvidos por empresas controladoras de sistemas elétricos

de potência e entidades governamentais para reduzir o carregamento de suas redes em determinadas condições. Estes programas possuem inúmeros benefícios técnicos e econômicos para os sistemas de potência e seus usuários, como, por exemplo, possibilitam a redução dos investimentos em geração, transmissão e distribuição em longo prazo e conseqüente redução dos custos da energia elétrica, fomentam o desenvolvimento de novas tecnologias na área de gerenciamento de energia e garantem o desenvolvimento de novos serviços associados à venda de energia elétrica. Entretanto, um dos principais benefícios dos programas de controle de demanda é o aumento da confiabilidade dos sistemas de energia elétrica (NORTH AMERICAN ELECTRIC RELIABILITY CORPORATION- NERC, 2012).

A “Federal Energy Regulatory Commission” (FERC), entidade que regula e monitora o setor energético em âmbito federal dos Estados Unidos, divide os programas de controle de demanda em duas categorias: programas baseados em incentivos e baseados em tarifas horárias (FERC, 2006). Os programas baseados em incentivos ainda são subdivididos em cinco diferentes subprogramas:

**Programas de controle direto de carga:** São programas em que a concessionária de distribuição (ou o operador do sistema) desliga remotamente uma parcela dos equipamentos conectados à rede de um ou mais consumidores em troca de pagamento aos consumidores ou crédito na fatura de energia elétrica. Os programas de Controle Direto de Carga (CDC) geralmente entram em operação em situações de pico de demanda, por curto período, para aumentar a confiabilidade ou lidar com possíveis contingências no sistema. Condicionadores de ar e aquecedores de água são os principais eletroeletrônicos controlados por este programa.

**Programas com tarifa de interrupção:** Os consumidores cadastrados em programas com tarifas de interrupção recebem um desconto nas tarifas (ou crédito na fatura) por concordarem em reduzir sua demanda durante contingências no sistema. Caso não a reduzam, estes consumidores são penalizados. Estes programas geralmente são oferecidos apenas a grandes consumidores <sup>2</sup>, com tarifas e quantidade de demanda a ser retirada do sistema pré-definida através de contratos bilaterais com anuência dos órgãos reguladores. Comumente as concessionárias notificam os consumidores cadastrados em 30 a 60 minutos de antecedência antes de seu desligamento. O número máximo de interrupções ou tempo de interrupções é limitado e previsto em contrato.

**Programas de redução emergencial:** Estes programas preveem um incentivo aos consumidores que reduzirem a demanda durante situações emergenciais. No entanto, a redução

---

<sup>2</sup>Não há um consenso para definição de consumidores de grande porte. No estado da Califórnia são considerados consumidores de grande porte aqueles com demandas maiores que 200 kW, para a American Electric Power's - AEP aqueles com carga superior a 3MW, em Ohio.

é voluntária. Os consumidores podem optar por abrir mão do pagamento e não diminuir sua demanda quando notificados. Se optarem por manter seu consumo regular estes não são penalizados.

**Programas de oferta de capacidade:** Os consumidores inscritos nos programas de oferta de capacidade se comprometem a reduzir sua demanda a níveis preestabelecidos quando surgirem contingências no sistema de distribuição, estando sujeitos a penalidades caso não a reduzam. Estes programas podem ser vistos como uma forma de seguro para o sistema de distribuição e, assim como acontece com os seguros, os consumidores recebem um pagamento mensal, trimestral ou anual por oferecer a disponibilidade de redução de carga e um prêmio em caso de uso.

**Programas de licitação/recompra:** Um dos mais novos tipos de programas baseados em incentivos para a redução de carga são os programas de licitação/recompra de demanda. Os programas de licitação/recompra incentivam grandes clientes a oferecerem reduções de carga a um preço em que eles estão dispostos a reduzir ou identificar a quantidade de carga que eles estariam dispostos a reduzir a preços publicados. Se as propostas de redução de demanda de seus clientes são mais baratas que as opções de fornecimento de energia por meio de fontes convencionais, as empresas de distribuição podem emitir cortes de carga e estes clientes são obrigados a reduzir seu consumo. Estes programas são atraentes a clientes com consumo variável. Estes consumidores possuem a opção de manterem-se com a tarifa fixa e a possibilidade de rentabilidade no caso de redução carga, principalmente quando os preços estão elevados.

**Serviços ancilares:** O último programa de controle de demanda baseado em incentivo é o de serviços ancilares. Os programas de serviços ancilares permitem que os clientes ofertem cortes de carga no mercado como reserva operacional. Se seu corte de carga é necessário, o operador do sistema solicita-lhes a reduzir a demanda e são remunerados com o preço da energia do mercado.

Os demais programas de controle de demanda, ou seja, aqueles baseados em tarifas horárias, fundamentam-se na determinação de distintos preços para os diferentes postos horários. Basicamente existem três modalidades: baseadas em tarifas para os horários de ponta e fora de ponta, tarifas de pico crítico e tarifas em tempo real. Na figura 6 são apresentadas as três principais formas de tarifação da energia elétrica.

Ambas as categorias de programas de controle de carga, tanto a baseada em incentivos, quanto a baseada na diferenciação das tarifas em cada posto horário, são efetivas para a redução de demanda de um sistema de distribuição. No entanto, nem todas as modalidades de redução de carga são aplicáveis em situações de emergência, em que há a necessidade de corte imediato

**Figura 6** - Comparação entre as três principais modalidades de controle de demanda baseados em tarifas horárias de energia. (a) tarifas para os horários de ponta e fora de ponta; (b) tarifas de pico crítico; (c) tarifas em tempo real.



Fonte: Adaptado de Federal Energy Regulatory Commission- FERC(2006).

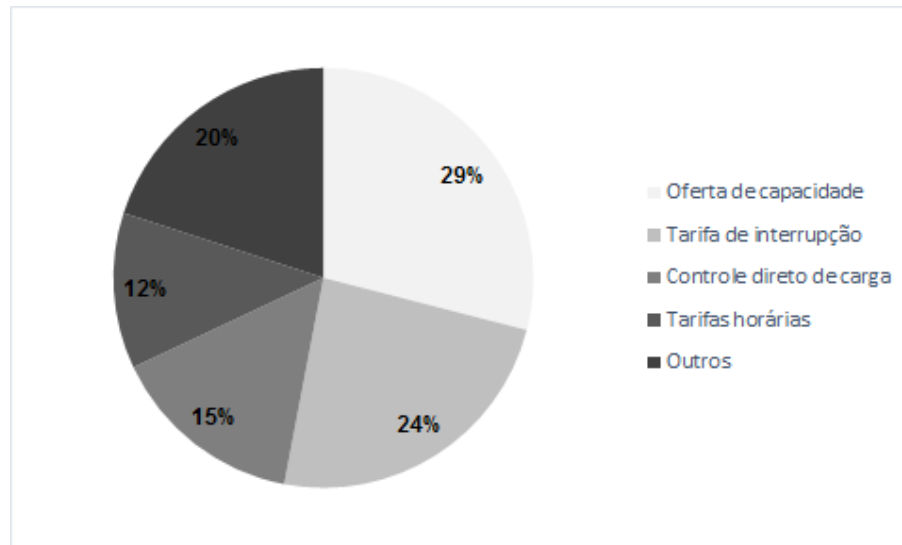
de carga. Por exemplo, os programas baseados em diferenciação tarifária fazem parte de um processo envolvendo variáveis políticas, técnicas e operacionais. Por fim, após uma ampla discussão entre os agentes, uma estrutura tarifária é adotada pelos órgãos reguladores com a anuência das entidades governamentais competentes. Estes programas representam medidas de longo prazo, inseridas no contexto de planejamento energético e não de operação em tempo real.

Os programas baseados em incentivos são mais interessantes do ponto de vista emergencial, e, por este motivo, mais ofertados pelas concessionárias dos EUA. Na figura 7 são comparados os percentuais entre os programas de redução de demanda oferecidos pelas concessionárias de energia elétrica a seus consumidores nos EUA no ano de 2012.

O programa de redução emergencial, devido ao seu caráter voluntário, não traz segurança na redução de consumo, e, portanto, dificulta sua utilização no problema de restauração. Os programas de licitação/recompra e serviços ancilares envolvem mercado e, conseqüentemente, não são adequados para a operação em tempo real. Desta forma, os únicos programas de controle de carga com possibilidade de aplicação durante uma eventual interrupção não programada, auxiliando o restabelecimento da rede e garantindo maior margem de segurança aos operadores, são: controle direto de carga, tarifas de interrupção e oferta de capacidade. No Brasil, até a presente data, não são aplicados outros programas de resposta à demanda, além da diferenciação tarifária nos postos horários de maior demanda.

No modelo matemático apresentado no capítulo 5 serão considerados os programas mais difundidos entre as distribuidoras norte-americanas, isto é, os programas de controle direto de carga, tarifa de interrupção e oferta de capacidade.

**Figura 7** - Número de programas de redução de demanda baseados em incentivo oferecidos pelas concessionárias de energia elétrica aos seus consumidores nos EUA.



Fonte: Adaptado de FERC(2012).

### 2.2.2 Cargas de refrigeração e aquecimento

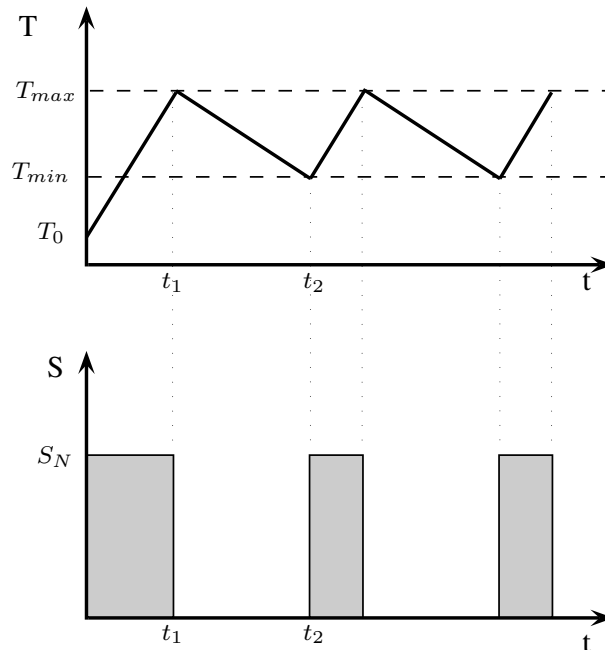
Os sistemas de refrigeração e aquecimento, destinados ao controle de temperatura ambiente ou processos industriais, possuem características semelhantes com relação a sua forma de operação. Imediatamente após sua conexão à rede elétrica, permanecem em funcionamento até que a temperatura de operação seja atingida, e, em seguida, o ciclo termostático é iniciado. O ciclo termostático é caracterizado pela alternância entre períodos com e sem intervenção no sistema térmico. Na figura 8 é ilustrado o comportamento térmico e a potência elétrica despendida no processo de aquecimento. O processo é iniciado à temperatura  $T_0$  e eleva-se a  $T_{max}$  decorrente do fornecimento da potência  $S_N$  ao sistema controlado. Posteriormente, no instante que a temperatura  $T_{max}$  é atingida, deixa-se de intervir no sistema e a temperatura decai naturalmente a  $T_{min}$ . No instante  $t_2$  o controle volta a ser acionado. Neste instante diz-se que o processo inicia seu ciclo termostático.

Caso nenhuma anormalidade ocorra, o comportamento cíclico descrito pela figura 8 permanecerá indefinidamente alternando entre os períodos em funcionamento e períodos desligados. No entanto, este comportamento não é perceptível através da análise de curvas de carga de alimentadores de sistemas de distribuição.

As curvas de carga dos alimentadores agregam, além das cargas de aquecimento e resfriamento, cargas não dependentes da temperatura. Entretanto, após interrupções sustentadas no



**Figura 8** - Comportamento da operação de uma carga de aquecimento controlada termostaticamente.



Fonte: do próprio autor.

fornecimento (vários minutos a horas) ocorre a perda de diversidade das cargas cíclicas e a corrente dos circuitos atingem valores elevados com durações que podem variar desde alguns minutos até várias horas. Este fenômeno é internacionalmente conhecido como “Cold Load Pick-Up” (CLPU) ou “Hot Load Pick-Up” (HLPU). O efeito da perda de diversidade em um alimentador de distribuição após uma interrupção é apresentado na figura 9.

Os efeitos do CLPU foram estudados por diversos autores e modelados como uma função com duas componentes, uma constante, que representa a carga nominal do sistema, e outra variável, que representa o incremento de carga devido à perda de diversidade (KUMAR; GUPTA; GUPTA, 2006). Na equação 4 é descrito o modelo da variação da potência ativa para um conjunto de cargas contendo cargas cíclicas após uma interrupção não programada. Na figura 10 é apresentado um exemplo de aplicação deste modelo.

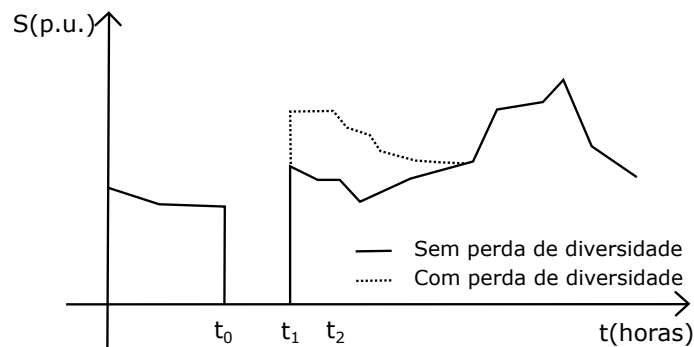
$$P(t) = SU \cdot [1 - u(t - T2)] \cdot u(t - T1) + [SD + (SU - SD) \cdot e^{-\alpha(t - T2)}] \cdot u(t - T2) \quad (4)$$

em que

SD: Demanda diversificada do conjunto de cargas no período;

SU: Demanda não diversificada do conjunto de cargas no período;

**Figura 9** - Efeito da perda de diversidade das cargas cíclicas em um alimentador de distribuição após uma interrupção em  $t_0$  e restabelecimento em  $t_1$ .



Fonte: do próprio autor.

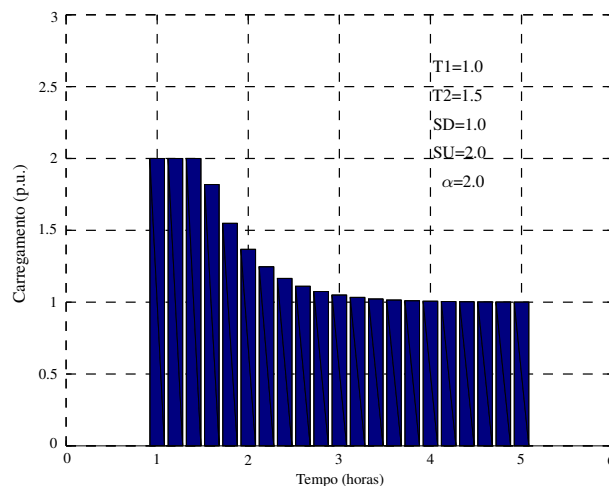
T1: Instante de tempo em que as cargas foram restabelecidas;

T2: Instante de tempo em que o conjunto inicia o ciclo termostático;

$\alpha$ : Taxa de decaimento exponencial da condição de CPLU;

$u(x)$ : Função passo unitário, tal que,  $u(x \geq 0) = 1$  e  $u(x < 0) = 0$ .

**Figura 10** - Exemplo de aplicação do modelo descrito pela equação 4.



Fonte: do próprio autor.

Na equação 4, o primeiro termo representa a perda de diversidade das cargas durante o período de tempo compreendido entre T1 e T2. O segundo termo, reflete a retomada da diversidade com decaimento exponencial por meio do coeficiente  $\alpha$ .

Realizando a normalização da equação 4 com relação à SD, obtém-se uma redução do número de variáveis da equação sem perda de generalidade. Portanto, a potência de um sistema

de distribuição, após uma interrupção não programada, também pode ser representada pela equação 5.

$$P(t) = \{\chi \cdot [1 - u(t - T2)] \cdot u(t - T1) + [1 + (\chi - 1) \cdot e^{-\alpha(t-T2)}] \cdot u(t - T2)\} \cdot SD(t) \quad (5)$$

em que  $\chi$  representa a relação  $SU/SD$ , ou ainda, a taxa de incremento no carregamento da rede devido à presença de cargas com comportamento cíclico. Este parâmetro deve assumir valores reais maiores que a unidade, por exemplo, se  $\chi$  é 1.6, indica que a carga será incrementada em 60% com relação ao seu valor nominal durante a perda de diversidade.

Realizando a seguinte manipulação matemática  $T2 = \Delta t + T1$  e substituindo na equação 5, tem-se

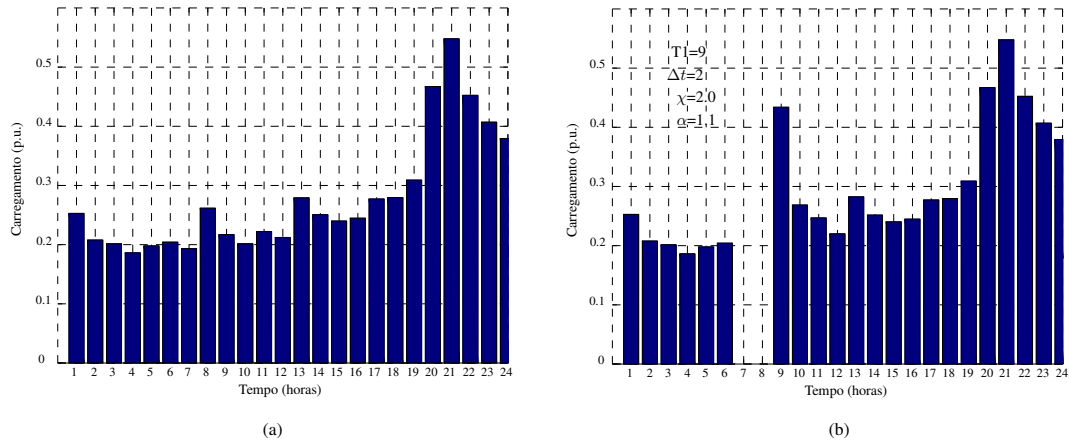
$$P(t) = \{\chi \cdot [1 - u(t - \Delta t - T1)] \cdot u(t - T1) + [1 + (\chi - 1) \cdot e^{-\alpha(t-\Delta t-T1)}] \cdot u(t - \Delta t - T1)\} \cdot SD(t) \quad (6)$$

em que  $\Delta t$  representa a constante de tempo relacionada à perda de diversidade do conjunto de cargas. Portanto, a equação 6 permite estimar o incremento de potência de um conjunto de cargas qualquer a partir de três parâmetros ( $\chi$ ,  $\alpha$  e  $\Delta t$ ), a curva de carga  $SD(t)$  do conjunto e o horário de restabelecimento do sistema. Na figura 11 (a) é ilustrada a curva de carga de um transformador de distribuição que alimenta cargas tipicamente residenciais sem interrupção no fornecimento; em (b) a curva foi alterada de modo a considerar uma interrupção de duas horas no fornecimento (com início às 7 e restabelecimento às 9 horas). Os índices aplicados no modelo de carga foram  $T1 = 9$ ,  $\Delta t = 1$ ,  $\chi = 2$  e  $\alpha = 1.1$ . Na figura 12 é ilustrado apenas o incremento de potência devido a perda de diversidade do conjunto.

## 2.3 A OPERAÇÃO DOS SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

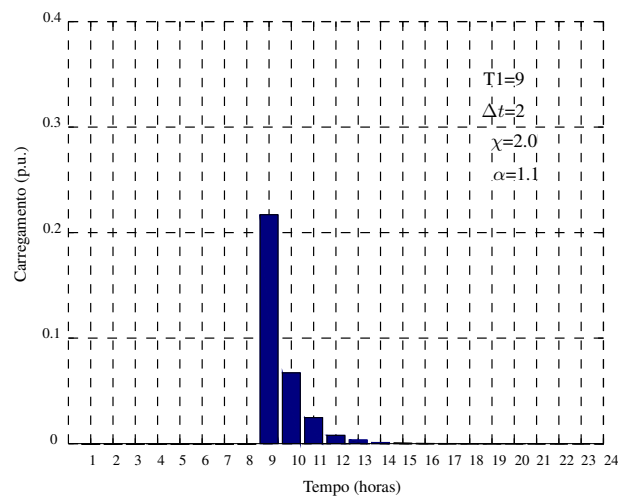
A operação de um sistema de distribuição de energia elétrica envolve basicamente três etapas: a pré-operação, a operação em tempo real e a pós-operação. Cada uma delas, independentemente, possui papel fundamental para o funcionamento dos sistemas elétricos de distribuição. Na primeira etapa realiza-se o planejamento operacional, na segunda executa-se o planejado e, por fim, na terceira avalia-se as não conformidades e serve como base de conhecimento para a primeira. Nas próximas subseções estas etapas são apresentadas com maiores detalhes.

**Figura 11** - Curvas de cargas de um transformador de 45kVA tipicamente residencial; (a) curva sem considerar interrupção no fornecimento; (b) curva de carga considerando uma interrupção de duas horas e modelo de CLPU.



Fonte: do próprio autor.

**Figura 12** - Incremento de potência devido a perda de diversidade (figura 11).



Fonte: do próprio autor.

### 2.3.1 Pré-operação

Durante a pré-operação são planejadas as manobras solicitadas pelas equipes de manutenção para atender atividades específicas, como, por exemplo, poda de árvores, execução de expansão de redes, conexão de novos consumidores, substituição de equipamentos, etc, assim como elaborados procedimentos e/ou instruções para recomposição de alimentadores, transformadores ou até mesmo subestações inteiras em caso de contingências.

Na Companhia energética de Brasília , por exemplo, são atribuições da pré-operação as seguintes atividades (COMPANHIA ENERGÉTICA DE BRASÍLIA- CEB, 2013):

- Receber documentos de solicitações de desligamento na rede de distribuição;
- Analisar solicitações de desligamentos na rede de distribuição;
- Estimar tempo efetivo de desligamento, incluindo tempo de serviços na rede e de manobras, para informar os consumidores atingidos;
- Preparar áreas que sofrerão interrupção no fornecimento de energia elétrica e encaminhar aviso de desligamento;
- Contatar consumidores prioritários, visando adequar os desligamentos, quando necessário;
- Elaborar plano de manobra;
- Revisar plano de manobra; e
- Gerenciar o cumprimento dos serviços.

### 2.3.2 Operação em tempo real

Na operação em tempo real são executadas rotineiramente as manobras planejadas para o período, e, em caso de contingências, os procedimentos e/ou instruções para recomposição do sistema são seguidos. Estas instruções são elaboradas na etapa anterior e são baseadas em estudos de fluxo de carga aplicados em diversas configurações da rede. Entretanto, em muitas situações não previstas durante a etapa de pré-operação, a experiência do operador é fundamental para a recomposição do sistema em tempo adequado.

A execução de grande parte das manobras dos equipamentos seccionáveis são realizadas a partir de centros de controle de distribuição (COD). Nestes centros, o estado de grande parte

das chaves instaladas na rede, assim como valores de corrente e tensão do sistema são continuamente monitorados pela equipe de operadores, e, diante de toda e qualquer anomalia no sistema deverá ser imediatamente restabelecido. A Nota técnica da Companhia Energética de Brasília (CEB) estabelece que

*“Após o isolamento do trecho com falha, o operador do COD deverá providenciar o restabelecimento do fornecimento aos demais consumidores afetados, desde que para tal, o tempo de execução da manobra não seja equivalente ao necessário para os trabalhos de perícia e reparo, ou ainda venham provocar interrupções em consumidores prioritários não envolvidos diretamente com a ocorrência” (COMPANHIA ENERGÉTICA DE BRASÍLIA - CEB, 2013).*

A segunda metade do texto citado, isto é, *“o tempo de execução da manobra não seja equivalente ao necessário para os trabalhos de perícia e reparo”*, indica que o tempo é fundamental para o estabelecimento do problema de restauração.

### **2.3.3 Pós-operação**

Os setores de pós-operação são responsáveis pela análise de ocorrências e perturbações no sistema de distribuição, assim como os cálculos e avaliação dos índices de desempenho segundo os critérios definidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL. O resultado da análise de ocorrências e perturbações no sistema serve de base de conhecimento para melhoria de procedimentos operacionais ou a novos estudos de recomposição.

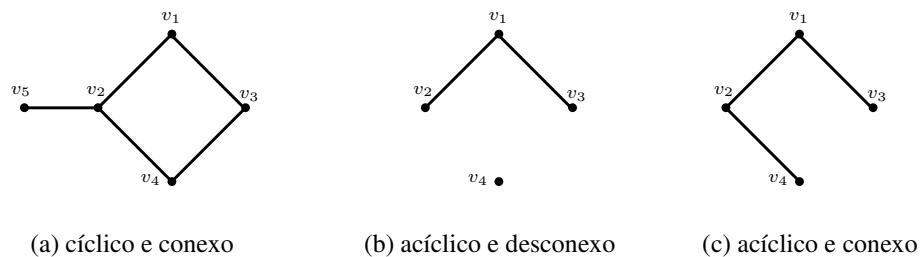
### 3 REPRESENTAÇÃO NÓ-PROFUNDIDADE

#### 3.1 INTRODUÇÃO

Os sistemas de distribuição de energia elétrica são compostos por um conjunto de equipamentos e componentes dedicados com a finalidade de transporte de energia e transformação do potencial elétrico a níveis próprios para o consumo. São exemplos de equipamentos de rede: barramentos de subestações, transformadores de força, banco de capacitores, reatores, condutores e suas estruturas de sustentação, chaves seccionadoras, religadores, seccionalizadores, geradores distribuídos, entre outros. Entretanto, embora um sistema de distribuição contenha diversos elementos, sua topologia pode ser representada matematicamente por meio de um conjunto de vértices  $V(G)$  e um conjunto de arestas  $E(G)$  através da teoria de grafos.

Um grafo qualquer  $G$  é simbolicamente denotado como  $G = (V, E)$  em que  $V$  é um conjunto não vazio de elementos denominados *vértices* e  $E$  um conjunto não vazio de *arestas*. Uma aresta é descrita como um par não ordenado  $(v_i, v_j)$  onde  $v_i$  e  $v_j$  pertencem a  $V$ . Na figura 13 são ilustrados alguns exemplos de grafos.

Figura 13 - Exemplos de grafos.



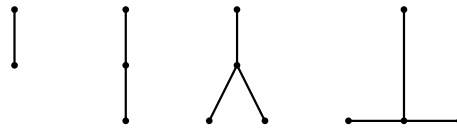
Fonte: do próprio autor.

Um *caminho* do grafo  $G$  é definido como a sequência de vértices  $v_1, \dots, v_i, \dots, v_n$ , tal que cada par  $(v_i, v_{i+1})$ , para  $1 \leq i < n - 1$ , é um elemento de  $E$ . Por definição, um caminho que não passa duas vezes pelo mesmo vértice é denominado *caminho simples*. Adicionalmente, se um caminho simples possui os vértices inicial  $v_1$  e final  $v_n$  iguais, este é denominado um *ciclo* e seu grafo de origem é denominado *cíclico*. Contrariamente, se um grafo  $G$  não possui ciclos é denominado *acíclico*. Na figura 13 (a) e (c) são ilustrados exemplos de grafos cíclico e acíclico.

O conceito de *árvore* é descrito na literatura por meio de grafo o qual não contém ciclos ou, em outras palavras, um grafo acíclico e conexo. Por definição, diz-se que um grafo  $G$  é conexo se, para qualquer par de vértices  $(v_i, v_j)$ , existe um caminho com extremos  $v_i$  e  $v_j$ . Na figura 13 (c) é ilustrado um exemplo de uma árvore.

Portanto, baseado nos conceitos apresentados, pode-se afirmar que um alimentador de um sistema de distribuição pode ser representado por meio de uma árvore  $F$ . Nesta representação, barramentos de subestações, transformadores de força, banco de capacitores, reatores, estruturas de sustentação e geradores distribuídos são representados matematicamente como vértices do grafo. Analogamente, condutores, chaves seccionadoras, religadores, seccionalizadores, entre outros componentes que conectam dois vértices adjacentes são denominados como arestas. Conseqüentemente, um sistema completo de distribuição pode ser representado pela união de um conjunto de árvores por meio de uma *floresta*. Uma floresta é um grafo não-conexo formado por subgrafos conexos. Na figura 14 é ilustrada uma floresta composta por quatro árvores.

**Figura 14** - Exemplo de uma floresta.



Fonte: do próprio autor.

A representação dos sistemas de distribuição por meio de grafos é conveniente pela abstração intuitiva da interpretação da rede e possibilidade de implementar algoritmos através de estruturas de dados destinados à manipulação de grafos. Nas próximas seções serão apresentados os conceitos de manipulação de grafos baseadas na representação nó-profundidade e seus operadores.

## 3.2 REPRESENTAÇÃO NÓ-PROFUNDIDADE

A representação nó-profundidade (RNP) foi desenvolvida por [Delbem et al. \(2004\)](#) com o objetivo de codificar de forma eficiente problemas grafo-orientados, isto é, aqueles cuja estrutura possa ser representada por arestas e vértices, sendo estes, por sua vez, organizados por meio de um grafo acíclico e conexo (árvore).

O conceito da RNP segundo os autores é simples e “*consiste, basicamente, em uma lista linear contendo os nós e suas respectivas profundidades*”. Esta lista é composta por pares  $(n_x; p_x)$ , onde  $n_x$  representa o nó da árvore e  $p_x$  sua profundidade. Em termos computacionais,

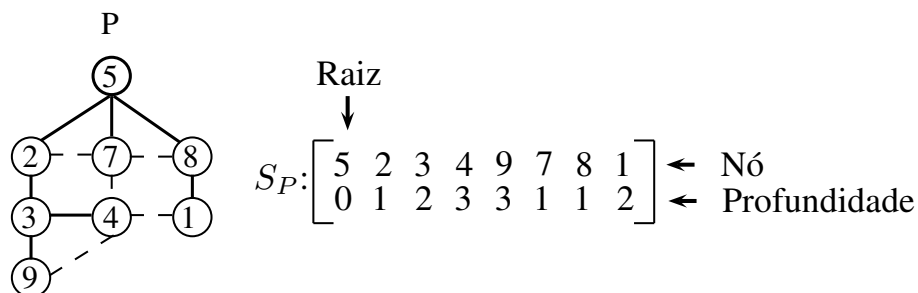


uma árvore qualquer pode ser representada através da RNP por meio de uma matriz  $2 \times n$ , onde  $n$  é o número de nós da árvore. Desta forma, cada par  $(n_x; p_x)$  é inserido em uma determinada coluna da matriz, sendo que os elementos  $n_x$  e  $p_x$  ocupam, respectivamente, a primeira e segunda linha da matriz. Para a RNP a ordem em que os pares são ordenados nesta matriz também é importante. Portanto, um algoritmo de busca em profundidade deve ser utilizado com a finalidade de organizar os pares  $(n_x; p_x)$ .

Para ilustrar a maneira com que uma árvore é armazenada na RNP, será realizada a análise do grafo presente na figura 15, cuja árvore geradora é representada pelas linhas sólidas. Inicialmente, o nó raiz de  $P$  é armazenado e a profundidade zero lhe é atribuída. Em seguida, um algoritmo de busca em profundidade é executado na árvore geradora e os nós e suas respectivas profundidades são armazenadas na tabela  $S_P$ .

Neste exemplo, o nó 5 do grafo  $P$  é adicionado à primeira coluna de  $S_P$  e a profundidade zero lhe é atribuída. Em seguida, o algoritmo de busca em profundidade adiciona o nó 2 à  $S_P$  e define sua profundidade igual a 1. A escolha do nó 2, em detrimento dos nós 7 e 8, está baseada no critério de mínimo índice, este critério sempre seleciona o nó com menor índice ao encontrar uma ramificação no grafo sob análise. Outros critérios podem ser adotados sem prejuízo da representação da topologia do grafo. Posteriormente, os nós 3 e 4 e suas profundidades são adicionadas à tabela. Neste momento, o algoritmo atinge um nó final do grafo, e, portanto, retorna a um nível anterior em busca de novos nós não visitados. Por fim, os demais nós são adicionados seguindo a mesma filosofia.

**Figura 15** - Exemplo de uma árvore e sua RNP.

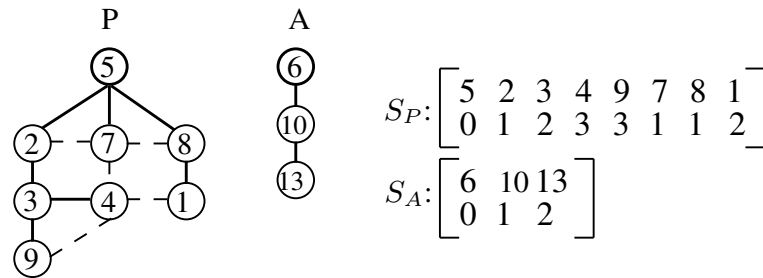


Fonte: do próprio autor.

O conceito de florestas também foi estabelecido pelos autores no contexto da RNP. Por definição, uma floresta “é um grafo o qual cada componente conectado é uma árvore”. Portanto, do ponto de vista da representação nó-profundidade, uma floresta é constituída “pela união das codificações de todas as árvores daquela floresta” (DELBEM et al., 2004). Na figura 16 é ilustrada uma floresta baseada na representação nó-profundidade. Neste caso, a floresta composta

pelas árvores  $P$  e  $A$  são representadas pela união das tabelas  $S_P$  e  $S_A$ . Neste caso, a estrutura de dados pode ser implementada computacionalmente por meio do uso de ponteiros e programação orientada a objetos.

**Figura 16** - Exemplo de uma floresta e sua RNP.



Fonte: do próprio autor.

Além da metodologia de representação, [Delbem et al. \(2004\)](#) desenvolveram dois operadores com a finalidade de gerar uma nova floresta  $F'$  a partir de uma floresta  $F$  existente, ambas pertencentes ao grafo  $G$ . Estes dois operadores, denominados como PAO (“Preserve Ancestor Operator”) e CAO (“Change Ancestor Operator”) por [Sanches \(2012\)](#), realizam operações similares e possuem como resultado a poda de uma árvore e a consequente transferência desta subárvore podada à outra árvore da floresta. A maior diferença entre ambos operadores está na escolha do nó raiz da subárvore podada. Nos itens [3.3](#) e [3.4](#) estes operadores são descritos em detalhes.

Adicionalmente, um novo operador foi desenvolvido neste trabalho e adicionado àqueles propostos por [Delbem et al. \(2004\)](#). Este novo operador, denominado de CUT, foi introduzido para adequar a técnica de otimização ao problema de restauração de redes de distribuição. O operador CUT é apresentado ao longo do item [3.5](#).

### 3.3 OPERADOR PAO

O operador PAO assume que dois nós adjacentes  $p$  e  $a$ , pertencentes a duas árvores distintas  $P$  e  $A$ , são previamente escolhidos <sup>1</sup>. Os nós  $p$  e  $a$  representam, respectivamente, o nó de poda da árvore  $P$  e o nó de uma árvore adjacente  $A$  a qual receberá uma subárvore podada de  $P$ . Os índices  $i_p$  e  $i_a$  e as profundidades  $p_p$  e  $p_a$ , referente aos nós  $p$  e  $a$ , também são consideradas conhecidas. Desta forma, o operador PAO pode ser descrito, sistematicamente, através dos

<sup>1</sup>Uma maneira computacionalmente eficiente para escolha dos nós  $p$  e  $a$  foi desenvolvida por [Delbem et al. \(2004\)](#) e não será transcrita neste trabalho.

seguintes passos:

1. Determinar os índices  $(i_p; i_l)$  da árvore  $P$ . O conjunto de nós entre, e inclusive, estes índices corresponde à uma subárvore enraizada no nó  $p$  pertencente à árvore  $P$ . O índice  $i_l$  é determinado pela busca ao longo da RPN de  $P$ , partindo da coluna  $i_p$  com com direção à última coluna da tabela, cuja profundidade seja necessariamente maior que  $p_p$ . A busca é interrompida caso seja encontrada uma profundidade menor ou igual a  $p_p$  ou o fim da tabela seja atingido.
2. Copiar o conteúdo entre, e inclusive, os índices  $(i_p; i_l)$  da árvore  $P$  para uma árvore temporária  $T$ . As profundidades dos nós da árvore temporária  $T$  devem ser atualizadas conforme a seguinte equação:  $p[j] = p[k] - p_p + p_a + 1$ , em que  $p[k]$  representa a profundidade do nó presente na coluna  $k$  da árvore  $P$ . O índice  $k$  varia de  $i_p$  à  $i_l$ . O símbolo  $p[j]$  representa a profundidade do elemento presente na coluna  $j$  da árvore  $T$ . Note que o índice  $j$  na tabela  $T$  satisfaz a equação  $j = k - i_p$ .
3. Construir uma nova árvore  $A'$  a partir da união das árvores  $A$  e  $T$ . A árvore  $T$  deve ser inserida na coluna  $i_a + 1$ .
4. Construir uma nova árvore  $P'$ , a partir da árvore  $P$ , porém excluí-se desta nova árvore  $P'$  os nós presentes em  $T$ .
5. Copiar a estrutura de dados da floresta  $F$  para  $F'$  substituindo as árvores  $P$  e  $A$  pelas árvores  $P'$  e  $A'$ .

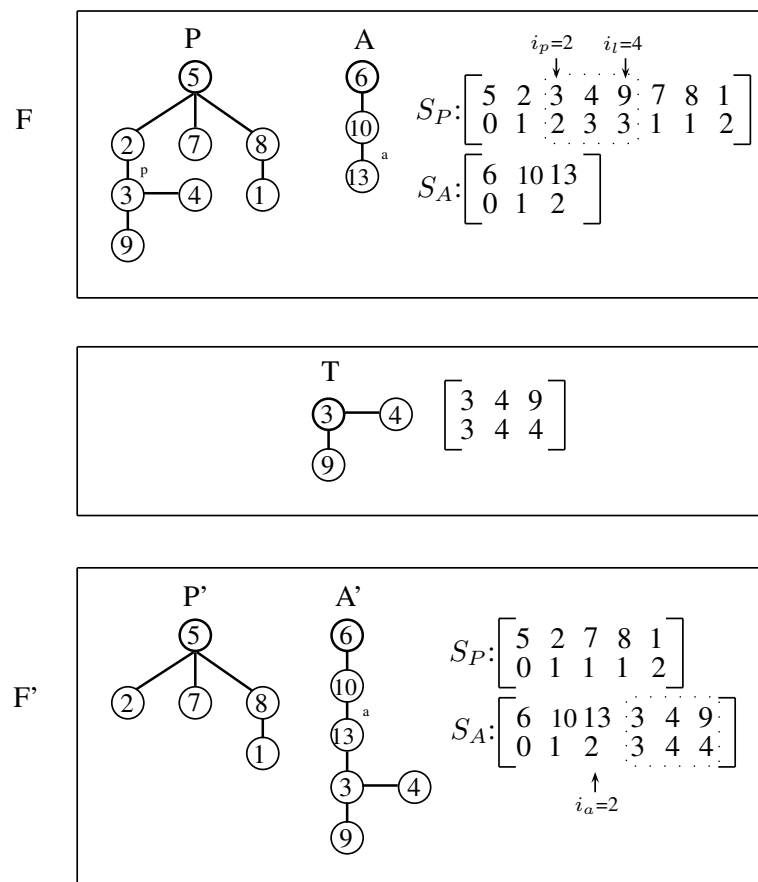
Na figura 17 é apresentado um exemplo simplificado da aplicação do operador PAO em uma floresta composta por duas árvores. Neste exemplo, os nós adjacentes  $p = 3$  e  $a = 13$  foram selecionados. Portanto, baseado na tabela  $S_p$ , o índice da coluna do nó  $p$  é igual a dois e o índice da última coluna da subárvore de  $P$  enraizada em  $i_p$  é igual a quatro, ou seja,  $i_p = 2$  e  $i_l = 4$ . Analogamente, baseado na tabela  $S_A$ , sabe-se que  $i_a = 2$  e  $p_a = 2$ <sup>2</sup>.

Em seguida a subárvore caracterizada pelos nós entre, e inclusive, os índices  $(i_p; i_l)$  é copiada para a árvore temporária  $T$ . A profundidade dos nós de  $T$  é atualizada conforme a equação  $p[j] = p[k] - p_p + p_a + 1$ . Portanto, para o nó 3,  $p[0] = 2 - 2 + 2 + 1$ ; para o nó 4,  $p[1] = 3 - 2 + 2 + 1$ ; e para o nó 5,  $p[2] = 3 - 2 + 2 + 1$ . Posteriormente, a árvore  $T$  é inserida na coluna 3 ( $i_a + 1$ ) da árvore  $A'$  e uma nova árvore  $P'$  é construída sem os nós presentes em  $T$ .

---

<sup>2</sup>Em todos os exemplos descritos neste trabalho é considerado que o primeiro índice de uma tabela de RPN inicia-se sempre em zero

**Figura 17** - Operador PAO aplicado às árvores  $P$  e  $A$  e suas respectivas RNPs.



Fonte: do próprio autor.

### 3.4 OPERADOR CAO

O operador CAO exige, além da definição dos nós  $p$  e  $a$ , também empregados no operador PAO, a escolha de um novo nó raiz  $r$  para a subárvore  $T$ . A alteração do enraizamento da subárvore temporária  $T$  é a principal diferença entre os dois operadores e faz com que o CAO introduza maiores e mais significativas alterações na topologia de uma floresta  $F$  qualquer.

Do ponto de vista do algoritmo, a alteração do enraizamento da subárvore cortada implica em adequações nos passos 2, 3 e 4 dos procedimentos apresentados para o operador PAO (descrito na seção anterior). A adequação no passo 2 é segregada em dois subpassos: No primeiro, altera-se  $i_p$  por  $i_r$  e, portanto, a equação  $p[j] = p[k] - p_p + p_a + 1$  é substituída por  $p[j] = p[k] - p_r + p_a + 1$  e aplica-se apenas na subárvore enraizada no nó  $r$ . Note que neste momento  $j = k - i_r$ . Ao final deste procedimento a árvore  $T$  é obtida.

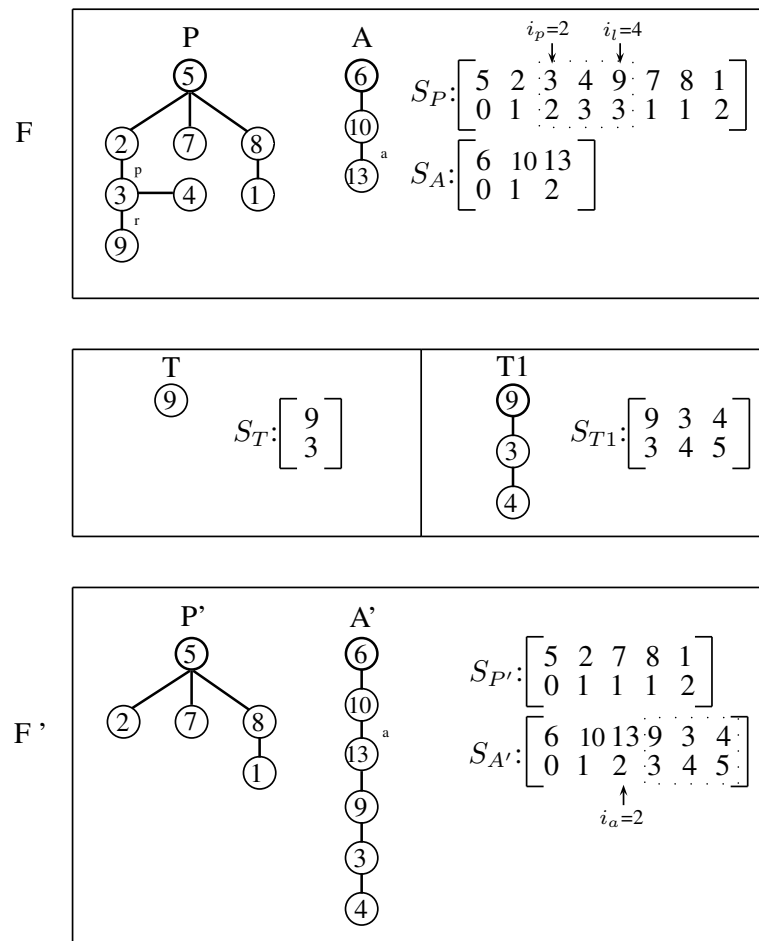
No segundo subpasso consideram-se as subárvores enraizadas no nós  $r_0, r_1, r_2, \dots, r_i, \dots, r_n$  que traçam um caminho de  $r$  até  $p$  (onde  $r_0 = r$  e  $r_n = p$ ). Desta forma, o algoritmo deve copiar, individualmente, cada subárvore enraizada em cada  $r_i$ , tal que  $i = 1, \dots, n$ , e atualizar as profundidades dos respectivos nós utilizando a equação  $p[j] = p[k] - p_{r_i}|S_A + p_{r_{i-1}}|T1 + 1$ . Os símbolos “ $|S_A$ ” e “ $|S_T$ ” indicam a tabela cuja profundidade é utilizada na equação. e Ao final deste procedimento uma árvore intermediária  $T1$  é obtida.

As adequações nos passo 3 e 4 do algoritmo consistem apenas na substituição de  $T$  por  $T1$  na construção das árvores  $A'$  e  $P'$ . Na figura 18 é apresentado um exemplo da aplicação do operador CAO em uma floresta composta por duas árvores.

Neste exemplo, os nós adjacentes  $r = 9$  e  $a = 13$  foram empregados, e, baseado nas tabelas  $S_P$  e  $S_A$ , as profundidades dos nós  $r$  e  $a$  são  $p_r = 3$  e  $p_a = 2$ . Portanto, a profundidade do único elemento presente na árvore  $T$  é atualizado conforme a equação  $p[j] = p[k] - p_r + p_a + 1$  e possui valor igual a  $p[0] = 3$ .

O segundo subpasso, caracterizado pela construção da tabela  $T1$ , consiste na cópia individual de cada subárvore enraizada no caminho de  $r$  até  $p$ . Neste exemplo, o único nó no caminho de  $r$  a  $p$  é o próprio  $p$ . Desta forma, a tabela  $T1$  é formada pela cópia dos elementos de  $T$  e dos nós 3 e 4 presentes em  $S_P$  com a atualização das respectivas profundidades. Portanto, para o nó 3,  $p[1]=2-2+3+1$ ; para o nó 4,  $p[1] = 3 - 2 + 3 + 1$ .

**Figura 18** - Operador CAO aplicado às árvores  $P$  e  $A$  e suas respectivas RNPs.



Fonte: do próprio autor.

### 3.5 OPERADOR CUT

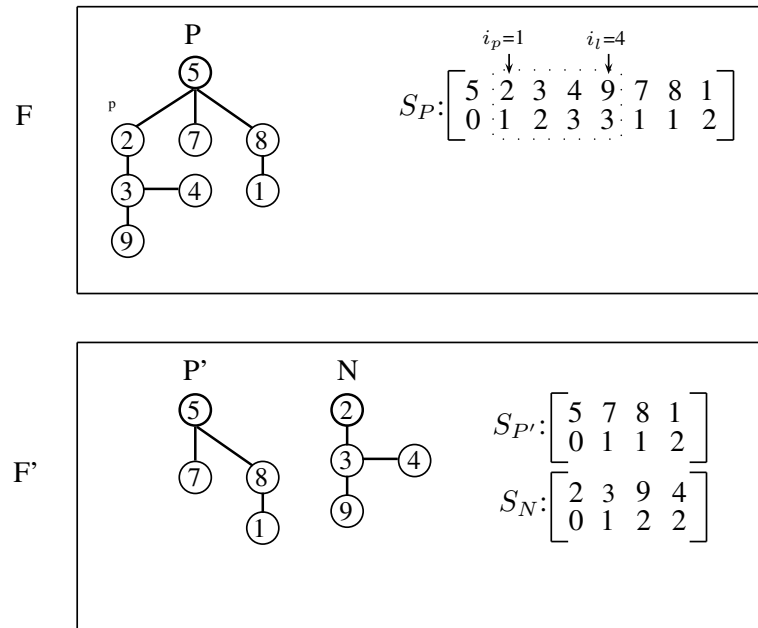
O operador CUT assume que um nó  $p$ , pertencente à árvore  $P$ , é previamente escolhido para poda. Desta forma, este operador estabelece que a subárvore enraizada em  $p$  será cortada e transferida a uma nova árvore  $N$ , e esta adicionada ao grafo de  $F$ . O operador desenvolvido considera que o índice  $i_p$  e a profundidade  $p_p$  são conhecidos. Portanto, o operador CUT pode ser descrito, sistematicamente, através dos seguintes passos:

1. Determinar os índices  $(i_p, i_l)$  da árvore  $P$  tal como definido para os operadores PAO e CAO.
2. Copiar o conteúdo entre, e inclusive, os índices  $(i_p, i_l)$  da árvore  $P$  para uma nova árvore  $N$ . No entanto, as profundidades dos nós desta nova árvore devem ser atualizadas conforme a seguinte equação:  $p[j] = p[k] - p_p$ . Neste operador, assim como no operador PAO, a relação entre  $j$  e  $k$  é dada pela equação  $j = k - i_p$ .
3. Copiar a estrutura de dados da floresta  $F$  para  $F'$ , substituindo a árvore  $P$  por  $P'$  e incluindo  $N$  à floresta.

O operador CUT foi inserido aos demais operadores desenvolvidos por [Delbem et al. \(2004\)](#) para adequar a técnica de otimização ao problema de restauração. Em sistemas de distribuição reais podem ocorrer violações nas restrições do problema durante o processo restaurativo. Nestes casos, a execução de cortes de carga em regiões sem fornecimento é uma prática comum entre as empresas do setor. Estes cortes são realizados pela técnica de otimização proposta através da aplicação do operador CUT em uma árvore qualquer da floresta  $F$ . Portanto, o operador CUT, diferentemente dos anteriores, possui a característica de ampliar em uma unidade o número de árvores presentes em  $F$ . Na figura 19 é ilustrado um exemplo de sua aplicação. Neste exemplo, o nó 2 foi selecionado para poda, e, portanto,  $i_p = 1$  e  $p_p = 1$ . Em seguida a subárvore composta pelas colunas entre, e inclusive,  $i_p$  e  $i_l$  é transferida para uma nova árvore  $N$  e suas profundidades são atualizadas conforme a equação  $p[j] = p[k] - p_p$ .

Outra grande vantagem decorrente do desenvolvimento do operador CUT é adequar a técnica de otimização ao problema de restauração de redes com inserção de geração distribuída. A realização de um corte em uma árvore qualquer  $P$ , seguida da inclusão desta subárvore cortada como uma nova árvore  $N$  da floresta  $F$ , pode representar a operação ilhada de um gerador distribuído, ou ainda, a operação ilhada de um grupo de geradores, caracterizando, desta forma, uma microrrede. Portanto, este operador estende a maneira de manipular a RNP e amplia a número de configurações possíveis do sistema de distribuição.

**Figura 19** - Operador CUT aplicado à árvore  $P$  e sua RNP.



Fonte: do próprio autor.

### 3.6 APRIMORAMENTO AOS OPERADORES PAO E CAO

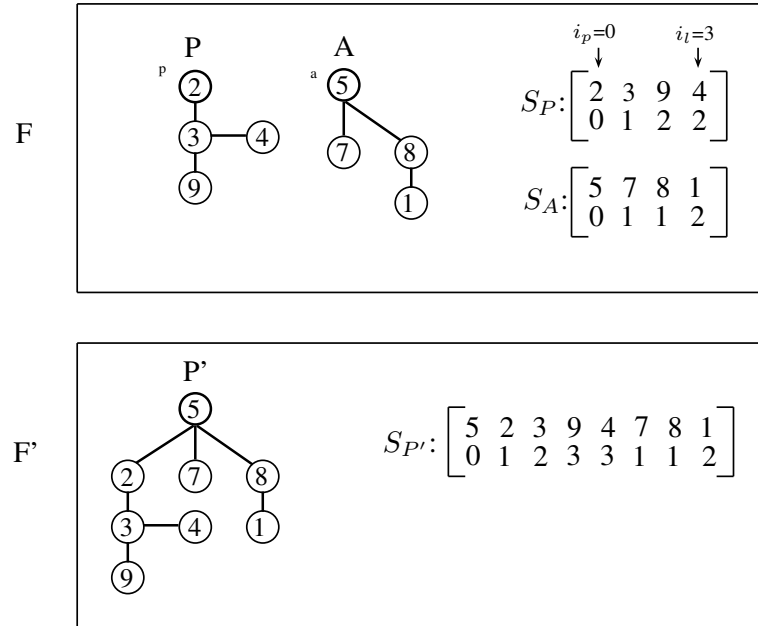
Os operadores PAO e CAO, em sua concepção original, foram desenvolvidos para o planejamento de redes e posteriormente aplicados ao problema de reconfiguração de redes de distribuição (DELBEM et al., 2004; SANTOS et al., 2010). Embora o problema de reconfiguração seja semelhante sob alguns aspectos ao problema de restauração, ambos possuem objetivos completamente diferentes. Para o problema de reconfiguração não faz sentido o corte de carga, e, portanto, os operadores CAO e PAO mantêm constante o número de árvores da floresta  $F$  durante todo o processo de otimização. Entretanto, para o problema de restauração de redes, os cortes de carga são permitidos em situações de emergência para garantir o atendimento ao maior número de consumidores do sistema e/ou consumidores preferenciais.

Portanto, para garantir a compatibilidade entre o operador CUT e os demais operadores, foi necessário o aprimoramento dos operadores PAO e CAO. O aprimoramento em ambos operadores consiste na liberação da restrição de poda na raiz de uma árvore de  $F$ . Desta forma, uma subárvore previamente cortada pelo operador CUT pode retornar à sua configuração original por meio dos operadores PAO ou CAO. Na figura 20 é ilustrado um exemplo do retorno à configuração original por meio do operador PAO. Neste exemplo, o nó 2 da árvore  $P$  foi selecionado para poda, e, considerando que esta árvore foi originada pela aplicação do operador CUT, o nó 5 de  $A$  é adjacente à 2. Desta forma, após a aplicação do operador PAO à  $F$  (considerando  $p = 2$



e  $a = 5$ ) ela retorna à sua configuração original, assim como apresentado pela figura 19.

**Figura 20** - Exemplo de uma poda na raiz pelo operador PAO.



Fonte: do próprio autor.

## 4 ALGORITMO DE BUSCA TABU

### 4.1 INTRODUÇÃO

A meta-heurística de busca tabu foi desenvolvida por Fred Glover em meados da década de 1980 destinada à solução de problemas de otimização (minimização ou maximização). Esta técnica de otimização possui uma filosofia simples de controle, em nível superior, que guia um procedimento heurístico de busca local com o objetivo de explorar o espaço de busca do problema para encontrar uma solução localmente ótima (GLOVER; LAGUNA; MARTI, 2007). A meta-heurística está baseada em dois principais conceitos: memória adaptativa e exploração sensível. A memória adaptativa garante ao algoritmo maiores níveis de eficácia que outras técnicas de otimização “sem memória” ou baseadas em “memória fixa”. O conceito de exploração sensível remete às suas metodologias controle de nível superior, tais como, incentivo e restrições estratégicas (critério de aspiração e lista tabu), intensificação (busca em regiões atrativas) e diversificação (busca em novas regiões).

Estes conceitos são aplicados pelos autores na solução de problemas reais em diversas áreas do conhecimento, entre estas podem-se citar, telecomunicações, roteamento, otimização de grafos, sequenciamento, alocação de recursos, projetos, entre outros (GLOVER, 1990a; GLOVER; LAGUNA; MARTI, 2007). Neste capítulo são apresentadas as principais características desta técnica de otimização, assim como seu algoritmo básico.

### 4.2 NOTAÇÕES

O algoritmo de busca tabu foi matematicamente definido por Fred Glover para a solução de problemas de minimização (GLOVER, 1989; GLOVER, 1990b), tais como,

$$\min c(x) : x \in X \tag{7}$$

onde  $x$  é uma solução que pertence ao conjunto de soluções  $X$ ; e  $c(x)$  é a função objetivo que guiará o algoritmo em direção a uma solução ótima  $x^*$  ou localmente ótima ( $P$ ).

A transição entre a solução inicial  $x^0$  até  $P$  (ou  $x^*$ ) é caracterizada por uma sequência de movimentos e cada movimento  $s$  conduz a solução  $x^k$  até  $x^{k+1}$ . Desta forma pode-se dizer que um movimento  $s$  mapeia o subconjunto  $X(s)$  no conjunto  $X$ , isto é,

$$s : X(s) \rightarrow X \quad (8)$$

Portanto, supondo que exista um conjunto  $S$ , tal que  $s \in S$  e  $S$  possa ser aplicado a  $x^k$ , pode-se afirmar que

$$S(x^k) = \{s \in S : x^k \in X(s)\} \quad (9)$$

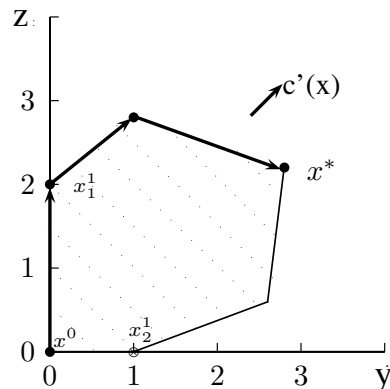
Portanto, o conjunto  $S(x^k)$  pode ser visto como uma “função de vizinhança” cujo resultado é o conjunto de movimentos  $S$  ao redor de  $x^k$ . A partir destes conceitos matemáticos o algoritmo de busca tabu básico foi desenvolvido, e será apresentado em detalhes nas próximas seções.

### 4.3 ALGORITMO BÁSICO DE BUSCA TABU

O algoritmo de busca tabu, assim como em qualquer algoritmo de otimização, necessita do estabelecimento de procedimentos básicos, tais como, ponto de partida (solução inicial), metodologia de “hill climbing” (processo o qual define uma melhoria incremental da solução incumbente a cada passo ou iteração) e uma maneira de identificar um ponto ótimo ou localmente ótimo. Um bom exemplo da aplicação destes procedimentos básicos é definido pelo método de programação linear denominado *simplex*. No método *simplex*, o ponto de partida é estabelecido por uma solução básica factível  $x^0$ , tal que  $x^0 \in X$ , em que  $X$  é o conjunto de soluções presentes no espaço de busca a ser explorado. Em seguida, a aplicação de um conjunto de passos bem definidos conduzem a solução inicial em direção à uma solução ótima. Na figura 21 é ilustrado um exemplo da aplicação deste método para um problema restrito no plano y-z cuja função objetivo é igual a  $\max c(x) = y + z$ . A seta em diagonal  $c'(x)$  representa a direção de incremento da função objetivo.

Neste exemplo considera-se que a solução inicial do problema é a solução básica factível  $x^0 = (0; 0)$ . O conjunto de pontos extremos vizinhos de  $x^0$  contém as soluções  $x_1^1$ , ou  $x_2^1$ , e, por analogia, diz-se que  $S(x^0) = \{x_1^1, x_2^1\}$ . A solução  $x_1^1$  é escolhida por realizar maior incremento na função objetivo. Em seguida, o método segue pelos pontos extremos do espaço de busca do

**Figura 21** - Exemplo de otimização da função  $c(x)$  pelo método simplex.



Fonte: do próprio autor.

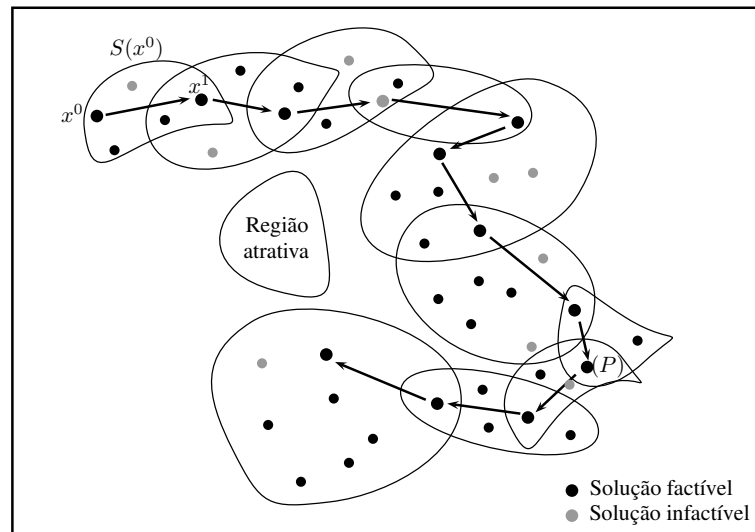
problema até atingir a solução ótima.

Analogamente, o algoritmo de busca tabu parte de uma solução inicial  $x^0$  e percorre o espaço de busca do problema através de sucessivas explorações da vizinhança  $S(x^k)$ , tal que  $k=0, 1, 2, \dots, n$ . Entretanto, diferentemente do método simplex, o conjunto de elementos presentes em  $S(x^k)$  não conterá apenas pontos extremos. Portanto, o algoritmo será guiado por meio do “critério de vizinhança” previamente estabelecido. A maneira para a determinação de um bom critério de vizinhança é discutida na seção 4.4.

Uma vez determinado um conjunto de vizinhos  $\{x_1^k, \dots, x_i^k, \dots, x_n^k\}$  da solução corrente  $x^k$ , o cálculo da função adaptação  $c$  é realizado a cada uma das soluções  $x_i^k$  e a mais conveniente é escolhida. Este processo é executado até que o critério de parada seja atingido. Na figura 22 é exemplificado o processo de busca do algoritmo de busca tabu. Neste exemplo, o algoritmo parte da solução inicial  $x^0$ , percorre o espaço de busca do problema alternado entre soluções factíveis e infactíveis, encontra a solução localmente ótima ( $P$ ), e encerra-se após determinado número de iterações.

A escolha da solução “mais conveniente” entre aquelas presentes no conjunto  $x_1^k, \dots, x_i^k, \dots, x_n^k$  é realizada com auxílio dos conceitos de memória e aspiração. O conceito de memória é aplicado por meio de uma lista  $T$  denominada *tabu*. Os elementos de  $T$  são determinados com base no histórico do processo de busca ao longo das  $t$  últimas iterações e representam o conjunto de movimentos não permitidos durante a iteração corrente do algoritmo. Para ilustrar o processo de formação da lista tabu são apresentadas na figura 23 seis iterações de um algoritmo cujos movimentos são armazenados durante três transições. Neste exemplo, a lista  $T$  na iteração zero não contém elementos, na iteração 1 contém os atributos da solução  $x^0$ , na iteração 2 contém os atributos das soluções  $x^0$  e  $x^1$ , e assim por diante. Entretanto, a partir da terceira iteração o

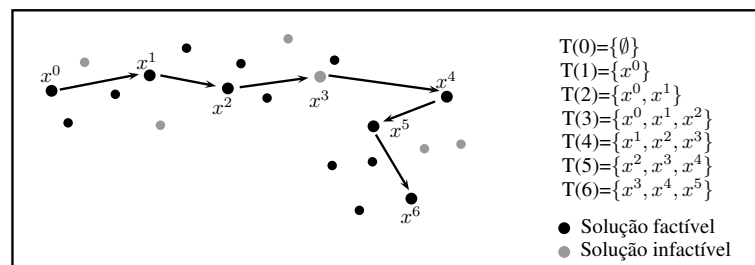
**Figura 22** - Exemplo de exploração do espaço de busca pelo método de busca tabu.



Fonte: do próprio autor.

tamanho da lista permanece constante e igual a três.

**Figura 23** - Exemplo de movimentos em um espaço de busca e sua respectiva lista tabu.

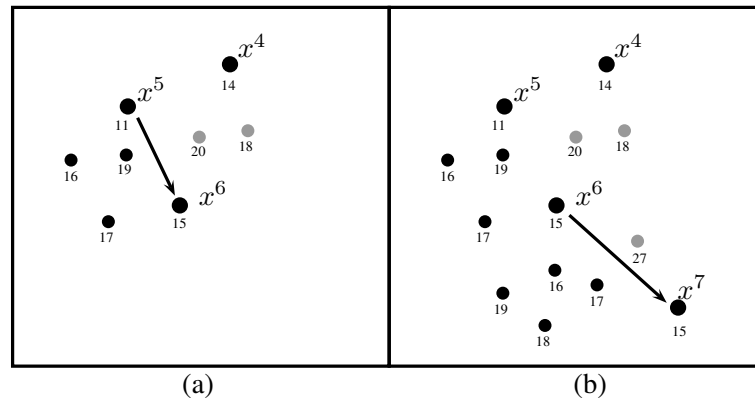


Fonte: do próprio autor.

O emprego de memória torna o método mais eficiente em relação às técnicas heurísticas por evitar a “ciclagem”, isto é, o movimento em ciclos em torno de uma solução de mínimo local. Desta forma, o emprego da lista tabu impede que uma solução corrente retorne à soluções previamente visitadas, e, conseqüentemente, conduza o algoritmo a uma estagnação prematura. Na figura 24 é ilustrado um exemplo em que o emprego da lista tabu impede o retorno da solução corrente à soluções previamente exploradas. Nesta figura os valores apresentados próximos à cada solução representam o respectivo valor da função objetivo. As soluções não destacadas representam soluções infactíveis.

Inicialmente, considere que o algoritmo de busca tabu encontra-se em sua quinta iteração (conforme ilustrado na figura 23), ou seja, a solução corrente é  $x^5$ . Por meio da figura 24 (a) é

**Figura 24** - Exemplo de movimentos proibidos durante o processo de busca tabu.



Fonte: do próprio autor.

possível verificar que esta solução é um ponto de mínimo local, com valor de função adaptação  $c$  igual a 11, e, conseqüentemente, todas as soluções de sua vizinhança  $S(x^5)$  possuem valor de  $c$  maior que a solução corrente. Todavia, a solução com menor valor de  $c$  é dada pela solução previamente visitada  $x^4$ . Naturalmente, o movimento que minimizaria o valor da função objetivo seria em direção à  $x^4$ , contudo, este é um movimento proibido. Desta forma, a solução  $x^6$  é escolhida, como ilustrado na figura 24 (b). Novamente, durante a iteração 6, a vizinhança  $S(x^6)$  contém as duas melhores soluções proibidas ( $x^4$  e  $x^5$ ), e, conseqüentemente, não podem ser realizadas, sendo assim, a solução  $x^7$  será escolhida.

Embora possam existir diversos movimentos proibidos em uma iteração do processo de otimização, como os ilustrados anteriormente, Glover (1989) definiu que esta restrição possa ser descartada em determinados casos. Os casos em que as restrições de movimento não serão consideradas são descritas pelo “critério de aspiração”. O critério de aspiração define as condições para que um movimento seja selecionado independentemente de seu estado tabu. Nas seções 4.5 e 4.6 são apresentados e discutidas as formas de organização da lista tabu e estabelecimento adequado de um critério de aspiração. Um algoritmo básico de busca tabu pode ser resumido como na figura 25.

## 4.4 CRITÉRIO DE VIZINHANÇA

A definição de um bom critério de vizinhança é um ponto essencial para o desempenho de um algoritmo de busca tabu. A exploração de grande parte, ou apenas uma pequena porção do espaço de busca, depende de como a vizinhança é caracterizada, e, conseqüentemente, implica na velocidade de convergência do algoritmo.

Outro possível impacto no algoritmo de busca tabu, decorrente do critério de vizinhança adotado, está relacionado com o número de soluções presentes na vizinhança  $S(x^k)$ . Um número excessivamente grande de vizinhos pode inviabilizar a avaliação da função objetivo  $c$  em toda vizinhança (devido ao alto tempo de processamento). Por outro lado, uma vizinhança extremamente pequena pode não garantir níveis adequados de diversidade entre as soluções avaliadas, retardando, deste modo, a convergência do algoritmo. Portanto, um bom critério de vizinhança deve garantir o menor número de vizinhos possível (para reduzir o tempo de avaliação da função adaptação) e, ao mesmo tempo, gerar soluções de boa qualidade e com relativa diversidade (para explorar grande parte do espaço de busca).

## 4.5 LISTA TABU

A lista tabu  $T$  contém o conjunto de movimentos classificados como proibidos (ou simplesmente tabu) do algoritmo. Os elementos presentes em  $T$  “são determinados por uma função não-Markoviana que utiliza a informação histórica do processo de busca, estendendo-se até o limite de  $t$  iterações, onde  $t$  pode ser fixo ou variável, dependendo da aplicação ou estágio de busca” Glover (1989). Sendo assim, se um certo movimento está contido em  $T$  significa que ele viola o conjunto de *condições tabu* para a iteração corrente  $k$  do processo de busca e não deve ser considerado na presente iteração do algoritmo. Desta forma, o conjunto de movimentos permitidos  $S^*$  pode ser definido como um subconjunto de  $S$  tal que  $S^*(k) = S(k) - T(k)$  e  $T(k) = \{s \in S : s \text{ viola as condições tabu na iteração } k\}$ .

A principal função da lista tabu é prevenir a ciclagem em torno de uma solução de mínimo local. A ciclagem é reduzida por meio do armazenamento de certos “atributos” relacionados com os movimentos realizados num passado recente. Os atributos estão diretamente relacionados aos movimentos realizados e são específicos a cada problema sob otimização.

Embora o uso de atributos seja frequentemente empregado por diversos autores para caracterizar um movimento (TOUNE et al., 2002; MORI; FURUTA, 2005), o armazenamento de uma solução completa na lista tabu também pode ser realizado para problemas específicos. Todavia, o arquivamento de um conjunto de  $t$  soluções completas pode se tornar inviável na grande maioria dos casos, seja em função da grande quantidade de memória requerida para o armazenamento, ou ainda, em razão do grande tempo computacional empregado durante a comparação, a cada iteração, entre o conjunto de soluções vizinhas geradas e as soluções classificadas como tabu.

Em resumo, o bloco “Atualizar  $T$ ”, descrito no algoritmo da figura 25, consiste na equação

$$T(k+1) = T(k) \ominus \{s_{k-t}\} \oplus \{s_{k+1}\} \quad (10)$$

onde  $k$  é índice da iteração corrente,  $t$  é a dimensão da lista tabu e  $s$  é o movimento realizado entre as iterações  $k$  e  $k+1$ . Os sinais  $\oplus$  e  $\ominus$  na equação indicam operações de adicionar e excluir elementos do conjunto. Para manter a coerência com a figura 23, necessariamente, ignora-se a expressão  $s_{k-t}$  sempre que  $k < t$ . Note que, conforme descrito na figura 25, o contador  $k$  inicia-se em zero.

## 4.6 CRITÉRIO DE ASPIRAÇÃO

O critério de aspiração é empregado no algoritmo de busca tabu para permitir que movimentos classificados como tabu ativo possam ser selecionados sempre que atendam um critério de aspiração estabelecido para o problema. Os critérios de aspiração mais difundidos na literatura são: “aspiração por padrão” e “aspiração por objetivo”.

No critério de aspiração por padrão, o movimento mais antigo da lista é selecionado sempre que todos os movimentos de  $T$  são classificados como tabu por outros critérios. Diferentemente, no critério de aspiração por objetivo, se um movimento classificado como tabu possui função adaptação com valor inferior à solução incumbente, a restrição é removida e a solução selecionada.

O uso de critérios de aspiração está intimamente relacionado ao uso de atributos durante a definição da lista tabu. O emprego de atributos, em substituição do armazenamento de uma solução completa, tem por finalidade a redução do consumo de memória e processamento. Entretanto, não é possível assegurar que todo e qualquer movimento com estado tabu ativo defina uma solução previamente visitada, e, portanto, este atributo tabu pode impedir o movimento à uma solução não explorada e de boa qualidade.

## 4.7 ESTRUTURAS DE MEMÓRIA

O algoritmo de busca tabu é iniciado da mesma forma que um procedimento de busca local qualquer, e prossegue iterativamente até que um critério de parada seja satisfeito. No entanto, diferentemente dos procedimentos de busca em vizinhança simples, o algoritmo de busca tabu



reúne um conjunto de informações relacionadas aos movimentos previamente executados e os armazenam na lista tabu. Desta forma, pode-se concluir que as condições tabu descrevem a estrutura de memória do algoritmo. [Glover, Laguna e Marti \(2007\)](#) definem duas diferentes estruturas de memória: as de curto e de longo prazo.

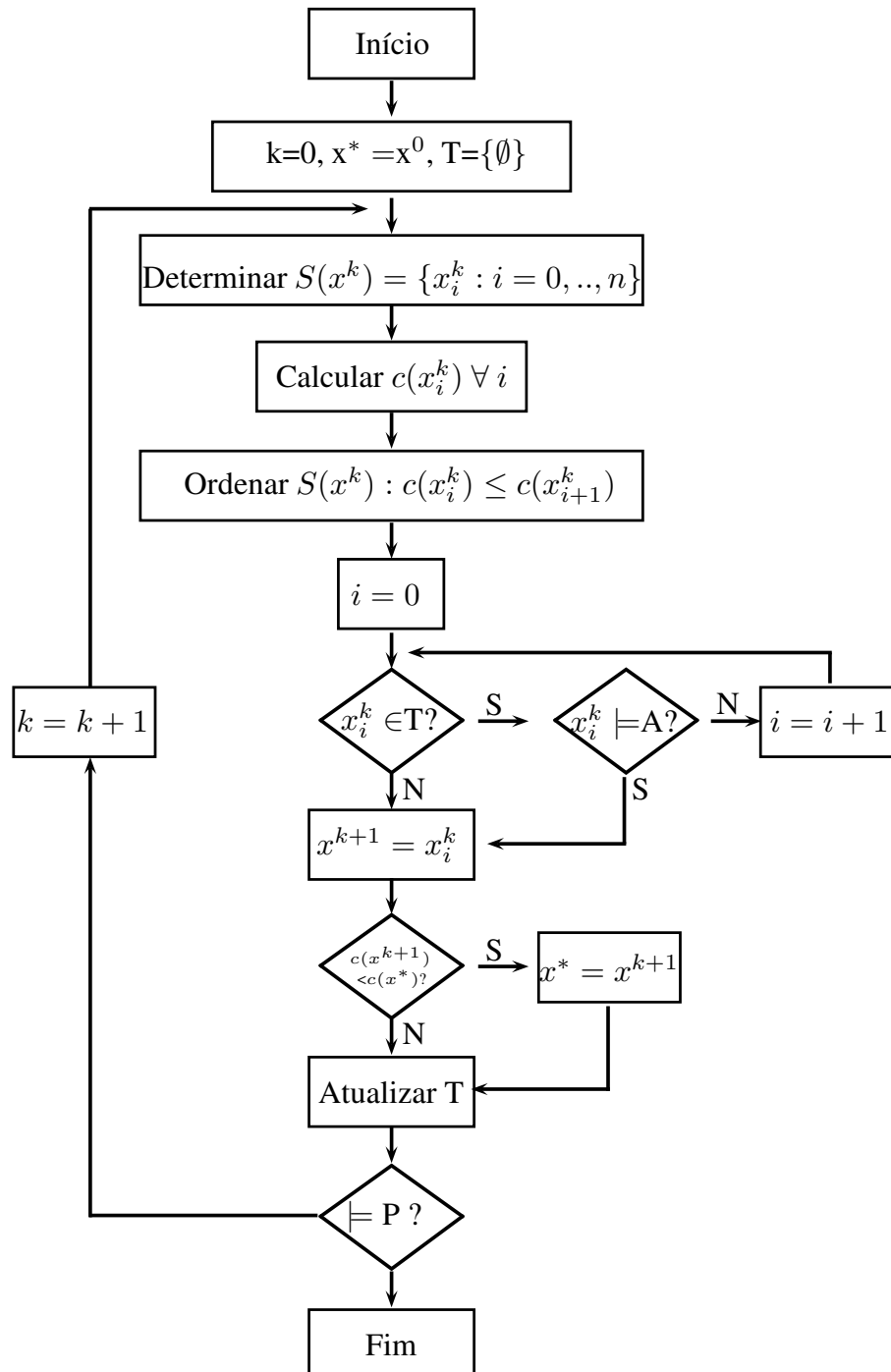
Nas estratégias de memórias de curto prazo, também denominadas como baseadas em recência, o conjunto de movimentos permitidos  $S^*(x^k)$  é um subconjunto de  $S(x^k)$  o qual os elementos de  $T(k)$  foram excluídos. Nesta modalidade de estrutura, o algoritmo mantém o controle do processo de busca levando em conta apenas os atributos alterados nas últimas  $t$  iterações.

Por outro lado, nas estruturas de memória de longo prazo, o conjunto de movimentos permitidos  $S^*(x^k)$  pode ser ampliado e incluir, além de soluções presentes em  $S(x^k)$ , movimentos com grande probabilidade de conduzir a boas soluções. Nesta estrutura de memória, taxas de frequência são armazenadas na lista tabu, e, portanto, também são denominadas baseadas na frequência.

As estruturas de memória baseadas na frequência consistem no uso de taxas de frequência cujo numerador é expresso em função de “medidas de transição” (que denotam o número de iterações em que um atributo é alterado) ou “medidas de permanência” (que descrevem o número de iterações em que um atributo permanece em um conjunto de soluções visitadas). O denominador pode representar o número total de ocorrências do evento representado pelo numerador; ou a soma (ou média) do numerador; ou ainda o máximo ou mínimo da grandeza encontrada no numerador. Estas frações calculadas representam as “frequências de transição”, ou seja, ilustram quanto frequente estes atributos são alterados ao longo do processo de busca, e “frequências de permanência”, isto é, representam quão frequente os atributos participam das soluções exploradas.

Ambas as estruturas de memória são eficientes. Entretanto, a escolha de uma ou outra estrutura de memória deve ser avaliada em consonância com o problema o qual o método será aplicado. Segundo [Glover, Laguna e Marti \(2007\)](#), as estruturas de curto prazo são mais comuns nas implementações de busca tabu por sua facilidade de implementação computacional. Para exemplificar a diferença dentre ambas são apresentadas as tabelas 5 e 6.

Figura 25 - Algoritmo básico de busca tabu.



Fonte: do próprio autor.

**Tabela 5** - Exemplos de memórias baseadas em recência.

Problema	Atributo	Armazenar a última vez que...
Binário	índice $i$	A variável $i$ foi alterada de 0 para 1 ou de 1 para 0
Grafos	Arco $i$	O arco $i$ foi adicionado à solução corrente O arco $i$ foi removido da solução corrente

Fonte: Adaptado de [Glover, Laguna e Marti \(2007\)](#).

**Tabela 6** - Exemplos de memórias baseadas em frequência.

Problema	Atributo	Memória baseada em estado	Memória baseada em transição
Binário	índice $i$	Número de vezes que a $i$ foi atribuído 1	Número de vezes que $i$ teve seu valor alterado
Grafos	Arco $i$	Número de vezes que o arco $i$ fez parte da solução corrente	No de vezes que $i$ foi adicionado durante movimentos que melhoraram a solução corrente

Fonte: Adaptado de [Glover, Laguna e Marti \(2007\)](#).

## 5 MODELO MATEMÁTICO GENÉRICO PARA O PROBLEMA DE RESTAURAÇÃO DE REDES

### 5.1 INTRODUÇÃO

O problema de restauração de redes de distribuição de energia elétrica consiste, basicamente, em restabelecer o maior número e/ou montante de consumidores prioritários e não prioritários, no menor intervalo de tempo possível, através de uma sequência de chaveamentos de rede, enquanto um conjunto de restrições elétricas e operacionais são atendidas. Portanto, o problema de restauração de redes pode ser formulado, genericamente, por meio da minimização de uma função objetivo sujeita a restrições de igualdade e desigualdade, tal como:

$$\begin{aligned} \min \quad & F(X) \\ \text{s.a.:} \quad & G(X) \leq 0 \\ & H(X) = 0 \\ & X \text{ ser uma floresta} \end{aligned} \tag{11}$$

em que:

- $X$  - uma floresta que representa a topologia da rede;
- $F(X)$  - função objetivo do problema de restauração;
- $G(X)$  - restrições de desigualdade do problema;
- $H(X)$  - restrições de igualdade do problema.

A função objetivo  $F(X)$  do problema é, em geral, constituída por dois elementos:

- $f_1(X)$  - indicador que representa o número (ou montante) de cargas sem abastecimento para uma determinada configuração radial  $X$ ;
- $f_2(X, X_0)$  - indicador que representa o número de chaveamentos de rede para obter a configuração  $X$  (a partir de sua configuração inicial  $X_0$ );

No entanto, a inclusão de objetivos complementares é comum na literatura, tais como:

- $f_3(X)$  - diferença entre a tensão nominal e o menor nível de tensão encontrado para configuração  $X$  (HSIAO; CHIEN, 2000; MUN et al., 2001);
- $f_4(X)$  - carregamento em linhas e/ou equipamentos do sistema (HSIAO; CHIEN, 2000; MUN et al., 2001);
- $f_5(X)$  - desequilíbrio de carga entre alimentadores (MUN et al., 2001; MORI; OGITA, 2002; MORI; MUROI, 2011);
- $f_6(X)$  - perdas do sistema sob a configuração (KUMAR; DAS; SHARMA, 2006; MORI; MUROI, 2011; SANCHES; LONDON-JUNIOR; DELBEM, 2014);

O uso dos objetivos  $f_1$  e  $f_2$  é consenso na literatura e sempre estão presentes na modelagem do problema de restauração. Os demais objetivos, quando incluídos no modelo, agregam características operacionais desejáveis ao sistema de distribuição após a conclusão do processo restaurativo. No entanto, não há um consenso na literatura do emprego destes elementos complementares na função objetivo, por exemplo, os itens  $f_3$  e  $f_4$  são declarados como objetivo por alguns autores, embora sejam claramente restrições.

Por outro lado, as restrições operacionais do problema de restauração são representadas no modelo matemático por meio da desigualdade  $G(X) \leq 0$ , e, geralmente, incluem:

- $g_1(X)$  - limitante superior de corrente em cada ramo do sistema na configuração  $X$ ;
- $g_2(X)$  - limitante superior de potência em cada transformador de subestação;
- $g_3(X)$  - limitante inferior de tensão em cada nó do sistema na configuração  $X$ ;

Por fim, as restrições de igualdade  $H(X)$  correspondem ao conjunto de equações de fluxo carga. A solução das equações de fluxo de carga permite o conhecimento dos níveis de tensão em cada nó e correntes em cada ramo do sistema sob a configuração  $X$ . Em sistemas de distribuição radiais (ou fracamente malhados) é comum o emprego de técnicas de solução de varredura direta/inversa e, quando aplicadas ao problema, garantem o atendimento às restrições de igualdade. O uso dos operadores da representação nó-profundidade para obtenção de novas configurações de rede assegura que a topologia de  $X$  permanecerá radial. Desta forma, o problema de otimização anterior pode ser reescrito, como segue:

$$\begin{aligned}
& \min F(X) \\
& \text{s.a.: } G(X) \leq 0 \\
& X \text{ ser gerado por um operador da RNP}
\end{aligned} \tag{12}$$

Portanto, o uso conjunto da RNP e uma rotina de fluxo de carga de varredura torna o modelo matemático menos restrito e permite que a técnica de solução garanta apenas o atendimento das restrições operacionais do problema. A restrição de radialidade, um dos fatores complicantes para o problema de restauração, é tratada naturalmente por meio do emprego da representação nó-profundidade e seus operadores.

O modelo matemático completo para o problema de restauração de redes de distribuição utilizado neste trabalho é apresentado nas seções seguintes. Este modelo nada mais é que uma extensão do conjunto das equações apresentadas.

## 5.2 MODELO MATEMÁTICO

O modelo matemático proposto neste trabalho considera o uso de geradores distribuídos ao longo da rede em conjunto com cortes de carga seletivos de consumidores inscritos em programas de resposta a demanda de forma contribuir para o processo restaurativo. O emprego destes recursos torna o problema mais complexo e algumas adequações ao modelo básico são necessárias. As adequações são descritas pela inserção de variáveis de decisão binária que representam o estado dos geradores distribuídos e as cargas controladas dinamicamente. Desta forma, o problema descrito pela equação 12 pode ser reformulado como segue:

$$\begin{aligned}
& \min F(X, W) \\
& \text{s.a.: } G(X, W) \leq 0 \\
& X \text{ ser gerado por um operador da RNP} \\
& W \text{ ser um vetor de estado binário}
\end{aligned} \tag{13}$$

em que:

- $W$ : um vetor de decisão binária que representa o estado de geradores distribuídos e cargas controladas remotamente pelo programa de resposta à demanda.

Adicionalmente, as restrições de desigualdade relacionadas aos limites operacionais dos geradores distribuídos também devem ser incluídas ao modelo.

- $g_4(X)$  - um limitante superior de potência ativa gerada pelo GD;
- $g_5(X)$  - um limitante inferior de potência ativa gerada pelo GD;

Portanto, o modelo matemático completo, tal como empregado neste trabalho, está detalhado nas subseções 5.2.1 e 5.2.2. Na seção 5.3 o modelo compilado é apresentado.

### 5.2.1 Função objetivo

A função objetivo é modelada por meio dos custos associados à interrupção não programada. Serão considerados os custos referentes à perda de receita da energia não distribuída, os custos operacionais relacionados aos chaveamentos de rede, o ressarcimento financeiro aos consumidores que permitem o corte de carga por meio de programas de resposta à demanda e penalidades pelo não restabelecimento de consumidores prioritários. Desta forma, a função objetivo do problema resume-se ao objetivo de minimizar os custos da interrupção não programada (CINP).

$$\min \text{CINP} = \text{PEND} + \text{PCO} + \text{PRD} + \text{PSOCIAL} \quad (14)$$

em que:

- $\text{PEND}$  - Perda de receita associada à energia não distribuída no período;
- $\text{PCO}$  - Perda de receita associada aos custos operacionais envolvidos;
- $\text{PRD}$  - Perda de receita associada ao emprego do programa de resposta à demanda;
- $\text{PSOCIAL}$  - Penalidade de natureza social imputada à distribuidora pelo desligamento de unidades de cargas especiais.

Os termos da função objetivo apresentados acima são descritos em detalhes a seguir.

a. Perda de receita associada à energia não distribuída:

$$\text{PEND} = \sum_{k \notin X} \overline{\text{CEA}}_k \cdot \bar{P}_k \quad (15)$$

em que:

- $\overline{CEA}_k$  - custo médio da energia ativa para o nó  $k$  durante o período de contingência considerado;
- $\overline{P}_k$  - potência média ativa prevista para o nó  $k$  para o período considerado;

b. Perda de receita associada aos custos operacionais envolvidos:

$$PCO = \sum_j CO_j \cdot \|x_j - x_j^0\| \quad (16)$$

em que:

- $CO_j$  - custo de operação do dispositivo de manobra alocado no ramo  $j$ ;
- $x_j, x_j^0$  - variáveis binárias do estado final e inicial para a chave alocada no ramo  $j$ . As variáveis assumem valor igual a “1” se o dispositivo de manobra encontra-se fechado e valor zero caso contrário.

c. Perda de receita associada ao programa de controle direto de demanda durante o processo de restauração

$$PRD = \sum_k \sum_c CRD_c \cdot w_c \quad (17)$$

em que:

- $CRD_c$  - custo do controle referente ao programa de resposta de demanda para o consumidor  $c$ ;
- $w_c$  - variável binária do estado do programa de resposta à demanda para o consumidor  $c$ . A variável  $w_c$  assume valor igual a “1” se o controle de demanda é empregado durante o processo de restauração e valor zero caso contrário.

d. Penalidade de natureza social imputada à distribuidora pelo não atendimento de unidades consumidoras caracterizadas como prioritárias:

$$PSOCIAL = \sum_{k \notin X} CS_k \quad (18)$$

em que:

- $CS_k$  - penalidade relacionada ao não atendimento de cargas presentes no nó  $k$ ;



O parâmetro  $CS_k$ , embora descrito em unidades monetárias, não representa um custo associado à interrupção no fornecimento das unidades caracterizadas como prioritárias, mas sim uma conveniência matemática para nortear a técnica de otimização a incluir o nó  $k$  na solução do problema durante o processo de busca.

### 5.2.2 Restrições

Os limites máximos operacionais de condutores, religadores, chaves e demais equipamentos de rede, assim como níveis aceitáveis de tensão em regime permanente e o equilíbrio consumo-demanda de possíveis microrredes são assegurados por meio das restrições do problema. Desta forma, de modo a garantir o atendimento a estas restrições, o conjunto de equações de 19 a 23 são avaliadas, a cada intervalo de período  $t$ , durante o tempo previsto que o sistema permanecerá sob o estado restaurativo. O tempo que o sistema permanecerá sob o estado restaurativo é considerado previamente conhecido. Desta forma, estas restrições são descritas, em função de  $t$ , como:

a. O nível máximo de fluxo de corrente, em todos os ramos da rede, deve ser mantido abaixo de seus limites operacionais para situações de contingência:

$$I_j^t \leq I_j^{MAX} \quad (19)$$

em que:

- $I_j^t$  - nível de corrente no ramo  $j$  durante o período  $t$ ;
- $I_j^{MAX}$  - nível máximo permitido de corrente sobre o ramo  $j$  em situações de contingência. Os termos “limites operacionais para situações de contingência” foi empregado para indicar que os valores de  $I_j^{MAX}$  comumente são maiores que os limites utilizados em condições normais de operação do sistema.

b. O nível máximo de fluxo de potência, em todos os transformadores de subestações, deve ser mantido abaixo de seus limite operacionais:

$$P_T^t{}^2 + Q_T^t{}^2 \leq S_T^{MAX}{}^2 \quad (20)$$

em que:

- $P_T^t$  - potência ativa fornecida pelo transformador  $T$  durante o período  $t$ ;

- $Q_T^t$  - potência reativa fornecida pelo transformador  $T$  durante o período  $t$ ;
- $S_T^{MAX}$  - limite máximo permitido de potência aparente para o transformador  $T$ .

c. O nível de magnitude de tensão, em todos os nós do sistema, deve ser mantido dentro de faixas aceitáveis:

$$V^{MIN} \leq V_k^t \leq V^{MAX} \quad (21)$$

em que:

- $V_k^t$  : nível de tensão do nó  $k$  durante o período  $t$ ;
- $V^{MIN}$  e  $V^{MAX}$  - níveis mínimo e máximo permitidos.

d. O nível de potência ativa fornecida, pelo gerador distribuído, deve ser mantido dentro de seus limites operacionais:

$$P_G^{t,MIN} \cdot w_G \leq P_G^t \leq P_G^{t,MAX} \cdot w_G \quad (22)$$

em que:

- $P_G^t$  - potência ativa fornecida pelo gerador  $G$  durante o período  $t$ ;
- $P_G^{MIN}$  e  $P_G^{MAX}$  - potências ativa mínima e máxima previstas para o gerador  $G$  durante o período  $t$ . Os valores mínimos e máximos aqui definidos são estabelecidos conforme metodologias apresentadas no capítulo 2.
- $w_G$  - variável binária que representa o estado do gerador  $G$ . A variável  $w_G$  assume valor igual a “1” se o gerador esteja em operação e o valor zero caso contrário.

e. O nível de potência reativa fornecida, pelo gerador distribuído, deve ser mantido dentro de seus limites operacionais:

$$Q_{t,G}^{MIN} \cdot w_G \leq Q_G^t \leq Q_{t,G}^{MAX} \cdot w_G \quad (23)$$

em que:

- $Q_G^t$  - potência reativa fornecida pelo gerador  $G$  durante o período  $t$ ;
- $Q_G^{MIN}$  e  $Q_G^{MAX}$  - potências reativa mínima e máxima previstas para o gerador  $G$  durante o período  $t$ . Os valores aqui definidos são estabelecidos em função do fator de potência mínimo conforme metodologia apresentada no capítulo 2.

### 5.3 RESUMO DO MODELO

$$\begin{aligned}
 \min CINP = & \sum_{k \notin X} \overline{CEA}_k \cdot \bar{P}_k \\
 & + \sum_j CO_j \cdot \|x_j - x_j^0\| \\
 & + \sum_k \sum_c CRD_c \cdot w_c \\
 & + \sum_{k \notin X} CS_k
 \end{aligned}$$

s.a.

$$\begin{aligned}
 I_j^t & \leq I_j^{MAX} \\
 P_T^t{}^2 + Q_T^t{}^2 & \leq S_T^{MAX}{}^2 \\
 V^{MIN} & \leq V_k^t \leq V^{MAX} \\
 P_G^{t,MIN} \cdot w_G & \leq P_G^t \leq P_G^{t,MAX} \cdot w_G \\
 Q_G^{t,MIN} \cdot w_G & \leq Q_G^t \leq Q_G^{t,MAX} \cdot w_G
 \end{aligned}$$

## 6 TÉCNICA DE SOLUÇÃO

Neste capítulo descreve-se a metodologia proposta para a solução do problema de restauração de redes de distribuição de energia elétrica caracterizado pelo modelo matemático apresentado no capítulo 5. Na seção 6.1 é apresentada a representação do sistema de distribuição em dois diferentes níveis. Na seção 6.2 o algoritmo de busca tabu dedicado para o problema é introduzido. Nas seções 6.3 e 6.4 são descritas as técnicas de despacho de geradores distribuídos e do corte seletivo de carga por meio do programa de resposta à demanda. Por fim, na seção 6.5 o algoritmo de fluxo de carga dedicado é apresentado.

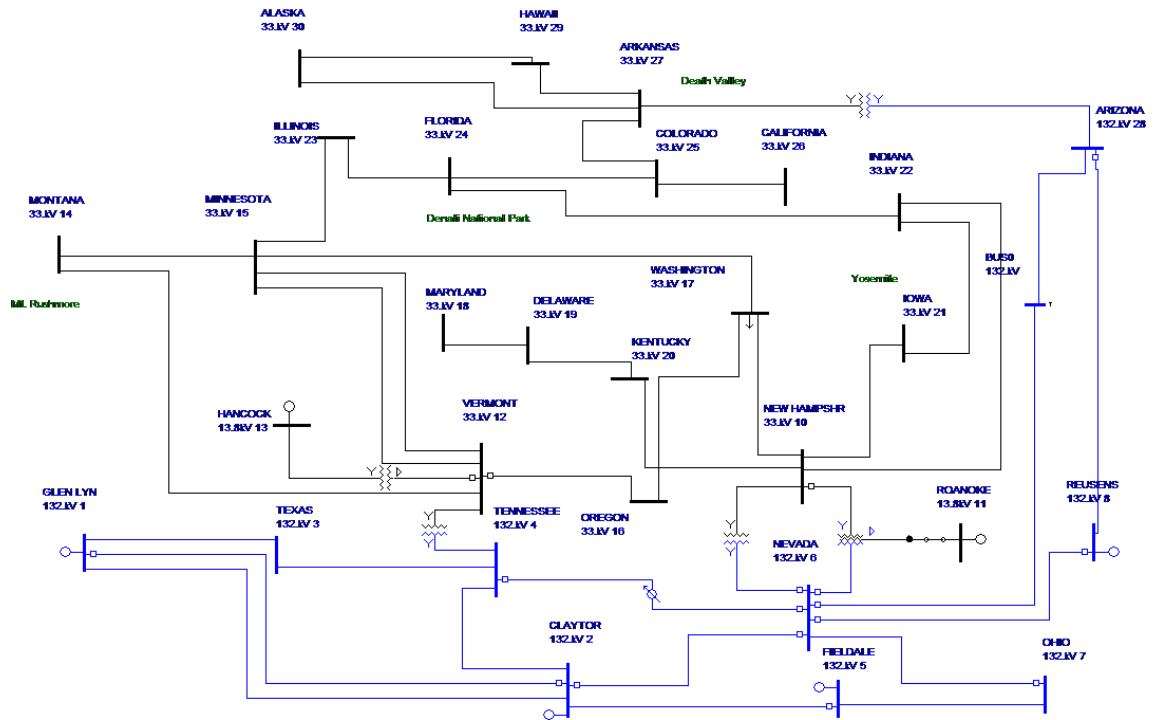
### 6.1 REPRESENTAÇÃO BINÍVEL DO SISTEMA

Os sistemas elétricos de potência são comumente representados por meio de técnicas grafo-orientadas. Nesta representação, as barras do sistema são representadas através de nós. Por outro lado, linhas, chaves seccionadoras e demais equipamentos comumente encontrados entre dois nós são representados por meio de arestas segundo a teoria de grafos. Todavia, o nível de detalhamento do sistema sob estudo varia em função da área de interesse, por exemplo, um estudo de fluxo de carga é frequentemente desenvolvido com uso de dados do sistema completo, incluindo a totalidade de suas barras, linhas e demais componentes do sistema, tais como, geradores, transformadores, compensadores, cargas, etc. No entanto, se a área de interesse é reduzida a um pequeno conjunto de barras, este sistema de potência pode ser também reduzido, sem perda de generalidade, por meio de equivalentes. Na figura 26 é ilustrado o caso teste IEEE 30 barras e seu respectivo equivalente mantendo apenas as barras de Minnessota e Vermont.

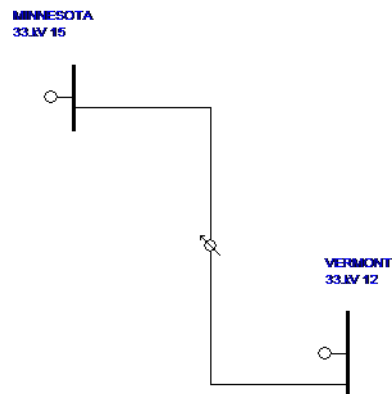
A representação do sistema em função da área de interesse também é aplicável aos problemas relacionados ao planejamento e operação dos sistemas de distribuição. Problemas, tais como, estudos de curto-circuito, expansão e reconfiguração de redes ou alocação de equipamentos (banco de capacitores, religadores, chaves, elos fusíveis, etc), e, inclusive, o problema de restauração.

Para a solução do problema de restauração de redes é possível identificar duas áreas distintas de interesse, a primeira relacionada ao processo de otimização, e, a segunda relacionada a análise do estado da rede em regime permanente. O processo de otimização exige a repre-

Figura 26 - Exemplo de redução do sistema de transmissão IEEE30.



(a) Sistema IEEE30 completo.



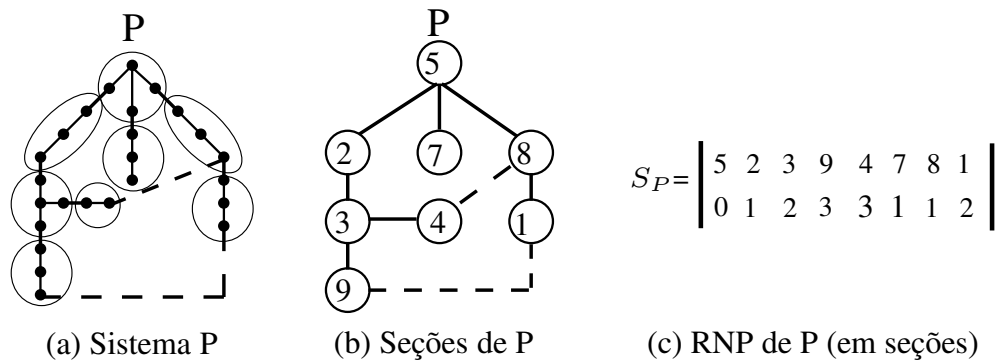
(b) Sistema IEEE30 equivalente Minnessota-Vermont.

Fonte: do próprio autor.

sentação do sistema de distribuição em seções, e, a partir da alteração da topologia da rede, o algoritmo busca minimizar a função objetivo proposta para o problema. Por outro lado, o procedimento de análise da rede, caracterizado pela execução da rotina de fluxo de carga, necessita da representação completa do sistema, incluindo todo o conjunto de linhas e barras. Portanto, neste trabalho a representação bi-nível do sistema de distribuição foi aplicada.

A representação bi-nível do sistema é codificada por meio do conceito da RNP em níveis de seção-profundidade e barra-profundidade. A representação do sistema por meio de seções reduz o volume de dados processados, e, conseqüentemente, torna mais rápido o processamento do algoritmo de otimização. Na figura 27 (a) está ilustrado o exemplo de um pequeno sistema de distribuição contendo originalmente vinte e cinco barras; em (b) as barras do sistema são agrupadas em oito seções segregadas por meio de seus nove dispositivos de seccionamento, e, em (c), a RNP desta codificação é apresentada.

**Figura 27** - Representação do sistema P em seções e sua RNP.



Fonte: do próprio autor.

## 6.2 ALGORITMO DE BUSCA TABU DEDICADO

Nesta seção apresenta-se as características do algoritmo de busca tabu dedicado para a solução do problema de restauração de redes de distribuição. Este algoritmo é resultado do uso conjunto da meta-heurística de busca tabu (apresentada no capítulo 4) e os conceitos da representação nó-profundidade (descritos no capítulo 3), visando sua eficiência computacional e robustez.

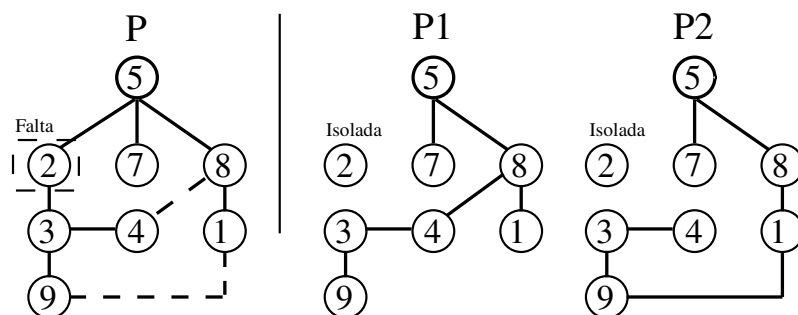
### 6.2.1 Solução inicial

A solução inicial para o algoritmo de busca tabu é definida por meio de uma configuração factível (ou infactível) do sistema de distribuição sob estudo após a falta ter sido isolada<sup>1</sup>. O atendimento às restrições operacionais (equações 19-23) não é exigida para a solução inicial e o algoritmo deve restabelecê-las (caso seja possível), entretanto, a radialidade da configuração é necessária.

A radialidade da solução inicial é atendida pela representação nó-profundidade e seus operadores durante o procedimento de geração das sucessivas vizinhanças  $S(x^k)$  durante o processo de busca. Por outro lado, violações nas restrições elétricas são gerenciadas pelo algoritmo de BT durante o processo de busca. Portanto, não é necessário que as soluções intermediárias sejam factíveisis.

Na figura 28 são ilustradas possíveis soluções iniciais para um sistema hipotético P considerando que as seções 3, 4 e 9 permaneceram sem fornecimento de energia após um defeito permanente na seção 2.

**Figura 28** - Sistema hipotético P e suas duas soluções iniciais.



Fonte: do próprio autor.

O fornecimento às seções 3, 4 e 9 pode ser restabelecido por meio de chaveamentos das seccionadoras localizadas entre as seções 4 e 8 ou entre as seções 9 e 1. Ambas as soluções são aceitáveis, entretanto, técnicas para geração de soluções iniciais de boa qualidade podem ser empregadas para que a convergência do algoritmo se torne mais rápida (TOUNE et al., 1998).

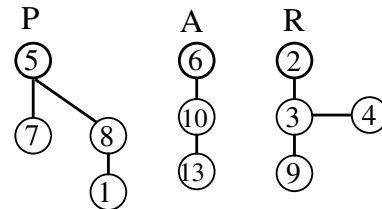
### 6.2.2 Codificação de uma solução

Uma solução qualquer do problema é codificada por meio da floresta composta pela união de suas árvores através da RNP no nível seção-profundidade. Para ilustrar o método de codi-

<sup>1</sup>Neste trabalho considera-se previamente conhecida a seção a qual ocorreu a defeito.

ficação adotado neste trabalho tomar-se-á como exemplo a figura 29. Esta figura ilustra uma solução caracterizada por uma floresta composta de três árvores, e, portanto, sua codificação envolverá a união de três RNPs. As RNPs são descritas por  $S_P$ ,  $S_A$  e  $S_R$ .

**Figura 29** - Exemplo de uma solução do algoritmo de busca tabu e sua codificação.



$$x^k = \left\{ \begin{array}{l} S_P : \begin{bmatrix} 5 & 7 & 8 & 1 \\ 0 & 1 & 1 & 2 \end{bmatrix} \\ S_A : \begin{bmatrix} 6 & 10 & 3 \\ 0 & 1 & 2 \end{bmatrix} \\ S_R : \begin{bmatrix} 2 & 3 & 9 & 4 \\ 0 & 1 & 2 & 2 \end{bmatrix} \end{array} \right\}$$

Fonte: do próprio autor.

### 6.2.3 Estrutura de vizinhança

A estrutura de vizinhança do algoritmo de busca tabu proposto é definida por meio da aplicação de  $n$  vezes os operadores da representação nó-profundidade na solução corrente  $x^k$ . Desta forma, a cada nova aplicação uma solução  $x_i^k$  é gerada e incluída à vizinhança  $S(x^k)$ . Portanto, matematicamente, a estrutura de vizinhança pode ser representada como:

$$\begin{aligned} S(x^k) = \{ \dots, x_{i-1}^k = PAO(x^k), x_i^k = CAO(x^k), \\ x_{i+1}^k = CUT(x^k), \dots, x_n^k = PAO(x^k) \} \end{aligned} \quad (24)$$

A escolha de um entre os três operadores disponíveis para aplicá-lo à solução  $x^k$  durante a  $i$ -ésima geração da iteração  $k$  pode ser realizada de diversas maneiras. A maneira mais simples é a aleatória, ou seja, a cada nova geração um dos operadores é sorteado e aplicado à solução corrente  $x^k$ . No entanto, as proporções entre as aplicações dos operadores PAO, CAO e CUT devem-se manter constantes e iguais a  $\alpha$ ,  $\beta$  e  $\gamma$ , respectivamente.

O uso de valores adequados aos parâmetros  $\alpha$ ,  $\beta$  e  $\gamma$ , tais que  $\alpha + \beta + \gamma = 1$  e  $\alpha > \beta > \gamma$ ,



é essencial para o bom desempenho do algoritmo e garante as características de diversificação e intensificação à meta-heurística de busca tabu. Esta afirmação está baseada nas características intrínsecas de cada um dos operadores da RNP, descritas a seguir:

- O operador PAO, relacionado ao parâmetro  $\alpha$ , introduz apenas pequenas alterações à solução corrente, e, portanto, deve ser aplicado em maior escala durante a obtenção de  $S(x^k)$ . Este operador representa o processo de intensificação de busca em regiões próximas de  $x^k$ .
- Em outro extremo, o operador CUT, relacionado ao parâmetro  $\gamma$ , realiza alterações significativas à topologia da solução atual e, portanto, deve ser aplicado em menor escala. Este operador é empregado como técnica para escapar de mínimos locais.
- O operador CAO introduz alterações intermediárias na solução atual comparado com os dois anteriores, e, portanto, deve ser aplicado à solução corrente em frequência superior à  $\gamma$  e inferior à  $\alpha$ .

Na figura 30 está ilustrado o pseudocódigo destinado à geração da vizinhança para o algoritmo de busca tabu. Inicialmente, a cada novo vizinho gerado, um número real entre zero e um é escolhido aleatoriamente atribuído à  $op$ . Em seguida, o valor armazenado em  $op$  é comparado aos parâmetros definidos para o algoritmo e um operador é escolhido e aplicado à solução corrente  $x^k$ .

**Figura 30** - Pseudocódigo de geração da vizinhança do algoritmo de busca tabu.

1:	<b>Para</b> $i \leftarrow 1$ <b>até</b> $n$ <b>Faça</b>
2:	$op = rand() : op \in \mathbb{R} : 0 \leq op \leq 1$
3:	<b>Se</b> $op \leq \alpha$ <b>Então</b>
4:	$x_i^k = PAO(x^k)$
5:	<b>Senão Se</b> $\alpha \leq op \leq \alpha + \beta$ <b>Então</b>
6:	$x_i^k = CAO(x^k)$
7:	<b>Senão</b>
8:	$x_i^k = CUT(x^k)$
9:	<b>Fim Se</b>
10:	<b>Fim Para</b>

Fonte: do próprio autor.

Para melhorar o processo de convergência do algoritmo foi desenvolvido um aprimoramento no código apresentado pela figura 30 e denominado vizinhança evolutiva (VE). A vizinhança evolutiva amplia o espaço de busca explorado durante uma única iteração tabu e evita

a convergência prematura da busca tabu. A estratégia da VE é aplicar os operadores da RNP, durante todas as  $k$  iterações, não apenas em  $x^k$ , mas possibilitar que sejam aplicados em qualquer uma das  $(i-1)$  últimas soluções geradas na iteração corrente. Desta forma, a solução  $x_i^k$  será obtida por meio da aplicação de um dos operadores em uma solução do conjunto  $\{x_0^k, x_1^k, \dots, x_{i-2}^k \text{ ou } x_{i-1}^k\}$ .

Na figura 31 é ilustrado o pseudocódigo destinado à geração da vizinhança evolutiva. Ao pseudocódigo apresentado na figura 30 foi adicionado a escolha de um segundo número aleatório  $ng$  o qual define o vizinho cujo será aplicado um dos operadores da RNP. O número  $ng$  faz parte do conjunto dos números inteiros positivos e está no intervalo entre zero e  $(i-1)$ .

**Figura 31** - Pseudocódigo de geração da vizinhança evolutiva.

1:	<b>Para</b> $i \leftarrow 1$ <b>até</b> $n$ <b>Faça</b>
2:	$op = rand() : op \in \mathbb{R} : 0 \leq op \leq 1$
3:	$ng = rand() : ng \in \mathbb{Z} : 0 \leq ng \leq i - 1$
4:	<b>Se</b> $op \leq \alpha$ <b>Então</b>
5:	$x_i^k = PAO(x_{ng}^k)$
6:	<b>Senão Se</b> $\alpha \leq op \leq \alpha + \beta$ <b>Então</b>
7:	$x_i^k = CAO(x_{ng}^k)$
8:	<b>Senão</b>
9:	$x_i^k = CUT(x_{ng}^k)$
10:	<b>Fim Se</b>
11:	<b>Fim Para</b>

Fonte: do próprio autor.

O conceito de vizinhança evolutiva pode ser empregada apenas nas soluções iniciais, sempre que ocorre a estagnação do processo de busca num mínimo local como forma de escape ou durante todas as iterações do algoritmo.

#### 6.2.4 Critério de aspiração

Neste trabalho dois critérios de aspiração foram definidos para o algoritmo de busca tabu: aspiração por padrão e aspiração por objetivo. O critério de aspiração por padrão permite que o movimento tabu mais antigo seja executado caso todos os movimentos possíveis também estejam classificados como tabu. Por outro lado, o critério de aspiração por objetivo aceita que um movimento tabu seja executado sempre que este movimento represente uma melhora no valor da função objetivo global.

## 6.2.5 Lista Tabu

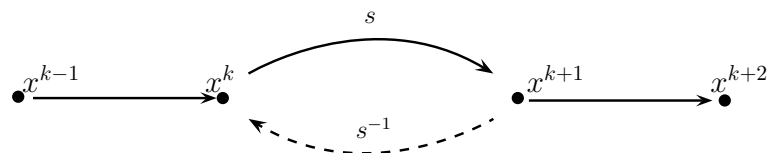
Na lista tabu são armazenados os atributos que caracterizam o conjunto dos movimentos proibidos identificados ao longo das últimas  $t$  transições do processo de busca. Na literatura, os mais diferentes atributos são empregados para identificar o conjunto de transições proibidas para as mais diversas classes de problemas (GLOVER; LAGUNA; MARTI, 2007). No problema de restauração de redes de distribuição de energia elétrica, cuja codificação é tipicamente grafo-orientada, é comum a seleção de atributos relacionados à inclusão/exclusão de ramos à solução corrente.

Neste trabalho, diferentemente do usual na literatura, os movimentos proibidos são caracterizados por meio de ternos de seções  $p$ ,  $a$  e  $r$ , resultantes da codificação do problema e consequente aplicação dos operadores PAO, CAO e CUT na formação da estrutura de vizinhança. O conjunto de seções  $p$ ,  $a$  e  $r$  são capazes de definir qualquer transição  $s$  que conduz uma solução  $x^k$  à solução  $x^{k+1}$ .

No operador CAO, os três termos referentes ao terno  $(p, a, r)$  estão claramente definidos. Nos operadores PAO e CUT, entretanto, estão definidos apenas dois e um atributo, respectivamente. Esta aparente falha na concepção dos atributos destinados à formação da lista tabu é contornada por meio da inclusão de um código específico ao atributo faltante fora do intervalo permitido. Neste trabalho definiu-se o código “-1” para os atributos faltantes.

Portanto, a ciclagem, ou seja, o movimento circular em torno de um ótimo local do espaço de busca, é evitado através do armazenamento na lista tabu dos movimentos no sentido direto ( $s$ ) e inverso ( $s^{-1}$ ) caracterizados por meio de dois ternos de termos  $(p, a, r)$ . O movimento direto  $s$  é resultado da aplicação de um dos operadores PAO, CAO ou CUT à solução corrente  $x^k$ . O movimento reverso  $s^{-1}$ , entretanto, é definido pelo movimento que leva a solução  $x^{k+1}$  à solução  $x^k$ .

**Figura 32** - Exemplo de uma transição do processo de busca e sua lista tabu.



$$T(k+1) = T(k) \ominus \{S_{k-t}\} \oplus \{s = (p, a, r); s^{-1} = (p', a', r')\}$$

Fonte: do próprio autor.

Na figura 32 é ilustrada um exemplo da transição entre as iterações  $k$  e  $k + 1$  (movimento  $s$ ) e seu movimento reverso  $s^{-1}$ . Neste exemplo, o movimento direto  $s$  é caracterizado pelo conjunto de atributos  $(p, a, r)$  e seu movimento reverso pelo terno distinto de atributos  $(p', a', r')$ . Portanto, ao final da  $k$ -ésima iteração, lista tabu é atualizada removendo-se o conjunto dos dois movimentos mais antigos  $S_{k-t}$  e adicionando o par de ternos referente à iteração corrente.

Para os operadores PAO e CAO os movimentos reversos são caracterizados pela aplicação do próprio operador. No entanto, para o operador CUT o movimento reverso é realizado pela aplicação dos operadores PAO ou CAO\*. O símbolo CAO\* é empregado sempre que os atributos  $p$  e  $r$  deste operador sejam iguais no terno  $(p, a, r)$ . Nesta situação particular, o operador CAO se torna equivalente ao operador PAO. Na tabela 7 demonstra a relação entre os movimentos direto e reverso para todos os operadores da RPN.

**Tabela 7** - Relação entre os movimentos direto e reverso dos operadores da RPN.

Movimento direto ( $s$ )	Movimento reverso ( $s^{-1}$ )
PAO	PAO
CAO	CAO
CUT	PAO ou CAO*

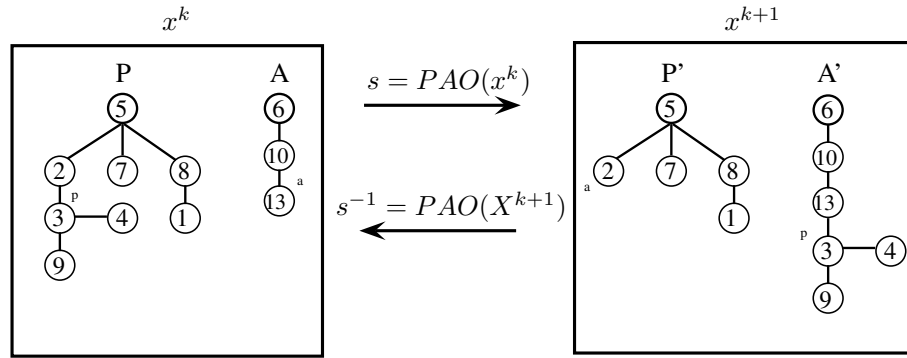
NOTA: O símbolo CAO\* indica que os atributos  $p$  e  $r$  são iguais no terno  $(p, a, r)$ .

Para garantir o entendimento do processo de atualização da lista tabu são ilustrados três exemplos utilizando as figuras 33, 34 e 35. Na figura 33 é possível observar que, caso  $s$  seja obtido através da aplicação do operador PAO, o seu movimento reverso  $s^{-1}$  é resultado da aplicação do mesmo operador à nova solução gerada  $x^{k+1}$ , considerando o mesmo nó de poda  $p$  e o nó adjacente  $a$  adequado ao retorno.

De maneira similar, é possível observar na figura 34 que, caso  $s$  seja obtido através da aplicação do operador CAO, o seu movimento reverso  $s^{-1}$  é resultado da aplicação do mesmo operador à floresta da nova solução gerada  $x^{k+1}$ , considerando, entretanto, os nós de poda  $p$  e raiz  $r$  trocados e o nó adjacente  $a$  adequado ao retorno.

Diferentemente dos demais operadores, o movimento inverso da aplicação do operador CUT pode ser executado por meio da aplicação do operador PAO ou CAO\* à floresta da nova solução  $x^{k+1}$  gerada. No entanto, para efeitos da atualização da lista tabu sempre será considerado o operador PAO. Neste caso, o nó de poda  $p$  deve ser mantido igual e o nó adjacente  $a$  adequado ao retorno.

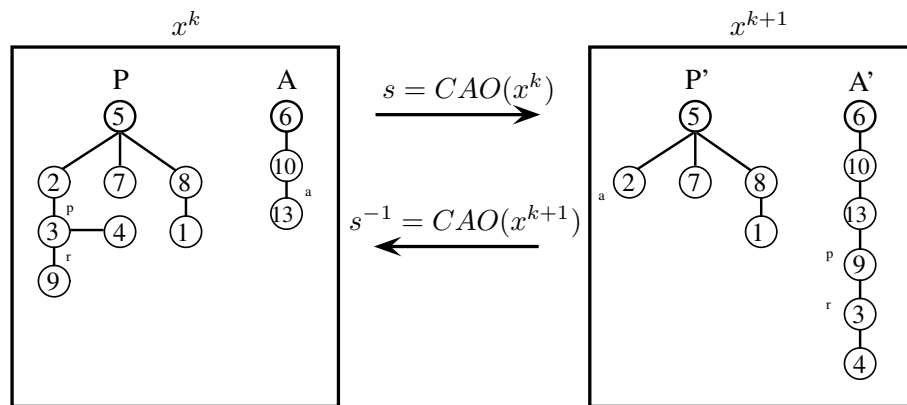
**Figura 33** - Exemplo de atualização da lista tabu após aplicação do operador PAO.



$$T(k+1) = T(k) \ominus \{S_{k-t}\} \oplus \{s = (3, 13, -1); s^{-1} = (3, 2, -1)\}$$

Fonte: do próprio autor.

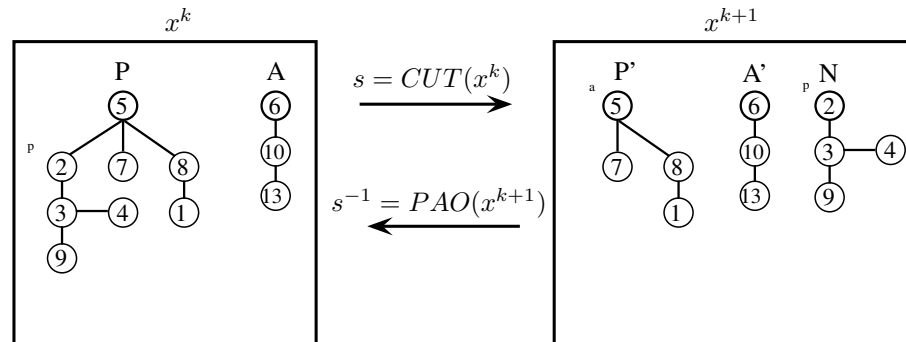
**Figura 34** - Exemplo de atualização da lista tabu após aplicação do operador CAO.



$$T(k+1) = T(k) \ominus \{S_{k-t}\} \oplus \{s = (3, 13, 9); s^{-1} = (9, 2, 3)\}$$

Fonte: do próprio autor.

**Figura 35** - Exemplo de atualização da lista tabu após aplicação do operador CUT.



$$T(k+1) = T(k) \ominus \{S_{k-t}\} \oplus \{s = (2, -1, -1); s^{-1} = (2, 5, -1)\}$$

Fonte: do próprio autor.

## 6.2.6 Critério de parada

O critério de parada de um algoritmo define a maneira como este será encerrado após a execução de várias iterações. O algoritmo de busca tabu, em especial, permite que o usuário defina uma ou mais condições de parada. Os critérios geralmente interrompem a execução do algoritmo quando:

- um determinado número de iterações  $k$  foi executado, ou;
- um determinado número de iterações  $k^*$  foi executado sem que ocorra melhorias na função objetivo, ou;
- a vizinhança  $S(x^k)$  se torna um conjunto vazio, ou;
- o valor da função objetivo atinge um patamar menor ou igual a um valor previamente estabelecido (problema de minimização).

Neste trabalho o processo de busca será encerrado caso um determinado número de iterações  $k$  seja atingido, ou ainda, se um determinado número de iterações  $k^*$  seja executado sem melhorias na função objetivo. Estes dois critérios são aplicados concomitantemente e interrompem o algoritmo caso algum seja satisfeito.

### 6.3 ESTRATÉGIA DE CONEXÃO DE GERADORES DISTRIBUÍDOS

O processo de restabelecimento de um grupo de cargas por meio de ilhamento intencional deve ser conduzido de maneira sistemática e integrada com modelo matemático descrito no capítulo 5, de forma que atenda as restrições e minimize a função objetivo do problema. Portanto, um processo heurístico de despacho de geradores distribuídos foi proposto. A lógica de despacho dos GDs em operação ilhada é descrita a seguir por meio de 13 passos. O fluxograma desta lógica é ilustrado pela figura 36.

1. Defina, entre o conjunto de seções isoladas, a seção contendo o gerador de maior potência e com capacidade de *black-start* como raiz da árvore  $A$ ;
2. Defina  $S$ , um subconjunto de seções de  $A$ , tal que,  $S = \{s_i, \forall i \in A\}$ ; defina  $R$  um subconjunto de seções restauradas de  $A$ , tal que,  $R = \{\emptyset\}$ ; defina  $G$ , um conjunto de geradores, tal que,  $G = \{g_0\}$  e  $g_0$  representa o gerador de maior potência e com capacidade de *black-start* de  $A$ ;
3. Avalie se o conjunto de geradores  $G$  é capaz de alimentar o conjunto de seções  $S$ . Caso afirmativo, vá ao passo 12; caso contrário, faça  $S = \{s_0\}$  e vá ao passo 4;
4. Faça  $R = S$ ; despache os demais geradores presentes em  $S$ ; atualize o conjunto  $G$ ;
5. Defina  $S = \{s_i, \forall i \in A\}$ ;
6. Avalie se o conjunto de geradores  $G$  é capaz de alimentar o conjunto de seções  $S$ . Caso afirmativo, vá ao passo 12; caso contrário, faça  $S = R$  e vá ao passo 7;
7. Determine o conjunto dos  $n$  menores caminhos  $Z$  entre os geradores não despachados (não presentes em  $G$ ) e uma seção da área restabelecida  $S$ , tal que,  $Z = \{z_{i,j}, i \in S, j = g_j \notin G\}$ . Note que os geradores não despachados também não fazem parte de  $S$ ;
8. Defina o contador  $k = 0$ ;
9. Faça  $S = S \cup Z_k$ ;
10. Avalie se o conjunto de geradores  $G$  é capaz de alimentar o conjunto de seções  $S$ . Caso afirmativo, retorne ao passo 4; caso contrário, vá ao passo 11;
11. Se  $k \leq n$ , faça  $k = k + 1$ ,  $S = R$  e retorne ao passo 9; caso contrário, vá ao passo 12;

12. Imprima a solução  $R$  encontrada;
13. Fim da execução.

## 6.4 ESTRATÉGIA DE CORTE SELETIVO DE CARGA

O corte seletivo de carga do algoritmo é executado sempre que sobrecargas inadmissíveis ocorrem na rede ou os níveis de tensão em regime permanente atingem valores abaixo dos limites previamente estabelecido, ou seja, o corte é executado sempre que uma ou mais restrições elétricas se tornam ativas (equações 19, 20, 21, 22 ou 23). Neste momento, cargas inscritas no programa de resposta à demanda são solicitadas à contribuir com o restabelecimento do sistema permanecendo temporariamente fora de operação.

As cargas fora de operação reduzem a potência necessária para que a rede opere dentro dos níveis aceitáveis de carregamento e/ou melhoram o perfil de tensão do sistema. Desta forma, este trabalho estabelece duas diferentes estratégias para a realização do corte de cargas inscritas no PRD. A primeira estratégia foi implementada com a finalidade de reduzir as sobrecargas no sistema, enquanto a segunda está direcionada à melhoria do nível de tensão da rede. Todavia, ambas as estratégias foram integradas à execução da rotina de fluxo de potência. Na figura 37 está ilustrado o trecho de código referente à integração da rotina de fluxo de carga e o corte de cargas inscritas no PRD.

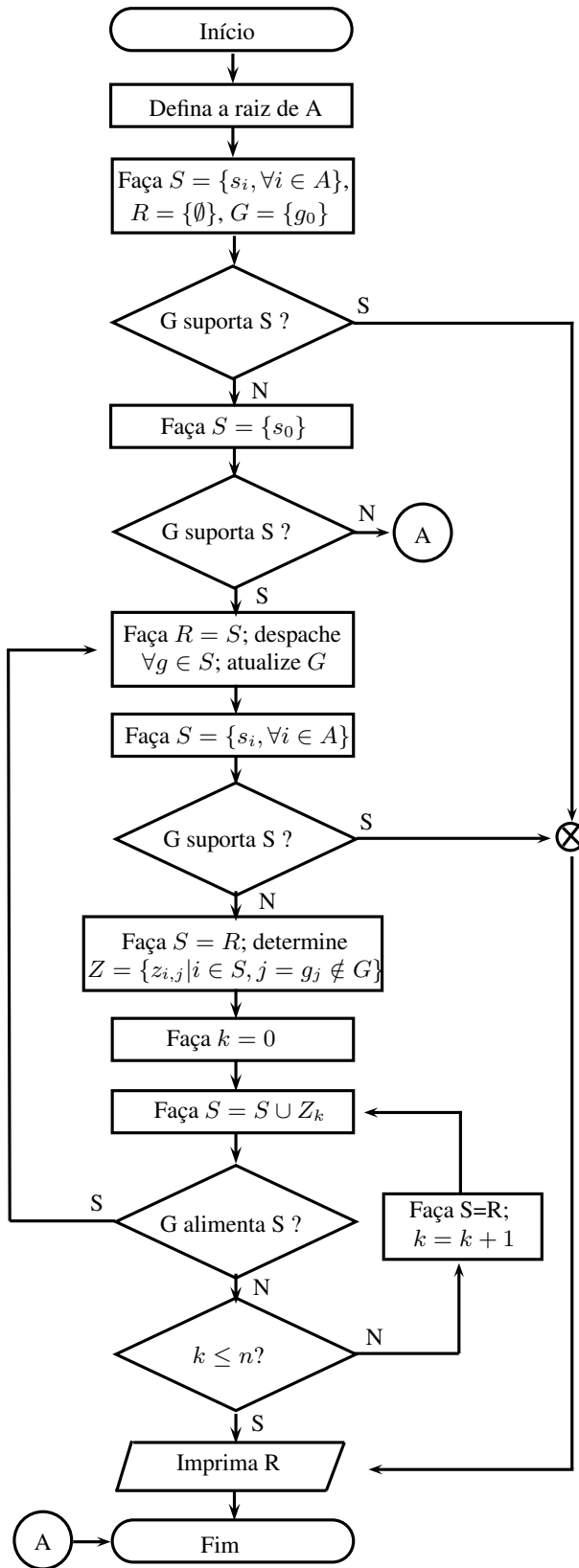
Inicialmente, as restrições de sobrecarga de corrente em condutores e/ou equipamentos de rede são eliminadas por meio do corte das cargas inscritas no PRD (caso existam) através da rotina *CorteS*. Em seguida, as restrições de sobrecarga em transformadores e geradores distribuídos também são avaliadas por meio da rotina *CorteS*. Por fim, as restrições de limite inferior de tensão, caso não eliminadas nas etapas anteriores, são avaliadas por meio da rotina *CorteV*. Nas seções 6.4.1 e 6.4.2 estas estratégias são descritas em detalhes.

### 6.4.1 Corte decorrente de sobrecarga no sistema

A estratégia de corte seletivo de carga por sobrecarga na rede está baseada na redução da demanda do sistema, em  $\Delta S$ , através do desligamento de um conjunto de cargas inscritas no PRD e localizados à jusante do ramo  $j$  com sobrecarga. As cargas são solicitadas a contribuir (ou não) com o programa de resposta à demanda em função de seu custo associado. Na figura 38 está descrito o pseudocódigo desta estratégia.



**Figura 36** - Fluxograma do algoritmo de despacho de GDs em operação ilhada.



Fonte: do próprio autor.

**Figura 37** - Integração entre fluxo de carga e o corte de cargas inscritas no PRD.

```

1: Execute a rotina de fluxo de carga
2: Se ( $I_j^t > I_j^{MAX}$  e  $cRD \neq \{\emptyset\}$ ) Então
3:    $\Delta S = \left| (\vec{V}_k^t \cdot (\vec{I}_j^t - I_j^{MAX})^* \right|$ 
4:   Execute CorteS(j, $\Delta S$ ,cRD)
5:   Vá para a linha 1
6: Senão Se ( $S_T > S_T^{MAX}$  e  $cRD \neq \{\emptyset\}$ ) Então
7:    $\Delta S = S_T - S_T^{MAX}$ 
8:   Execute CorteS(j, $\Delta S$ ,cRD)
9:   Vá para a linha 1
10: Senão Se ( $S_G^t > S_G^{MAX}$  e  $cRD \neq \{\emptyset\}$ ) Então
11:    $\Delta S = S_G^t - S_G^{MAX}$ 
12:   Execute CorteS(j, $\Delta S$ ,cRD)
13:   Vá para a linha 1
14: Senão Se ( $V_k^t \leq V_{MIN}$  e  $cRD \neq \{\emptyset\}$ ) Então
15:   Execute CorteV(k,cRD)
16:   Vá para a linha 1
17: Fim Se

```

Fonte: do próprio autor.

Inicialmente, a rotina *CorteS* lista os  $n$  consumidores localizados à jusante do ramo  $j$  e não previamente despachados pelo PRD (os consumidores já despachados estão presentes no conjunto  $cRD$ ). Em seguida, os cálculos de custos de corte  $c(L_i)$  dos  $n$  consumidores são computados, o conjunto  $L$  de cargas inscritas no PRD ordenado em função de seu custo, e, por fim, o corte das  $i$ -ésimas cargas do sistema é realizado.

## 6.4.2 Corte decorrente de baixos níveis de tensão

A estratégia de corte seletivo de carga por subtensão na rede é sensivelmente distinta da rotina apresentada anteriormente. Esta estratégia está baseada na redução de carga, passo a passo, considerando o grau de influência de cada uma das cargas no restabelecimento dos níveis de tensão adequados nas seções com subtensão.

O grau de influência de cada uma das cargas inscritas no programa de resposta à demanda está relacionado à distância elétrica do caminho entre esta carga e o nó  $k$  com menor nível de tensão do sistema, denominada  $Z_{path}$  por Kleinberg, Miu e Chiang (2011), o custo de interrupção associado à carga e sua potência disponível ao PRD. Estes três parâmetros integram o índice  $I$  que define a carga que será solicitada ao corte a cada passo. Na figura 39 está descrito o pseudocódigo desta estratégia.

**Figura 38** - Pseudocódigo de corte de carga por sobrecarga.

1: <b>Função</b> CorteS ( $j, \Delta S, cRD$ ) 2: Determine $L = \{L_i; i=1, \dots, n; L_i \text{ após } j; L_i \notin cRD\}$ 3: Calcule o custo $c(L_i)$ , em u.m./kW 4: Ordene $L$ tal que $c(L_i) \leq c(L_{i+1})$ 5: Faça $a=0$ 6: <b>Para</b> $i \leftarrow 1$ até $n$ <b>Faça</b> 7: $a = a + p(L_i)$ 8: <b>Se</b> $a \geq \Delta S$ <b>Então</b> 9: <b>Vá para a linha 12</b> 10: <b>Fim Se</b> 11: <b>Fim Para</b> 12: Solicite o desligamento de $L_0, \dots, L_i$ 13: Atualize o conjunto $cRD$
---

Fonte: do próprio autor.

A distância elétrica  $Z_{path}$  entre a barra que contém uma carga  $L_i$  inscrita no PRD e a barra com violação do nível de tensão do sistema é caracterizada pela equação 25, em que  $N_v$  representa o caminho entre  $L_i$  e a barra com violação.

$$Z_{path} = \frac{\|V_{L_i} - V_{min}\|}{\sum_{k \in N_v} I_{L,k}} \quad (25)$$

O processo inicia-se com identificação dos  $n$  consumidores não previamente desligados pelo PRD, e, em seguida, computa-se o índice  $I(L_i)$  para cada uma das  $L_i$  cargas. O índice  $I(L_i)$  é formado por  $Z_{path}$  entre  $L_i$  e  $k$ , o custo  $c(L_i)$  e a potência disponível ao PRD  $p(L_i)$ . Por fim, as  $L_i$  cargas são ordenadas em função do índice  $I$  e o corte da carga é realizado no consumidor que apresenta o menor índice.

**Figura 39** - Pseudocódigo de corte de carga por subtensão.

1: <b>Função</b> CorteV ( $k, cRD$ ) 2: Determine $L = \{L_i; i=1, \dots, n; L_i \notin cRD\}$ 3: Calcule $I(L_i) = Z_{path}(L_i, k) \cdot [c(L_i)/p(L_i)]$ 4: Ordene $L$ tal que $I(L_i) \leq I(L_{i+1})$ 5: Solicite o desligamento de $L_0$ 6: Atualize o conjunto $cRD$
--

Fonte: do próprio autor.

## 6.5 FLUXO DE CARGA

O cálculo do fluxo de carga em um sistema de distribuição destina-se à determinação de seu estado em regime permanente, isto é, as tensões nas barras, correntes e fluxo de potência nos trechos de rede, assim como perdas ativas e reativas do sistema.

Na literatura são descritos duas principais categorias de métodos para solução do problema de fluxo de potência em redes de distribuição:

- Métodos baseado na matriz impedância nodal.
- Métodos de varredura direta e inversa;

Os métodos baseados na matriz impedância nodal utilizam uma formulação mais adequada para sistemas fortemente malhados. Estes métodos são derivados do método de Newton-Raphson ([TINNEY; HART, 1967](#)), desacoplado rápido ou versões modificadas ([MONTICELLI, 1983](#)). Estes métodos são mais adequados para os sistemas de transmissão, principalmente, devido à alta relação  $x/r$  dos circuitos.

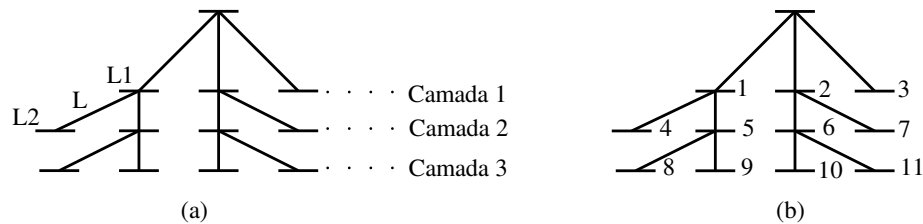
Os métodos de varredura direta e inversa são recomendados principalmente para sistemas radiais, embora possam ser adaptados para redes fracamente malhadas. Nestes métodos a rede é representada por meio de um grafo acíclico (árvore), em que a raiz corresponde à barra da subestação, o tronco ao ramal principal e os ramos estão associados aos circuitos secundários. O processo de cálculo é iniciado através de uma varredura reversa, partindo-se dos nós extremos dos ramais laterais, e, usando uma estimativa inicial das tensões nodais, calculam-se as correntes nos ramos até o nó raiz. A partir do resultado da injeção de corrente ou potência do nó raiz, e do valor conhecido da tensão nessa barra, procede-se à varredura direta, realizando-se o recálculo dos valores de tensão das barras da rede até os nós extremos. Esse processo é repetido até que o critério de parada seja atingido. Esta categoria de fluxo de carga possui duas principais versões: a primeira possui uma formulação em termos de corrente (soma de correntes) enquanto a segunda utiliza uma formulação baseada em potência (soma de potências). Os principais autores sobre estas técnicas são [Shirmohammadi et al. \(1988\)](#), [Cheng e Shirmohammadi \(1995\)](#) (soma de correntes) e [Baran e Wu \(1989\)](#), [Cespedes \(1990\)](#) (soma de potências).

### 6.5.1 Fluxo de carga para sistemas radiais

O método de varredura desenvolvido por [Shirmohammadi et al. \(1988\)](#) será empregado para executar os cálculos de fluxo de carga necessários ao algoritmo de otimização de busca tabu.

Neste método, em contraste às técnicas baseadas em impedância nodal, a adequada ordenação dos ramos (e nós) da rede é essencial para sua execução. Os ramos da árvore que representam o sistema de distribuição, contendo  $n$  nós,  $b = (n - 1)$  ramos, devem ser numerados em camadas, sendo que, a numeração de uma camada só é iniciada após todas os ramos da camada anterior sejam numerados. Na figura 40 (a) é ilustrado um exemplo de um sistema típico de distribuição contendo um ramo  $L$  entre as camadas 1 e 2 com raiz em  $L1$ . Na figura 40 (b) é ilustrado a maneira de numeração em camadas.

**Figura 40** - Esquema de numeração em uma rede de distribuição.



Fonte: do próprio autor.

Considerando o valor inicial de tensão de todas as barras igual à tensão do nó raiz do alimentador, o método de solução iterativa para um sistema de distribuição pode ser descrito em apenas três passos:

1. Calcular a injeção de corrente de cada nó do sistema. Utiliza-se para isto a equação  $I_i^{(k)} = \left( S_i / V_i^{(k-1)} \right)^* - Y_i \cdot V_i^{(k-1)}$ , em que  $k$  e  $i$  são, respectivamente, a iteração que se encontra o processo e o nó em questão.  $S_i$  e  $Y_i$  são a injeção de potência e a soma de todos elementos *shunt* presentes no nó  $i$ , respectivamente. O “\*” sobrescrito denota o operador complexo conjugado.
2. Em sua varredura reversa, ou seja, partindo dos nós finais do alimentador em direção ao nó raiz do alimentador, calcular o fluxo de corrente  $J_L$  nos ramos, que é dado por  $J_L^{(k)} = -I_j^{(k)} + \sum_{a=1}^n J_{j-a}^{(k)}$ , em que  $L$  é o ramo entre as barras  $i - j$  e  $n$  representa o número de ramos conectados à jusante da barra  $j$ .
3. Partindo do nó raiz do alimentador em direção aos extremos da árvore, ou seja, em sua varredura direta, recalculer as tensões nodais do sistema. Dadas duas barras  $i$  e  $j$ , em que  $i$  se encontra mais próxima do nó raiz, a relação de tensão entre estas duas barras é dada por  $V_j^{(k)} = V_i^{(k)} - Z_L \cdot J_L^{(k)}$ .

Os passos 1, 2 e 3 são repetidos até que o critério de convergência seja atingido. Para isto utiliza-se a diferença entre a potência especificada  $S_i$  e a potência calculada para o nó  $i$ , ou

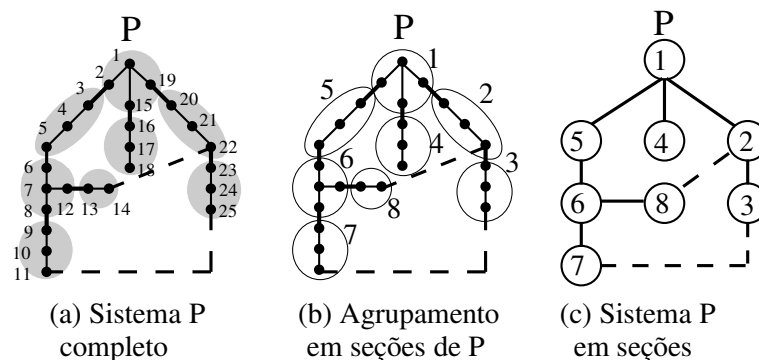
seja,  $S_i^{(k)} = V_i^{(k)} \cdot (I_i^{(k)})^* - Y_i |V_i^k|^2$ . Os erros de potência ativa  $\Delta P_i^{(k)} = Re [\Delta S_i^{(k)} - S_i]$  e reativa  $\Delta Q_i^{(k)} = Im [\Delta S_i^{(k)} - S_i]$  a cada barra devem ser menores que um erro  $\xi$  pré-estabelecido ou o número máximo de iterações  $k^{MAX}$  seja atingido.

### 6.5.2 Fluxo de carga usando a RNP

O uso da RNP como forma de codificação para o técnica de otimização, em conjunto com a rotina de fluxo de carga proposta por [Shirmohammadi et al. \(1988\)](#), pode degradar o tempo total de processamento da metodologia proposta para a solução do problema de restauração de redes de distribuição. Esta degradação é decorrente do emprego de duas diferentes maneiras de armazenar e processar os dados de topologia da rede de distribuição (RNP para o algoritmo de busca tabu e representação em camadas para a rotina de fluxo de carga). Portanto, adequações são necessárias à rotina de fluxo carga para seu processamento através da RNP seja satisfatório.

A representação do sistema em dois diferentes níveis (seção-profundidade e barra- profundidade) permite o aninhamento de ambas tabelas da RNP. Neste caso, o aninhamento consiste em construir  $\{2 \cdot a - d(v_0) + 1\}$  tabelas de nível inferior e apenas uma de nível superior. O símbolo “ $d$ ” na equação anterior denota o *grau* do vértice do nó raiz  $v_0$  e “ $a$ ” representa o número total de arestas do grafo  $G$ . Portanto, um sistema de distribuição contendo nove arestas, como o apresentado na figura 41 (c), é necessária a construção de 16 RNPs de nível inferior. Nas figuras 41 (a), (b) e (c) são ilustradas as etapas do processo de agrupamento em seções de um sistema de pequeno porte P. Neste processo as seções são delimitadas através de dispositivos de seccionamento, tais como, chaves seccionadoras, religadores e seccionalizadores.

**Figura 41** - Processo de agrupamento do sistema em seções.



Fonte: do próprio autor.

O processo de agrupamento do sistema em seções é executado uma única vez no início do algoritmo e permanece inalterado durante todo o processo de otimização. Encerrada esta etapa,

a rotina de formação das tabelas da RNP de nível inferior é executada. As tabelas de nível inferior são denotadas pelo símbolo  $S_{s,r}$ , em que “s” denota a seção representada e “r” a raiz de s. A notação  $S_{6,5}$ , por exemplo, indica a tabela da RNP de nível inferior da seção 6 enraizada na seção 5. Diferentemente, a notação  $S_{6,8}$  indica a tabela da seção 6 enraizada na seção 8. Na figura 42 é apresentado o conjunto de tabelas de nível inferior da seção 6 representada na figura 41.

**Figura 42** - Conjunto de RNPs de nível inferior da seção 6 (figura 41).

$$S_{6,5} = \begin{vmatrix} 6 & 7 & 8 & 12 \\ 0 & 1 & 2 & 2 \end{vmatrix} \quad S_{6,7} = \begin{vmatrix} 8 & 7 & 6 & 12 \\ 0 & 1 & 2 & 2 \end{vmatrix} \quad S_{6,8} = \begin{vmatrix} 12 & 7 & 8 & 6 \\ 0 & 1 & 2 & 2 \end{vmatrix}$$

(a) RNP da seção 6 enraizada na seção 5

(b) RNP da seção 6 enraizada na seção 7

(c) RNP da seção 6 enraizada na seção 8

Fonte: do próprio autor.

Diferente das demais seções, a seção que contém a raiz do alimentador possui uma representação particular em nível inferior, uma vez que esta possui não possui enraizamento em outra seção. Portanto, com a finalidade de manter a denotação uniforme para qualquer seção do sistema, a seção raiz é representada pela denotação  $S_{s,s}$ . Desta forma, no exemplo ilustrado na figura 41, a tabela que representa a raiz do alimentador  $P$  é denotada por  $S_{1,1}$ . Na figura 43 a tabela  $S_{1,1}$  é ilustrada.

**Figura 43** - RNP de nível inferior da seção 1 (figura 41).

$$S_{1,1} = \begin{vmatrix} 1 & 2 & 15 & 19 \\ 0 & 1 & 1 & 1 \end{vmatrix}$$

Fonte: do próprio autor.

Findo a elaboração das RNPs de nível inferior é possível a execução da rotina de fluxo de carga na representação nó-profundidade. As etapas da rotina de fluxo de carga na RNP são os mesmos apresentados na seção 6.5.1. No entanto, a maneira de executar as varreduras direta e reversa são significativamente diferentes. As varreduras percorrem, sistemática e alternadamente, as tabelas de nível inferior e superior nas direções da raiz dos alimentadores até seus nós finais e dos nós finais até sua raiz.

A rotina de fluxo de carga adequada à RNP é apresentada na figura 44 e suas sub-rotinas nas figuras 45, 46 e 47. A sub-rotina INJECAO realiza, a cada iteração, os cálculos de injeção

de corrente em cada barra do sistema. A sub-rotina CORRENTE percorre as barras do sistema, partindo dos nós finais em direção ao nó raiz, realizando os cálculos do fluxo de corrente  $J$ . Por fim, a sub-rotina TENSAO recalcula os níveis de tensão em cada barra e os erros de potência ativa e reativa do sistema. Os erros  $\Delta P_{max}$  e  $\Delta Q_{max}$  usados como critério de parada da rotina de fluxo de carga.

**Figura 44** - Pseudocódigo da rotina de fluxo de carga.

1: $V(S) = 1.0$ p.u. 2: <b>Enquanto</b> $\Delta P_{max} > \varepsilon$ ou $\Delta Q_{max} > \varepsilon$ <b>Faça</b> 3: $\Delta P_{max} = 0$ e $\Delta Q_{max} = 0$ 4:     INJECAO() 5:     CORRENTE() 6:     TENSAO() 7: <b>Fim Enquanto</b>
---

Fonte: do próprio autor.

**Figura 45** - Pseudocódigo da sub-rotina INJECAO.

1: <b>Para</b> $k \leftarrow \dim(S)$ <b>até</b> 1 <b>Faça</b> 2: $u = S.prof(k) - 1$ 3: $s = S.no(k)$ 4: $r = S.no(u)$ 5: $J(S) = 0$ 6: <b>Para</b> $q \leftarrow 1$ <b>até</b> $\dim(R_{s,r})$ <b>Faça</b> 7: $n = R_{s,r}.no(q)$ 8: $I(n) = [S_{esp}(n)/V(n)]^* - Y(n) \cdot V(n)$ 9: <b>Fim Para</b> 10: <b>Fim Para</b>
---

Fonte: do próprio autor.



**Figura 46** - Pseudocódigo da sub-rotina CORRENTE (varredura reversa).

```

1: Para  $k \leftarrow \dim(S)$  até 1 Faça
2:    $u = S.prof(k) - 1$ 
3:    $s = S.no(k)$ 
4:    $r = S.no(u)$ 
5:    $J(S) = 0$ 
6:   Para  $q \leftarrow \dim(R_{s,r})$  até 1 Faça
7:      $p = R_{s,r}.prof(q) - 1$ 
8:      $m = R_{s,r}.no(p)$ 
9:      $n = R_{s,r}.no(q)$ 
10:     $J(m) = J(m) + J(n) + I(n)$ 
11:   Fim Para
12: Fim Para

```

Fonte: do próprio autor.

**Figura 47** - Pseudocódigo da sub-rotina TENSAO (varredura direta).

```

1: Para  $k \leftarrow 1$  até  $\dim(S)$  Faça
2:    $u = S.prof(k) - 1$ 
3:    $s = S.no(k)$ 
4:    $r = S.no(u)$ 
5:    $J(S) = 0$ 
6:   Para  $q \leftarrow 1$  até  $\dim(R_{s,r})$  Faça
7:      $p = R_{s,r}.prof(q) - 1$ 
8:      $m = R_{s,r}.no(p)$ 
9:      $n = R_{s,r}.no(q)$ 
10:     $V(n) = V(m) - Z_{m,n} \cdot [J(n) + I(n)]$ 
11:     $S_{calc}(n) = [V(n) \cdot I(n)]^* - Y_n |V[n]|^2$ 
12:     $\Delta P = Re[S_{calc}(n) - S_{esp}(n)]$  e  $\Delta Q = Im[S_{calc}(n) - S_{esp}(n)]$ 
13:    Se  $\Delta P > \Delta P_{max}$  Então
14:       $\Delta P_{max} = \Delta P$ 
15:    Fim Se
16:    Se  $\Delta Q > \Delta Q_{max}$  Então
17:       $\Delta Q_{max} = \Delta Q$ 
18:    Fim Se
19:  Fim Para
20: Fim Para

```

Fonte: do próprio autor.

## 7 SISTEMA TESTE E RESULTADOS

Neste capítulo são apresentados os resultados dos testes obtidos com o algoritmo de busca tabu implementado em linguagem de programação C++ a partir da metodologia descrita no capítulo anterior e simulado utilizando um microcomputador pessoal com processador Intel® Core™i7 e 4 GB de memória RAM.

Na seção 7.1 é apresentado o sistema teste utilizado nas simulações. Uma análise sobre a influência dos parâmetros  $\alpha$ ,  $\beta$  e  $\gamma$  e a convergência do algoritmo proposto é descrita na seção 7.2. Um breve comparativo entre o desempenho do algoritmo com e sem o conceito de vizinhança evolutiva é exibido na seção 7.3. Nas seções 7.4 e 7.5 são apresentados, respectivamente, oito cenários para o sistema teste e comentários sobre a solução inicial. Por fim, os resultados das simulações são expostos na seção 7.6.

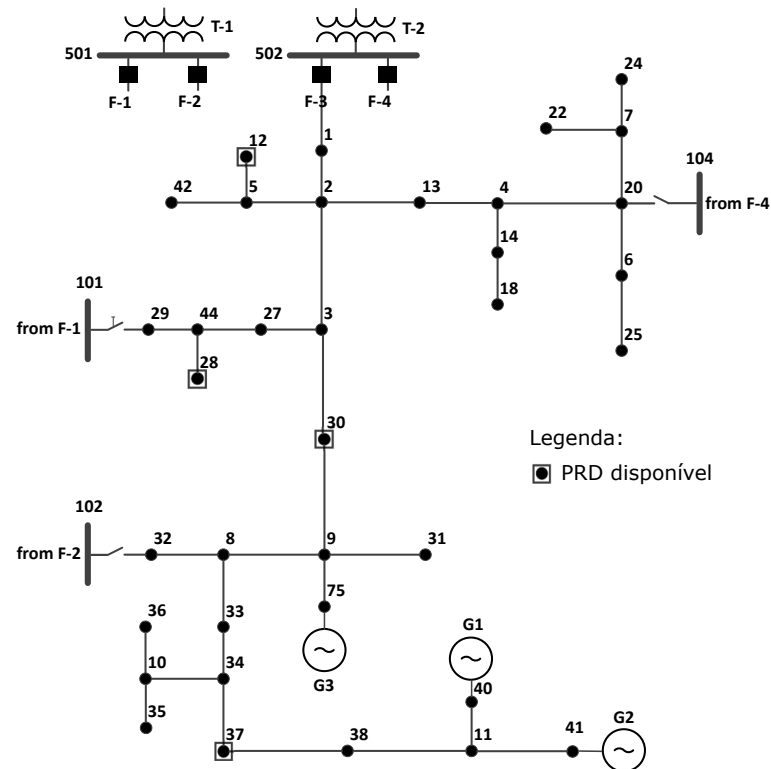
### 7.1 SISTEMA TESTE

O sistema empregado para avaliação da técnica de otimização proposta é baseado no sistema teste radial IEEE 37 barras (IEEE, 2011). Ao sistema original foram adicionados um novo transformador na subestação, três alimentadores fictícios e três novas chaves de manobras para interconexão entre estes alimentadores. Adicionalmente, três geradores distribuídos foram inseridos nas barras 40, 41 e 75. Estes geradores possuem, respectivamente, potência nominal igual a 300kVA, 150kVA e 400kVA. O programa de resposta à demanda foi considerado por meio da inclusão de quatro consumidores contendo cargas controladas remotamente. Estes consumidores estão localizados nas barras 12, 28, 30 e 37 e possibilitam, caso solicitado, a redução de 180kW ao sistema a um custo total de 135u.m. por solicitação. Adicionalmente, são considerados três consumidores com cargas controladas termostaticamente (CLPU) os quais estão localizados nas barras 13, 20 e 33. A nova topologia do sistema teste é ilustrada na figura 48.

O carregamento da rede foi classificado através de três diferentes curvas de consumo. Os geradores distribuídos também possuem diferentes curvas de geração. Os dados referentes aos geradores, cargas, curvas (de geração e consumo), custos de chaveamentos e dados referentes ao CLPU estão descritos no anexo A.

Por fim, a potência nominal trifásica dos transformadores da subestação e a tensão primária

**Figura 48** - Sistema teste baseado no sistema radial IEEE37.



Fonte: do próprio autor.

do sistema de distribuição foram mantidas em 2.5MVA e 4.8kV, respectivamente.

## 7.2 PARÂMETROS DO ALGORITMO

O algoritmo proposto para a solução do problema de restauração de sistemas de distribuição possui três grupos de parâmetros bem definidos.

O primeiro grupo está relacionado à função objetivo e as restrições do problema. Neste grupo estão inclusos os custos de operação das chaves seccionadoras, estabelecido em 100 unidades monetárias (u.m.) para as chaves manuais e 10 u.m. para as telecomandadas, o custo da energia não distribuída, definido em 500 u.m. para cada kW interrompido, o custo social para a interrupção de uma carga prioritária, definido em 1.000.000 u.m., e o custo de uso do programa de resposta a demanda, conforme anexo A. O conjunto de parâmetros referente às restrições elétricas, tais como, limite de condutores, transformadores, chaves seccionadoras e limites máximos de geração também estão descritos no anexo A. A tensão mínima de operação do sistema foi estabelecida em 0.95 p.u.

O segundo grupo de parâmetros do algoritmo está relacionado à meta-heurística de busca tabu e contém os parâmetros básicos de ajuste, tais como, tamanho da vizinhança, número máximo de iterações e tamanho da lista tabu. Na tabela 8 são descritos os parâmetros empregados durante a execução dos ensaios. Estes parâmetros foram calibrados com base na experiência e mantidos constantes ao longo de todas as simulações.

**Tabela 8** - Parâmetros do algoritmo de busca tabu.

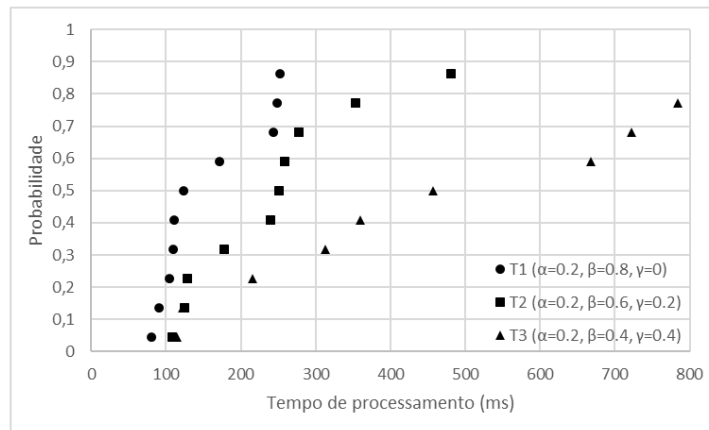
Descrição do parâmetro	Símbolo	Valor
Tamanho da vizinhança	$n$	50
Número máximo de iterações	$k$	1000
Número máximo de iterações sem melhoria na função objetivo	$k^*$	35
Tamanho da lista tabu	-	10

O terceiro grupo de parâmetros, destinados a manter a proporcionalidade entre os operadores PAO, CAO e CUT durante o estabelecimento da vizinhança do algoritmo de busca tabu,  $\alpha$ ,  $\beta$  e  $\gamma$ , foram calibrados com os valores 0.42, 0.40 e 0.18, respectivamente. Estes parâmetros foram ajustados com base na execução de um conjunto de simulações contendo diferentes valores de  $\alpha$ ,  $\beta$  e  $\gamma$ .

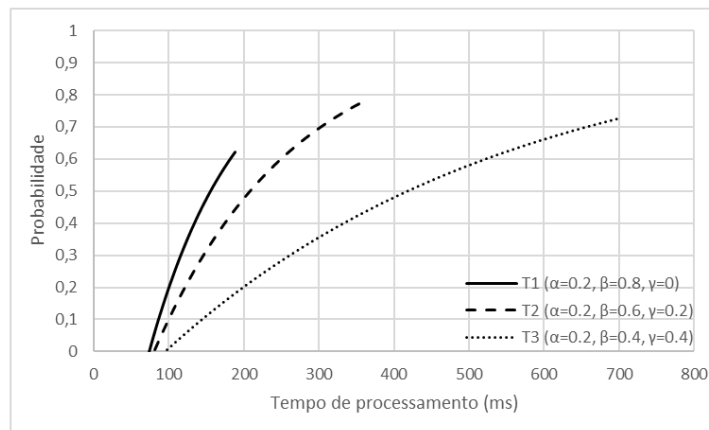
A descrição do conjunto de simulações executadas estão descritos na tabela 9 e foram realizados com dois níveis de carregamento: leve (sistema como descrito na seção 7.1) e pesado (com a restrição de nível máximo de fluxo de potência nos transformadores da subestação previamente ativa). Em cada um dos nove testes foram realizadas 10 execuções do algoritmo sem considerar a presença de geradores distribuídos e o programa de resposta a demanda. A comparação entre as diferentes simulações foram realizadas por meio de gráficos “time-to-target” (TTT). Os gráficos TTT foram introduzidos por [Aiex, Resende e Ribeiro \(2007\)](#) e são úteis para a comparação entre diferentes algoritmos e meta-heurísticas destinadas à otimização combinatorial, tais como, “simulated annealing”, algoritmos genéticos, busca tabu, GRASP, entre outros. Nas figuras 49, 50 e 51 são ilustrados os resultados encontrados para o carregamento leve. O valor alvo da função objetivo para o patamar de carregamento leve foi estabelecido em 30, isto é,  $CINP \leq 30$ . O valor do alvo foi estabelecido com base na melhor solução encontrada entre as simulações.

Na figura 49 é ilustrada a comparação dos parâmetros  $\beta$  e  $\gamma$ , mantendo-se  $\alpha$  constante e igual 0.2. Nos itens (a) e (b) da figura é possível observar que a elevação do parâmetro  $\gamma$  (e consequente redução de  $\beta$ ) deteriorou a velocidade de convergência do algoritmo em sistemas com baixo carregamento.

**Figura 49** - Comparação entre os parâmetros  $\beta$  e  $\gamma$  (baixo carregamento).



(a) Gráfico TTT empírico.



(b) Gráfico TTT teórico (calculado).

Fonte: do próprio autor.

**Tabela 9** - Testes dos parâmetros  $\alpha$ ,  $\beta$  e  $\gamma$ .

Teste	$\alpha$	$\beta$	$\gamma$
T1	0.2	0.8	0
T2	0.2	0.6	0.2
T3	0.2	0.4	0.4
T4	0.4	0.6	0
T5	0.4	0.4	0.2
T6	0.4	0.2	0.4
T7	0.6	0.4	0
T8	0.6	0.2	0.2
T9	0.8	0.2	0

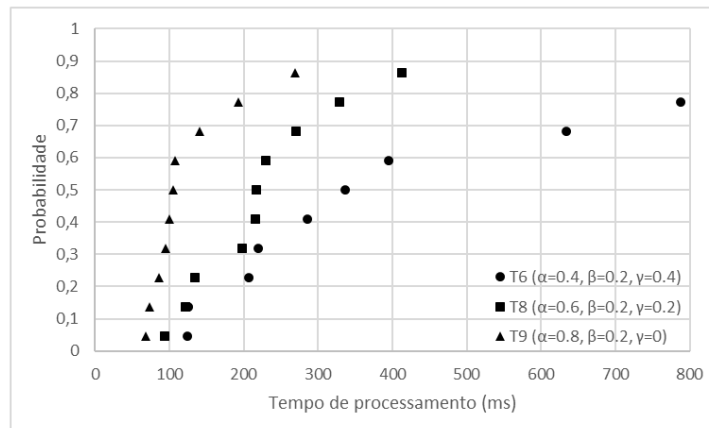
Na figura 50 é ilustrada a comparação dos parâmetros  $\alpha$  e  $\gamma$ , mantendo-se  $\beta$  constante e igual 0.2. Nesta figura é possível observar que, de maneira análoga à figura 49, a elevação do parâmetro  $\gamma$  (e conseqüente redução de  $\alpha$ ) também reduziu a velocidade de convergência do algoritmo para o sistema com baixo carregamento. Na figura 50 (b) é possível concluir que em 60% das simulações foram encontradas em tempos inferiores a 170ms para  $\gamma = 0$ , aproximadamente 240ms para  $\gamma = 0.2$  e 510ms para  $\gamma = 0.4$ .

Por outro lado, alterações nos valores dos parâmetros  $\alpha$  e  $\beta$  não apresentaram significativa redução no tempo de processamento do algoritmo. Esta conclusão é baseada na análise da figura 51. Nesta figura é ilustrada a comparação entre os parâmetros  $\alpha$  e  $\beta$ , mantendo-se constante e igual  $\gamma = 0$ . A análise da figura 51 (b) permite concluir que valores superiores de  $\alpha$  em relação à  $\beta$  tendem a resultar em menores tempos de processamento, embora sem apresentar redução expressiva. O teste T5 foi adicionado à figura apenas para ilustrar o contraste causado pelo incremento do parâmetro  $\gamma$ , em sistemas com baixo carregamento.

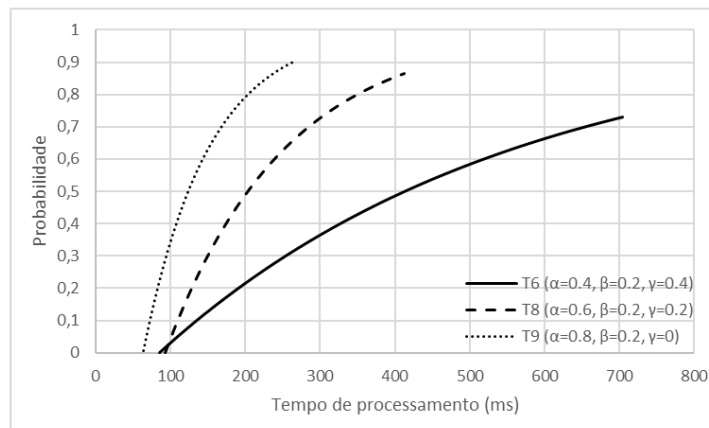
Na figura 52 está ilustrado o conjunto de resultados encontrados para os parâmetros  $\alpha$ ,  $\beta$  e  $\gamma$  ao submeter o sistema ao carregamento elevado (com restrições). Para este conjunto de testes foi realizada a redução da potência dos transformadores das subestações a níveis inferiores ao exigido pela demanda, obrigando, portanto, o algoritmo realizar cortes de carga. O valor alvo da função adaptação foi elevado para 60000, isto é,  $CINP \leq 60000$ .

A análise da figura 52 permite afirmar que os testes T3 e T6, ambos com o parâmetro  $\gamma$  igual a 0.4, apresentaram tempos computacionais com certa similaridade entre si e inferiores aos demais. Os testes T2 e T5 exibiram tempos de processamento ligeiramente superior aos anteriores. O teste T8, contendo o terno de parâmetros  $\alpha = 0.6$ ,  $\beta = 0.2$  e  $\gamma = 0.2$ , apresentou o pior desempenho considerando o sistema com alto carregamento. Os testes T1, T4, T7 e T9 não apresentaram soluções factíveis, pois o parâmetro  $\gamma = 0$  não permite corte de carga.

**Figura 50** - Comparação entre os parâmetros  $\alpha$  e  $\gamma$  (baixo carregamento).



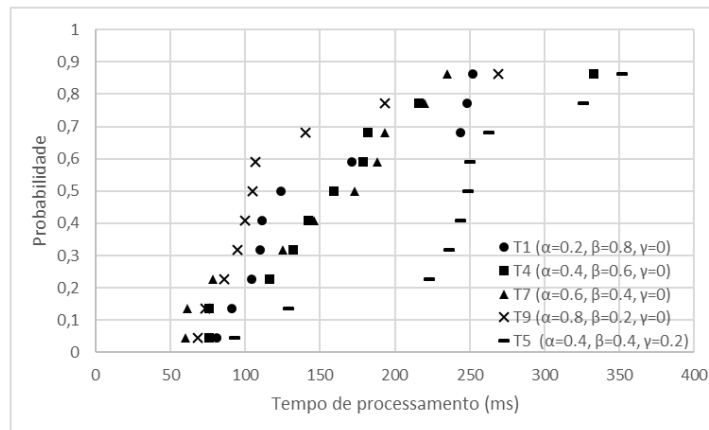
(a) Gráfico TTT empírico.



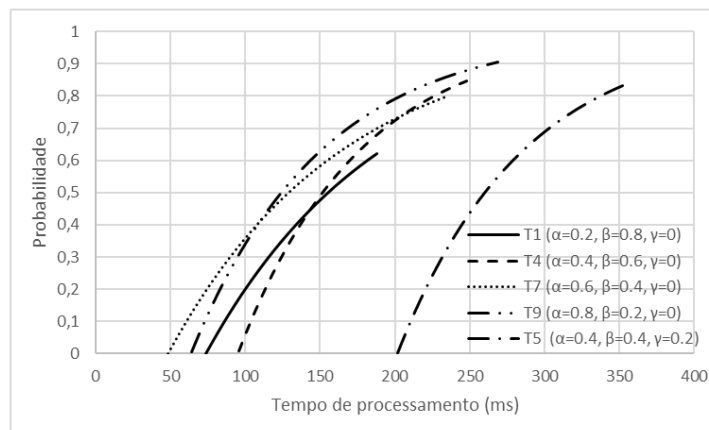
(b) Gráfico TTT teórico (calculado).

Fonte: do próprio autor.

**Figura 51 - Comparação entre os parâmetros  $\alpha$  e  $\beta$  (baixo carregamento).**



(a) Gráfico TTT empírico.

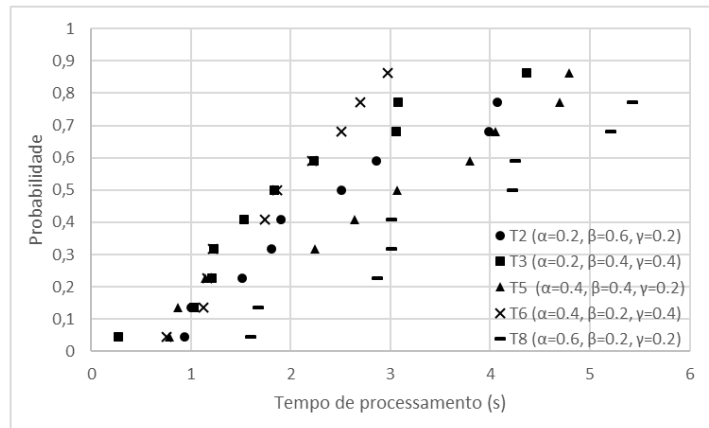


(b) Gráfico TTT teórico (calculado).

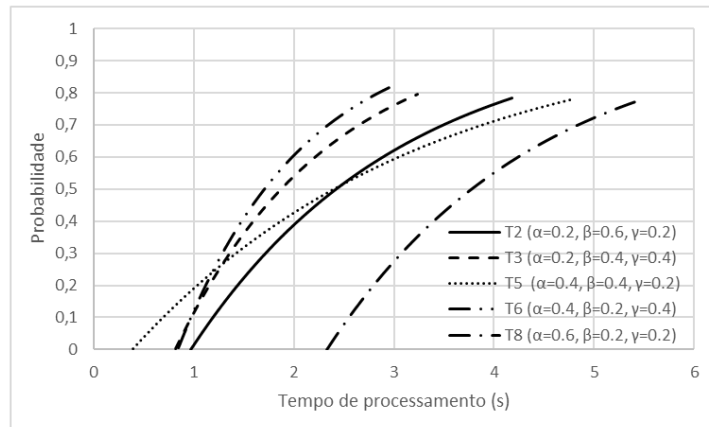
Fonte: do próprio autor.



**Figura 52** - Comparação entre os parâmetros  $\alpha$ ,  $\beta$  e  $\gamma$  (sistema com alto carregamento).



(a) Gráfico TTT empírico.



(b) Gráfico TTT teórico (calculado).

Fonte: do próprio autor.

Portanto, diante dos resultados expostos é possível concluir que os parâmetros  $\alpha$ ,  $\beta$  e  $\gamma$  interferem diretamente na qualidade das soluções obtidas pelo algoritmo desenvolvido. Para sistemas com baixo carregamento sugere-se a atribuição de pequenos valores a  $\gamma$  e valores elevados a  $\alpha$  e  $\beta$ , sempre considerando  $\alpha$  ligeiramente superior à  $\beta$ . Contrariamente, para sistemas com elevado carregamento, sugere-se incrementar o valor de  $\gamma$  e manter o valor de  $\beta$  igual ou levemente superior a  $\alpha$ . Valores intermediários, assim como proposto no início desta seção, se mostraram satisfatórios para a grande parte das simulações.

### 7.3 VIZINHANÇA EVOLUTIVA

O conceito de vizinhança evolutiva, apresentado ao longo do capítulo 4, foi aplicado ao algoritmo de busca tabu para evitar a convergência prematura da meta-heurística, e, consequentemente, garantir melhores resultados à técnica de solução. Para avaliar os efeitos da inclusão da filosofia de VE ao algoritmo foram realizadas 40 simulações considerando o patamar de carregamento pesado (com a restrição de nível máximo de fluxo de potência nos transformadores da subestação previamente ativa) e sem incluir geradores distribuídos e o programa de resposta à demanda como forma de apoio à restauração. Entre o conjunto das 40 simulações realizadas, 20 consideram a inclusão desta filosofia e 20 não consideram sua inclusão. Os resultados obtidos estão descritos na tabela 10.

**Tabela 10** - Comparação entre o algoritmo com e sem a filosofia de vizinhança evolutiva.

-	BT com VE	BT sem VE
FO-opt	46146	52157
%-opt	85	100
Min-it	6	7
Med-it	36.6	16.9
Max-it	83	35
$\sigma$ -it	18.4	8.9

Legenda: “FO opt” representa o valor da função objetivo da melhor solução encontrada entre as 20 simulações executadas empregando (ou não) a técnica de VE; “%-opt” indica o percentual entre as melhores soluções encontradas e o número de simulações executadas; “Min-it”, “Med-it” e “Max-it” representam, respectivamente, a mínima, a média e a máxima iteração de convergência do algoritmo, e; “ $\sigma$ -it” indica o desvio padrão do número de iterações necessárias para a convergência do algoritmo.

A análise da tabela 10 permite afirmar que o algoritmo sem a filosofia de vizinhança evolutiva atingiu a convergência, em média, na 17<sup>a</sup> iteração e a melhor solução encontrada apre-

sentou valor da função adaptação igual a 52157 u.m. em todas das simulações realizadas. Por outro lado, o algoritmo com a filosofia VE implementada necessitou, em média, 37 iterações, porém a melhor solução encontrada apresentou valor da função objetivo igual a 46146 u.m. em 85% das simulações (15% das execuções do algoritmo com VE encontraram soluções com valor de função objetivo superior a 46146 u.m.). Portanto, é possível afirmar que o algoritmo considerando a VE reduziu 12.9% a função adaptação em 85% das simulações executadas.

A redução da função objetivo foi possível devido à diversificação da vizinhança introduzida pela técnica de VE. A rápida convergência do algoritmo de busca tabu sem a técnica de vizinhança evolutiva indica que a meta-heurística atingiu um ótimo local (com função adaptação igual a 52157 u.m.) e não foi capaz de explorar novas regiões do espaço de busca do problema. Diferentemente, a VE

## 7.4 DESCRIÇÃO DOS CENÁRIOS DE TESTE

Para avaliar a meta-heurística de busca tabu desenvolvida foram executadas 20 simulações para cada um dos oito cenários descritos a seguir. Nos cenários 1 a 7 foi considerada uma falta permanente na barra 1 ou seção S1 do sistema teste (figuras 48 ou 53). Esta falta causa a interrupção de fornecimento de energia a todo alimentador e as seções não envolvidas diretamente com o defeito devem ser imediatamente restauradas. Para restabelecer os consumidores afetados estão disponíveis os alimentadores de suporte F-1, F-2 e F-4 os quais são interligados ao alimentador sob estudo. Diferentemente, no cenário 8 é avaliado o comportamento do algoritmo frente à faltas múltiplas na rede. As simulações foram realizadas considerando que o início da interrupção ocorreu às 08h e previsão de retorno às 15h.

Os cenários de teste estão descritos a seguir:

- **Cenário 1:** Sem restrições de potência na SE (transformadores T1 e T2 com potência nominal igual 2.5MVA), sem considerar o programa de resposta à demanda, cargas controladas termostaticamente e geradores distribuídos;
- **Cenário 2:** Com restrições de potência na SE (transformadores T1 e T2 com potência igual 1MVA), considerando cargas controladas termostaticamente, porém sem considerar a GD e o PRD;
- **Cenário 3:** Com restrições de potência na SE (transformadores T1 e T2 com potência igual 1MVA), considerando cargas controladas termostaticamente, porém incluindo a GD como forma de apoio à restauração;

- **Cenário 4:** Com restrições de potência na SE (transformadores T1 e T2 com potência igual 1MVA), considerando cargas controladas termostaticamente, porém incluindo o PRD como forma de apoio à restauração;
- **Cenário 5:** Com restrições de potência na SE (transformadores T1 e T2 com potência igual 1MVA), considerando cargas controladas termostaticamente, incluindo a GD conjuntamente ao PRD como forma de apoio à restauração;
- **Cenário 6:** Com restrições severas de potência na SE (transformadores T1 e T2 com potência igual 800kVA), considerando cargas controladas termostaticamente, incluindo GD e PRD;
- **Cenário 7:** Com restrições severas de potência na SE (transformadores T1 e T2 com potência igual 800kVA), considerando cargas controladas termostaticamente, incluindo GD e PRD, além de um consumidor prioritário na seção S35;
- **Cenário 8:** Falta múltiplas no alimentador (falta nas seções S1 e S12).

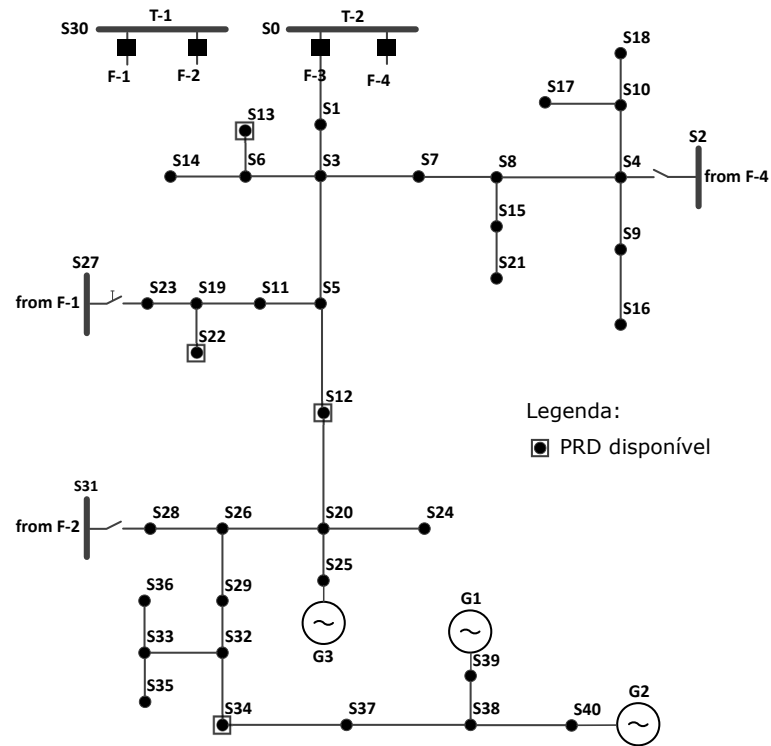
Para simplificar a interpretação dos resultados a representação **seção-profundidade** será empregada durante a análise das soluções obtidas. A representação seção-profundidade do sistema teste é ilustrada na figura 53.

## 7.5 SOLUÇÃO INICIAL

A solução inicial para o algoritmo de busca tabu referente aos cenários 1 à 7 foi definida pela abertura do disjuntor do alimentador e a chave entre as seções S1 e S3, além do fechamento da chave localizada entre as seções S2-S4. A solução inicial para o cenário 8 é apresentada apropriadamente no item 7.6.8. A escolha do alimentador de suporte F-4 foi aleatória entre os demais alimentadores disponíveis (F-1 e F-2). Neste sentido, é importante ressaltar que esta solução possui violações da restrição de corrente (entre as seções S2-S4-S8-S7) e tensão (à jusante da seção S7). Nesta solução os geradores distribuídos são considerados fora de operação imediatamente após a falta conforme fundamento descrito na seção 6.3.

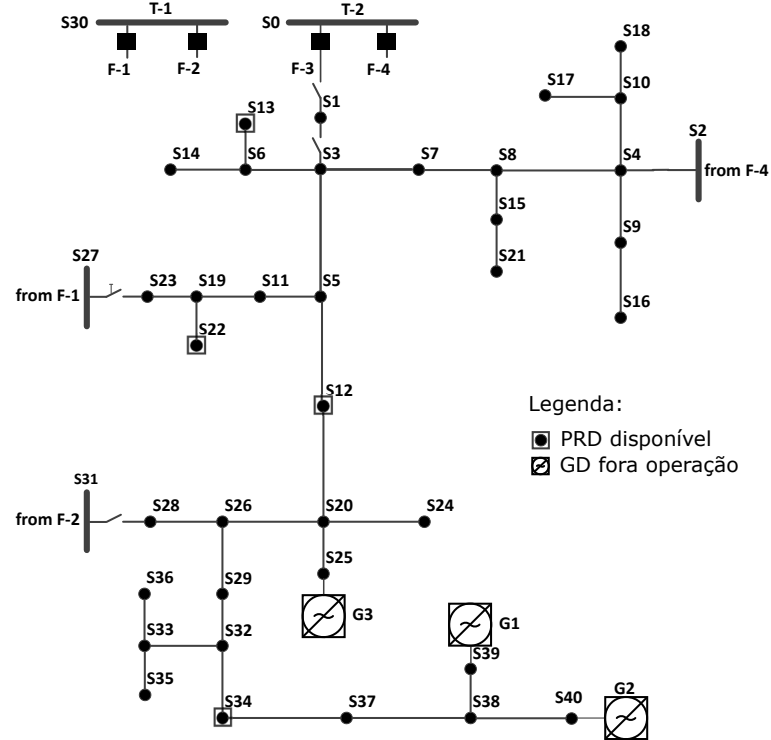
O valor da função objetivo desta solução inicial é igual a 10 u.m. e representa apenas o custo de chaveamento da chave entre as seções S2 e S4. Os chaveamentos para isolar os setores defeituosos não foram contabilizados. A topologia da solução é apresentada na figura 54. O estado em regime permanente no horário de maior carregamento é apresentado no apêndice A, tabela 26.

**Figura 53** - Representação em seções do sistema teste baseado sistema IEEE37.



Fonte: do próprio autor.

**Figura 54** - Topologia da solução inicial.



Fonte: do próprio autor.

## 7.6 RESULTADOS OBTIDOS

Nesta seção são apresentados os resultados obtidos decorrentes das simulações executadas para cada um dos cenários descritos na seção 7.4.

### 7.6.1 Cenário 1

O cenário 1 apresenta a menor complexidade entre os 8 cenários apresentados e possui a finalidade de avaliar o comportamento da técnica proposta considerando sistemas convencionais de distribuição, ou seja, sem a inserção de geração distribuída ou programas de resposta à demanda.

Para este cenário, o algoritmo retornou três possíveis soluções as quais restauraram a totalidade das seções não envolvidas com a falta e possuem custo de interrupção não programada igual a 140 u.m.. Este valor de CINP é decorrente dos cinco chaveamentos necessários ao restabelecimento do sistema e envolve três alimentadores de suporte. Na tabela 11 são descritas as soluções encontradas.

**Tabela 11** - Soluções encontradas pelo algoritmo para o cenário 1.

-	CINP	$V_{min}(\%)$	$I_{max}(\%)$	$S_{max}(\%)$	%R	%S	Manobras necessárias
#1	140	95.0	52.5	51.0	100	50	S5-S3,S2-S4,S20-S26, S23-S27,S28-S31
#2	140	95.0	63.7	60.6	100	30	S3-S7,S2-S4,S20-S26, S23-S27,S28-S31
#3	140	95.0	69.0	65.6	100	20	S7-S8,S2-S4,S20-S26, S23-S27,S28-S31

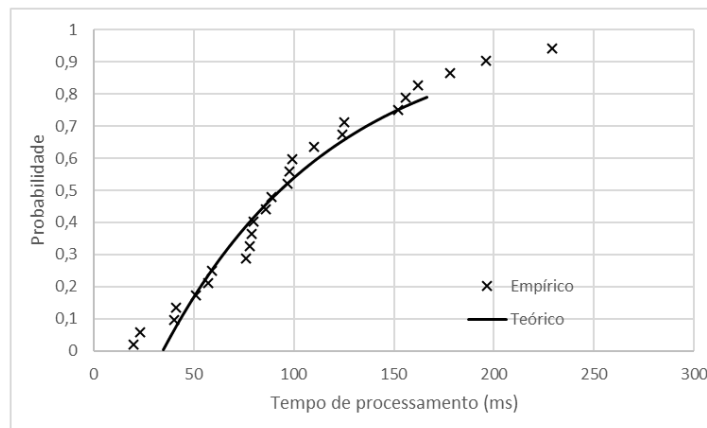
Legenda:  $V_{min}$  representa a tensão mínima encontrada no sistema;  $I_{max}$  o carregamento máximo da rede;  $S_{max}$  o carregamento máximo dos transformadores da subestação; %R representa o percentual da carga restaurada do sistema (excluído o montante da seção isolada S1), e; %S indica o percentual encontrado da solução entre o total de simulações executadas.

As três soluções encontradas diferem apenas na posição do chaveamento de segregação entre os alimentadores F-1 e F-4, divergindo entre três chaves consecutivas (S5-S3, S3-S7 e S7-S8). Os valores de mínima tensão do sistema, carregamento máximo da rede e carregamento máximo dos transformadores da subestação não apresentaram significativas diferenças entre as soluções encontradas. O emprego da chave manual entre as seções S27-S23 foi necessário para contornar a restrição de queda de tensão (equação 21).

O tempo total exigido para o processamento do algoritmo foi significativamente baixo. A fase de pré-processamento, ou seja, leitura dos dados, organização das tabelas nó-profundidade

e seção-profundidade, definição e avaliação da solução inicial, consumiu, em média, 195 milissegundos, enquanto a fase de processamento exigiu, em média, 100 milissegundos. Na figura 55 é ilustrado o gráfico TTT do conjunto de soluções encontradas para este cenário. O alvo é uma solução com custo de restauração igual ou inferior a 140. Por meio da figura 55 é possível afirmar que, em 80% das simulações, as soluções alvo foram encontradas em até 160 ms.

**Figura 55** - Gráfico TTT das soluções encontradas (cenário 1).



Fonte: do próprio autor

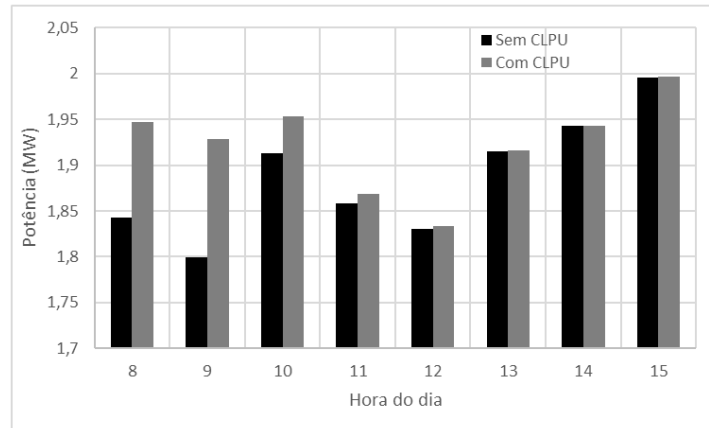
## 7.6.2 Cenário 2

Neste cenário a potência dos transformadores T-1 e T-2 foi reduzida de 2.5MVA para 1.0MVA (redução de 60% de seu valor nominal). Adicionalmente, o efeito das cargas controladas termostaticamente também foi adicionado. As demais características do sistema foram mantidas como descritas no cenário anterior.

As alterações no carregamento de parte dos consumidores, decorrente da inserção de cargas controladas termostaticamente, modificaram a curva de carga do alimentador. Este efeito é ilustrado pela figura 56, durante período de simulação considerado, para a solução inicial. Nesta figura é possível observar que ao longo das duas primeiras horas o carregamento do alimentador é substancialmente elevado e, em seguida, decai exponencialmente até retornar aos níveis normais previstos para sua operação.

Por outro lado, a redução da potência disponível em ambos transformadores da subestação exige, necessariamente, que o algoritmo efetue cortes de carga de forma a garantir o fornecimento a parte dos consumidores desenergizados decorrente do defeito na rede. Este cenário, portanto, apresenta maior grau de complexidade quando comparado ao cenário anterior.

**Figura 56** - Comparação entre o carregamento do sistema com e sem o efeito de cargas controladas termostaticamente.



Fonte: do próprio autor.

Para este cenário o algoritmo retornou três soluções factíveis as quais são descritas na tabela 12. O número de chaveamentos necessários para o restabelecimento do sistema em todas as soluções encontradas foi igual a seis. Não foram verificadas violações nas restrições do problema, no entanto, o carregamento dos transformadores da subestação permaneceram em níveis elevados e acima de 90% de sua capacidade nominal.

As soluções encontradas divergem entre si pela seções que permaneceram sem fornecimento. Na solução #1 permaneceram sem fornecimento as seções S38, S39 e S40; na solução #2 não foram restauradas as seções S33, S35 e S36; na solução #3 a seção S24 permaneceu fora da solução. A topologia da solução encontrada para este cenário é ilustrada pela figura 57.

**Tabela 12** - Soluções encontradas pelo algoritmo para o cenário 2.

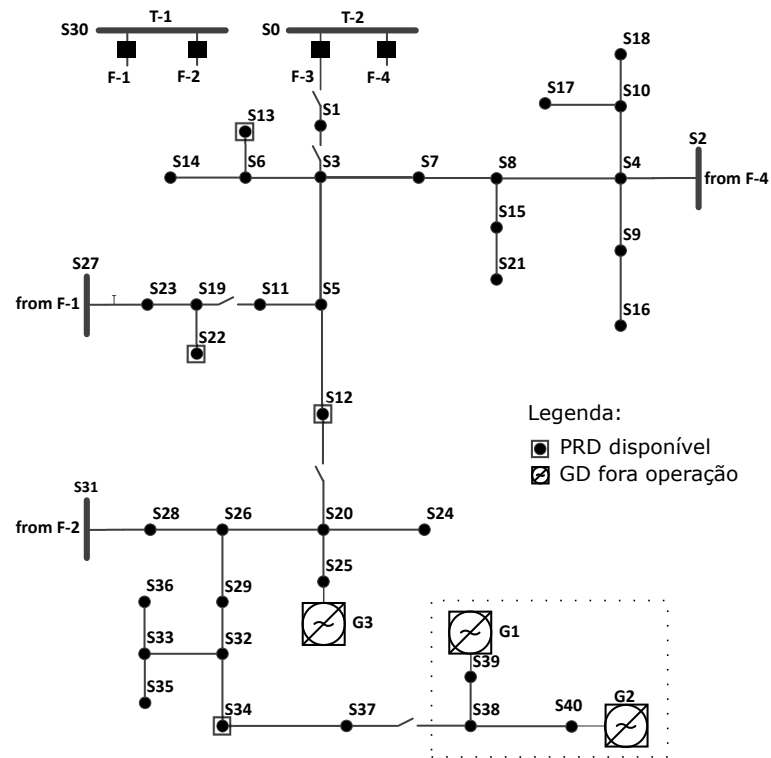
-	CINP	$V_{min}(\%)$	$I_{max}(\%)$	$S_{max}(\%)$	%R	%S	Manobras necessárias
#1	46146	96.0	61.3	99.2	94.5	50	S11-S19,S23-S27,S12-S20, S2-S4,S37-S38,S28-S31
#2	46146	95.5	61.3	99.4	94.5	35	S11-S19,S23-S27,S12-S20, S2-S4,S32-S33,S28-S31
#3	52157	95.0	62.8	99.0	93.8	15	S11-S19,S27-S23,S26-S20, S31-S28,S20-S24,S2-S4

Legenda:  $V_{min}$  representa a tensão mínima encontrada no sistema;  $I_{max}$  o carregamento máximo da rede;  $S_{max}$  o carregamento máximo dos transformadores da subestação; %R representa o percentual da carga restaurada do sistema (excluído o montante da seção isolada S1), e; %S indica o percentual encontrado da solução entre o total de simulações executadas.

O tempo necessário para a execução do algoritmo neste cenário permaneceu baixo, no en-



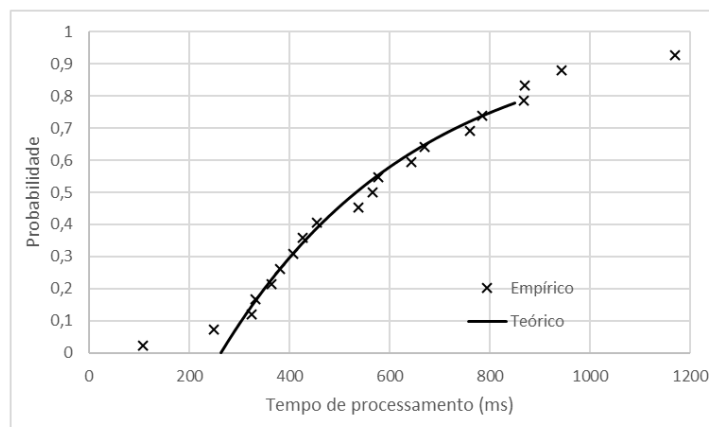
**Figura 57** - Solução encontrada para o cenário 2.



Fonte: do próprio autor

tanto, superior os tempos de processamento apresentados pelo cenário 1. A execução exigiu, em média, 570ms para que o algoritmo atingisse a solução incumbente. Na figura é ilustrado o gráfico TTT do conjunto de soluções encontradas para o cenário. Por meio da figura 58 é possível afirmar que, em 80% das simulações, as soluções alvo foram encontradas em até 860ms.

**Figura 58** - Gráfico TTT das soluções encontradas (cenário 2).



Fonte: do próprio autor

### 7.6.3 Cenário 3

Este cenário possui a finalidade avaliar o comportamento da técnica de otimização frente ao despacho de geradores distribuídos como forma de apoio à restauração do sistema, tanto em operação ilhada, quanto operando em microrredes. O programa de resposta em demanda foi desabilitado durante a execução dos testes. As cargas do sistema foram mantidas como no cenário anterior.

Para este cenário o algoritmo convergiu a uma solução factível a qual restabelece todas as as seções sem fornecimento e não envolvidas diretamente com a falta. Esta solução possui custo da interrupção não programada igual a 150 u.m. o qual está relacionado aos seis chaveamentos necessários para a restauração do sistema. Na tabela 13 estão descritas as principais características da solução encontrada.

**Tabela 13** - Solução encontrada pelo algoritmo para o cenário 3.

-	CINP	$V_{min}(\%)$	$I_{max}(\%)$	$S_{max}(\%)$	%R	Manobras necessárias
#1	150	95.9	61.3	99.2	100	S19-S11, S27-S23, S12-S20, S2-S4, S37-S38, S28-S31

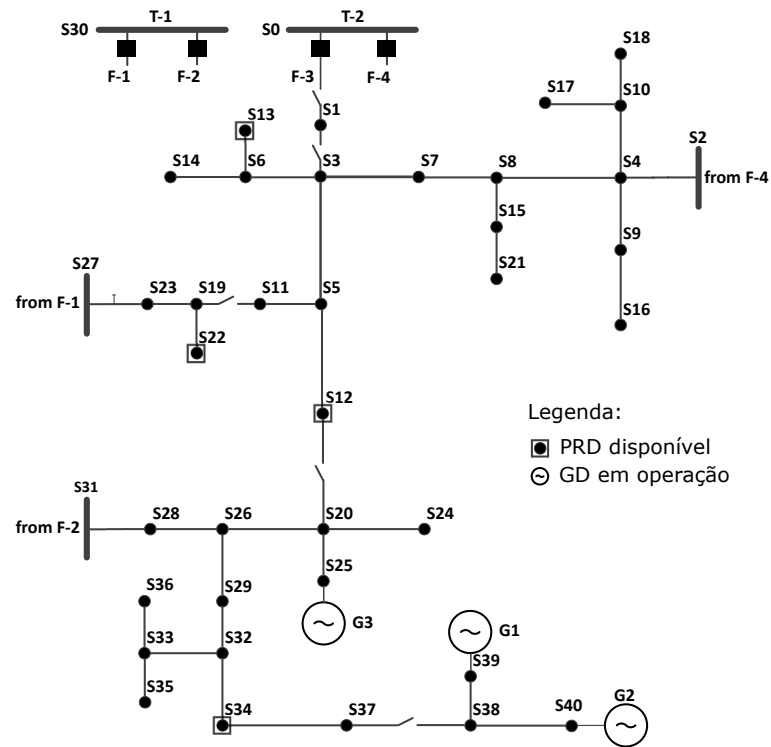
Legenda:  $V_{min}$  representa a tensão mínima encontrada no sistema;  $I_{max}$  o carregamento máximo da rede;  $S_{max}$  o carregamento máximo dos transformadores da subestação, e; %R indica o percentual da carga restaurada do sistema (excluído o montante da seção isolada S1).

Não foram verificadas violações nas restrições do problema para a solução encontrada. No entanto, o carregamento nos transformadores T1 e T2 permaneceram consideravelmente elevados, com valores de carregamento máximo de 99.2% e 94.3%, ocorrendo, respectivamente, às 15 horas para o transformador T1 e às 08 horas para o transformador T2. A topologia do sistema de distribuição após a restauração é ilustrada na figura 59.

Os geradores G1 e G2 foram solicitados a operar conjuntamente de forma ilhada, caracterizando, portanto, uma microrrede. O gerador hidráulico G1, localizado na seção S39, possui potência suficiente para alimentar toda a microrrede formada pelas seções S38, S39 e S40, entretanto, o gerador eólico G2 é conectado posteriormente ao restabelecimento das seções para incrementar a potência disponível à microrrede. Na figura 60 é ilustrado a potência disponível pelos geradores G1 e G2 e a carga prevista para as seções S38, S39 e S40 durante o período considerado. Nesta figura é possível observar a grande variabilidade da potência gerada pelo gerador G2.

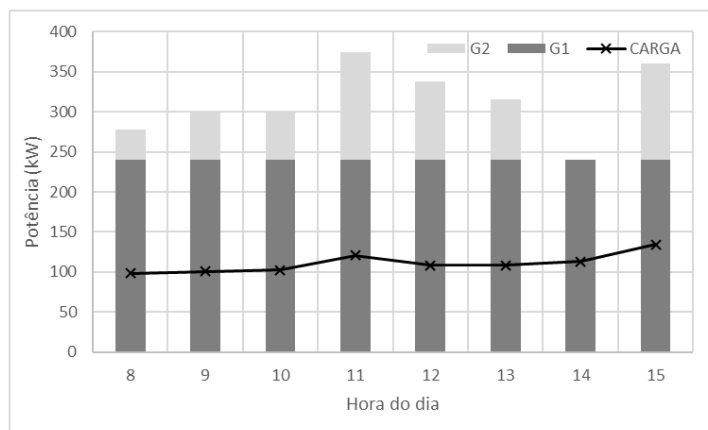
O tempo necessário para a execução do algoritmo neste cenário foi 53% superior aos tempos de processamento apresentado pelo cenário anterior (sem considerar a GD). A execução exigiu, em média, 874 milissegundos para que o algoritmo atingisse a solução incumbente descrita

**Figura 59** - Solução encontrada para o cenário 3.



Fonte: do próprio autor

**Figura 60** - Curvas de geração disponível e demanda da microrrede formada pelas seções S38, S39, S40.

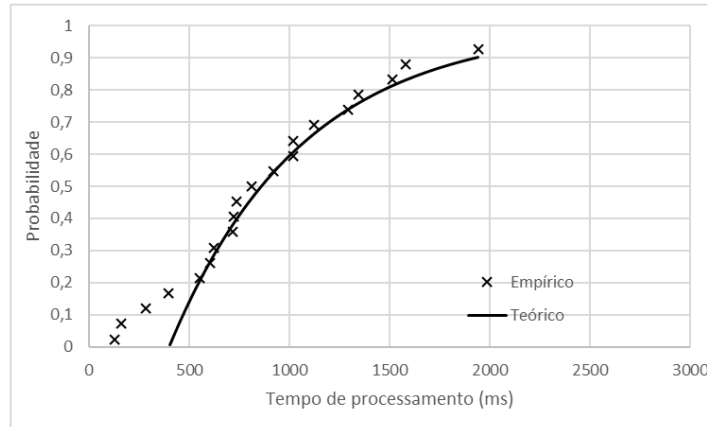


Fonte: do próprio autor

pela tabela 13. O gráfico TTT das soluções encontradas para este cenário é ilustrado pela figura 61. Por meio do gráfico é possível afirmar que em 80% das simulações as soluções alvo foram encontradas em até 1472 milissegundos. O maior tempo de simulação deste cenário pode ser

explicado pela execução adicional da rotina de despacho de geração distribuída (descrita na seção 6.3).

**Figura 61** - Gráfico TTT para o cenário 3.



Fonte: do próprio autor

#### 7.6.4 Cenário 4

O cenário 4 possui a finalidade avaliar o comportamento da meta-heurística frente ao corte seletivo de carga relacionado ao programa de resposta à demanda. Integram o PRD quatro consumidores distribuídos ao longo das seções S12, S13, S22 e S34. Estes consumidores podem contribuir individualmente com a redução de 30kW (seções S12, S13 e S22) e 90kW (seção S34) ao custo de 30 u.m., 20 u.m., 25 u.m. e 60 u.m., respectivamente, conforme detalhado no anexo A. Neste cenário são considerados permanentemente fora de operação os geradores distribuídos do sistema. As cargas do sistema permaneceram como descritas nos cenários anteriores 2 e 3.

Para este cenário o algoritmo convergiu a uma solução factível, a qual restabelece todo o sistema, sem violar as restrições do problema. Esta solução inclui o acionamento de três unidades do programa de resposta a demanda dentre as quatro unidades disponíveis. O custo decorrente do uso do PRD foi de 110 u.m. e o custo relacionado aos cinco chaveamentos de rede foi igual a 140 u.m. Na tabela 14 estão reunidas as características da solução encontrada para este cenário.

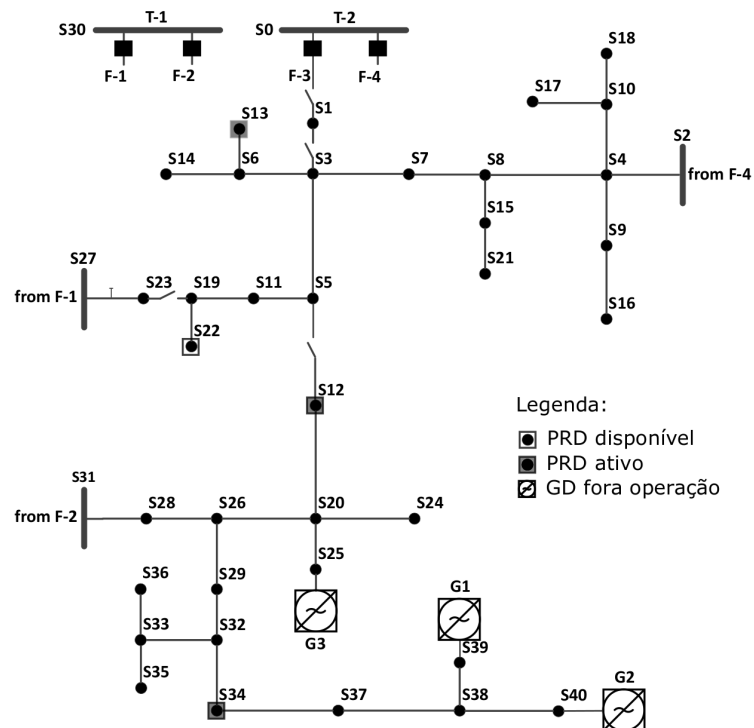
A solução incumbente encontrada propõe o emprego dos alimentadores de suporte F-1, F-2 e F-4, aliado ao acionamento do PRD resultando em uma redução de 150kW do carregamento da rede. A topologia da solução encontrada para o cenário 4 é ilustrada pela figura 62.

**Tabela 14** - Solução encontrada pelo algoritmo para o cenário 4.

-	CINP	$V_{min}(\%)$	$I_{max}(\%)$	$S_{max}(\%)$	%R	Manobras necessárias
#1	250	95.4	62.7	96.5	91.1	S19-S23, S23-S27, S5-S12, S2-S4, S28-S31

Legenda:  $V_{min}$  representa a tensão mínima encontrada no sistema;  $I_{max}$  o carregamento máximo da rede;  $S_{max}$  o carregamento máximo dos transformadores da subestação, e; %R indica o percentual da carga restaurada do sistema (excluído o montante da seção isolada S1).

NOTA: O percentual apresentado na coluna %R é referente apenas às cargas desconectadas do sistema pelo programa de resposta à demanda.

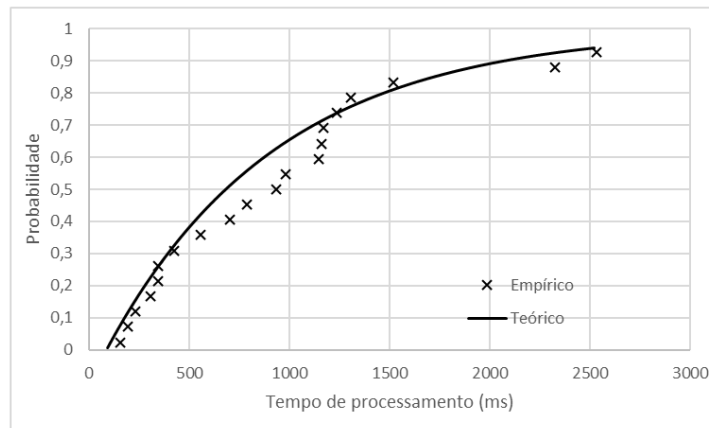
**Figura 62** - Solução encontrada para o cenário 4.

Fonte: do próprio autor

No alimentador F-2 foi solicitado o acionamento de todos os consumidores com PRD disponível (seções S12 e S34). No alimentador F-4 apenas o consumidor localizado na seção S13 foi acionado a um custo de 20 u.m.. O consumidor inscrito no PRD presente na seção S22 não foi solicitado a entrar em operação por apresentar maior custo (25u.m.).

O tempo necessário para o processamento do algoritmo neste cenário foi aproximadamente 60% superior ao apresentado pelo cenário 2 (sem considerar o PRD). A execução do algoritmo exigiu, em média, 918 milissegundos para que o algoritmo atingisse a solução incumbente descrita na tabela 14, e, em 80% das simulações, a solução incumbente foi encontrada em até 1471 milissegundos. O gráfico TTT das soluções encontradas para este cenário é ilustrado pela figura 63.

**Figura 63** - Gráfico TTT para o cenário 4.



Fonte: do próprio autor

### 7.6.5 Cenário 5

O cenário 5 possui a finalidade de avaliar o comportamento do algoritmo proposto frente ao uso conjunto do PRD e GD como ferramentas de apoio à restauração. Os dados de geração, PRD e cargas foram mantidos como nos cenários anteriores (2, 3 e 4).

Para este cenário a meta-heurística retornou duas soluções factíveis com valores de CINP muito próximos. Estas soluções restauraram todas as seções sem fornecimento e não envolvidas diretamente com o defeito. As características das soluções encontradas para o cenário 5 estão descritas na tabela 15.

A solução de menor custo de interrupção encontrada pelo algoritmo é idêntica àquela encontrada para o cenário 3 (ilustrada na figura 59). Esta solução pode ser descrita pela execução

de seis chaveamentos de rede, despacho dos geradores G1 e G2, com operação em microrrede, e não uso do corte seletivo de carga pelo PRD.

**Tabela 15** - Soluções encontradas pelo algoritmo para o cenário 5.

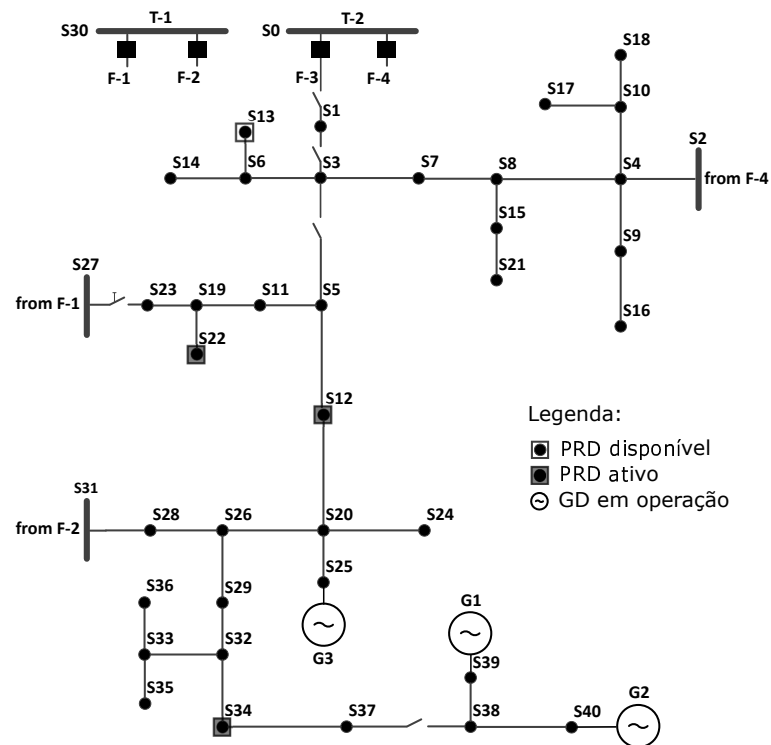
-	CINP	$V_{min}(\%)$	$I_{max}(\%)$	$S_{max}(\%)$	%R	%S	Manobras necessárias
#1	150	95.9	61.3	99.2	100	90	S19-S11,S27-S23,S12-S20, S2-S4,S37-S38,S28-S31
#2	155	96.2	53.8	96.9	91.1	10	S3-S5,S2-S4, S37-S38,S31-S28

Legenda:  $V_{min}$  representa a tensão mínima encontrada no sistema;  $I_{max}$  o carregamento máximo da rede;  $S_{max}$  o carregamento máximo dos transformadores da subestação; %R representa o percentual da carga restaurada do sistema (excluído o montante da seção isolada S1), e; %S indica o percentual encontrado da solução entre o total de simulações executadas.

NOTA: O percentual apresentado na linha 2, coluna %R, é referente apenas às cargas desconectadas do sistema pelo programa de resposta à demanda.

A segunda solução encontrada pelo algoritmo também apresenta características operacionais interessantes. Esta solução envolve apenas quatro chaveamentos de rede, despacho dos geradores G1 e G2 com operação em microrrede e execução de corte seletivo de carga de três consumidores inscritos no PRD. Na figura 64 é ilustrada a segunda melhor solução encontrada para este cenário.

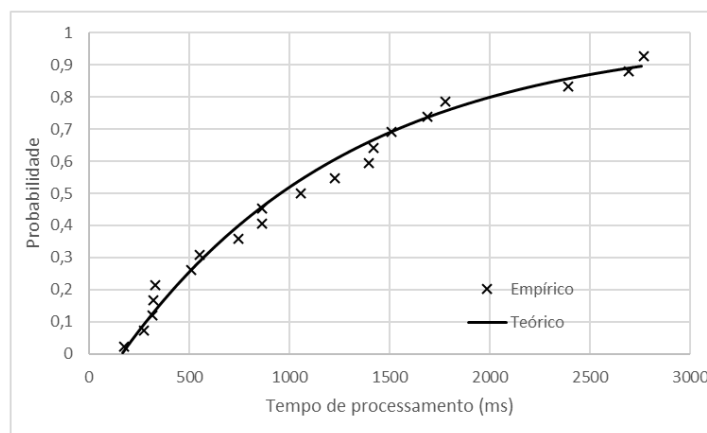
**Figura 64** - Segunda melhor solução encontrada para o cenário 5.



Fonte: do próprio autor

O tempo computacional necessário para execução deste cenário foi maior que o tempo necessário para a execução dos cenários 3 e 4, os quais incluem, respectivamente, apenas a GD e apenas o PRD como ferramenta de apoio à restauração. Na figura 65 está ilustrado o gráfico TTT para este cenário. O alvo utilizado foi uma solução com custo de interrupção menor ou igual a 160 u.m., isto é,  $CINP \leq 160$ . A execução do algoritmo consumiu, em média, 1144 milissegundos para que o algoritmo atingisse o alvo e, em 80% das simulações, a solução incumbente foi encontrada em até 2002 milissegundos.

**Figura 65** - Gráfico TTT para o cenário 5.



Fonte: do próprio autor

### 7.6.6 Cenário 6

O sexto cenário possui a finalidade avaliar o comportamento do algoritmo diante de restrições severas de disponibilidade de potência na subestação. Estas restrições foram forçadas por meio da redução da potência nominal dos transformadores T1 e T2 da subestação, a qual foi reduzida de 1MVA (cenários 2, 3, 4 e 5) para 800kVA. Esta redução implicou, necessariamente, no despacho de geração distribuída de forma ilhada, corte seletivo de carga pelo PRD, além de adicionais cortes de carga na rede.

Para este cenário o algoritmo retornou um conjunto contendo quatro soluções factíveis. As soluções encontradas e suas principais características operacionais estão descritas nas tabelas 16 e 17.

As quatro soluções encontradas apresentaram alto índice de carregamento dos transformadores da subestação, níveis de tensão dentro dos limites aceitáveis e não violaram as restrições de carregamento da rede.



**Tabela 16** - Soluções encontradas pelo algoritmo para o cenário 6.

-	CINP	$V_{min}(\%)$	$I_{max}(\%)$	$S_{max}(\%)$	%R	%S	Manobras necessárias
#1	61623	95.1	51.6	99.1	82.0	15	S3-S5,S2-S4,S20-S25, S26-S28,S32-S33,S37-S38, S27-S23
#2	62533	96.9	51.5	99.1	81.9	70	S3-S5,S2-S4,S19-S11, S23-S27,S32-S33,S37-S38, S5-S11,S31-S28
#3	71730	96.6	51.6	99.1	82.6	10	S3-S5,S2-S4,S19-S22, S20-S25,S33-S35,S37-S38, S31-S28
#4	76670	95.4	51.0	98.0	80.2	5	S5-S11,S23-S27,S20-S26, S37-S38,S28-S31,S20-S25, S10-S17,S2-S4

Legenda:  $V_{min}$  representa a tensão mínima encontrada no sistema;  $I_{max}$  o carregamento máximo da rede;  $S_{max}$  o carregamento máximo dos transformadores da subestação; %R representa o percentual da carga restaurada do sistema (excluído o montante da seção isolada S1), e; %S indica o percentual encontrado da solução entre o total de simulações executadas.

NOTA: No percentual apresentado na coluna %R também estão contabilizadas as cargas desconectadas do sistema pelo programa de resposta à demanda.

**Tabela 17** - Soluções encontradas pelo algoritmo para o cenário 6 (continuação).

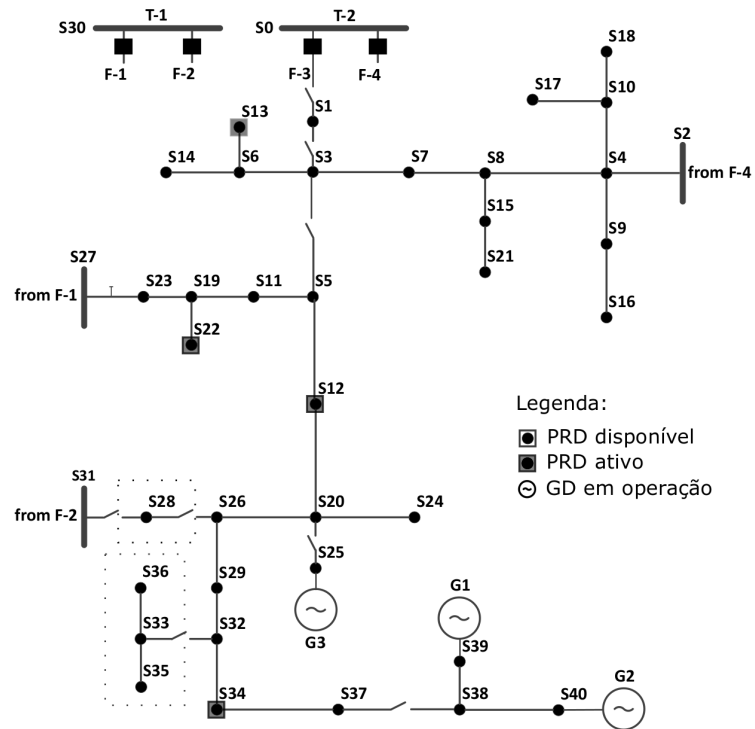
-	GD(microrrede/ilha)	PRD ativo	Seções s/ fornecimento
#1	G1&G2,G3	S12,S13,S22,S34	S28,S33,S35,S36
#2	G1&G2	S12,S13,S22,S34	S11,S33,S35,S36
#3	G1&G2,G3	S12,S13,S34	S22,S35
#4	G1&G2,G3	S12,S13,S22,S34	S17

NOTA: O símbolo "&" foi empregado para indicar que ambos geradores distribuídos operam em microrrede, desconectados do sistema.

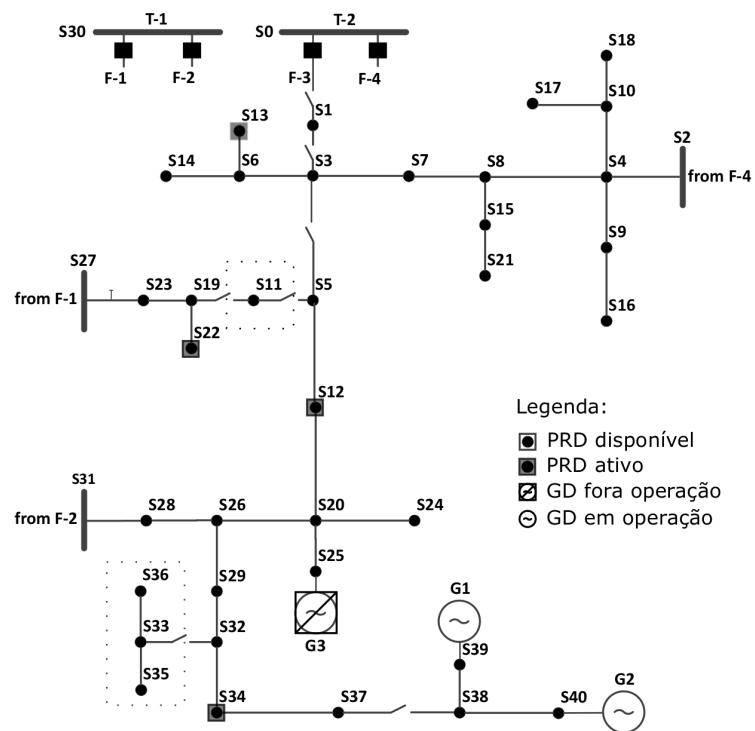
Do ponto de vista operacional, a totalidade das soluções encontradas indicaram o despacho dos geradores G1 e G2 com operação em microrrede. As soluções 1, 3 e 4 sugeriram o ilha-mento da seção S25 alimentada pelo gerador G3 e acionamento do PRD conforme tabela 17. A topologia das duas melhores soluções encontradas para este cenário estão ilustradas na figura 66.

O tempo computacional necessário para execução deste cenário foi maior que os tempos exigidos para a execução dos cenários anteriores. Na figura 67 está ilustrado o gráfico TTT para este cenário. O alvo utilizado foi uma solução com custo de interrupção menor ou igual a 80000 u.m.. A execução do algoritmo consumiu, em média, 1450 milissegundos para que o algoritmo atingisse o alvo e, em 80% das simulações, a solução alvo foi encontrada em até 2856 milissegundos.

Figura 66 - Topologia das melhores soluções para o cenário 6.

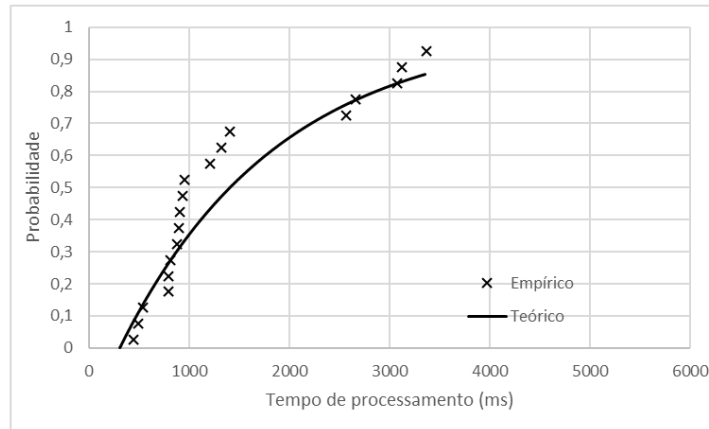


(a) Solução 1 (tabelas 16 e 17).



(b) Solução 2 (tabelas 16 e 17).

Fonte: do próprio autor

**Figura 67** - Gráfico TTT para o cenário 6.

Fonte: do próprio autor

### 7.6.7 Cenário 7

O cenário sete possui como finalidade avaliar a técnica de otimização proposta frente à inserção de consumidores prioritários no sistema. O sistema teste foi mantido com alto carregamento, assim como empregado no cenário anterior, e, adicionalmente, um consumidor foi prioritário inserido na seção S35.

Para este cenário o algoritmo retornou um conjunto contendo quatro soluções factíveis. As soluções encontradas pelo algoritmo e suas principais características operacionais são apresentadas nas tabelas 18 e 19.

As soluções obtidas não incluem o corte de carga da seção S35 como opção de contornar a restrição de potência nos transformadores da subestação, diferentemente do cenário anterior, o qual indicou o corte desta seção em 95% das soluções reportadas. As restrições de nível mínimo de tensão e máximo carregamento da rede foram satisfatoriamente atendidas. Na figura 68 são ilustradas as topologias das duas melhores soluções encontradas para este cenário.

O tempo computacional exigido para a execução do algoritmo neste cenário foi o maior encontrado em todas as simulações realizadas. Na figura 69 está ilustrado o gráfico TTT para este cenário. O alvo utilizado foi uma solução com custo de interrupção menor ou igual a 80000 u.m.. A execução do algoritmo consumiu, em média, 2557 milissegundos para que o algoritmo atingisse o alvo e, em 80% das simulações, a solução alvo foi encontrada em até 4638 milissegundos.



**Tabela 18** - Soluções encontradas pelo algoritmo para o cenário 7.

-	CINP	$V_{min}(\%)$	$I_{max}(\%)$	$S_{max}(\%)$	%R	%S	Manobras necessárias
#1	67544	96.8	51.5	99.1	81.3	20	S3-S5,S2-S4,S20-S24, S20-S25,S33-S36,S37-S38, S31-S28
#2	71720	96.3	51.5	99.1	82.6	65	S3-S5,S2-S4,S11-S19, S20-S25,S37-S38,S31-S28
#3	72730	96.7	51.5	99.1	82.5	10	S3-S5,S2-S4,S23-S19, S27-S23,S12-5,S20-S25, S37-S38,S31-S28
#4	82946	96.9	51.5	99.1	81.3	5	S3-S5,S2-S4,S5-S11, S27-S23,S26-S20,S37-S38, S31-S28,S20-S25

Legenda:  $V_{min}$  representa a tensão mínima encontrada no sistema;  $I_{max}$  o carregamento máximo da rede;  $S_{max}$  o carregamento máximo dos transformadores da subestação; %R representa o percentual da carga restaurada do sistema (excluído o montante da seção isolada S1), e; %S indica o percentual encontrado da solução entre o total de simulações executadas.

NOTA: No percentual apresentado na coluna %R também estão contabilizadas as cargas desconectadas do sistema pelo programa de resposta à demanda.

**Tabela 19** - Soluções encontradas pelo algoritmo para o cenário 7 (continuação).

-	GD(microrrede/ilha)	PRD ativo	Seções s/ fornecimento
#1	G1&G2,G3	S12,S13,S22,S34	S24,S36
#2	G1&G2,G3	S12,S13,S34	S19,S22,S23
#3	G1&G2,G3	S12,S13,S34	S5,S11,S19,S22
#4	G1&G2,G3	S13,S22,S34	S5,S12,S20,S24

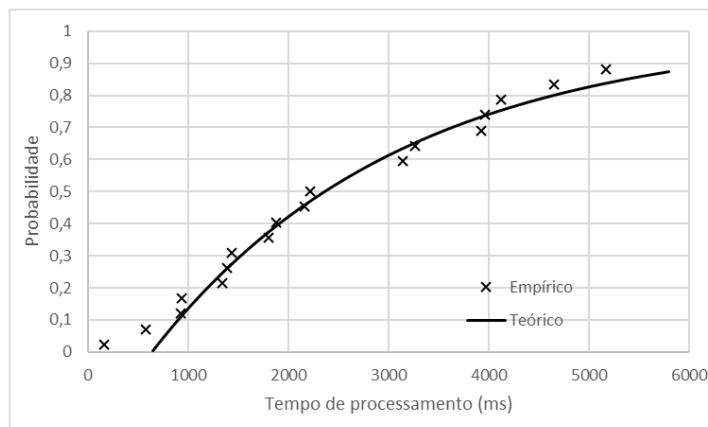
NOTA: O símbolo “&” foi empregado para indicar que ambos geradores distribuídos operam em microrrede, desconectados do sistema.

### 7.6.8 Cenário 8

O oitavo cenário possui a finalidade de demonstrar que a técnica de otimização proposta é capaz de solucionar o problema de restauração considerando faltas múltiplas na rede. Para este cenário não foi considerado a inserção de geração distribuída, consumidores preferenciais e o programa de resposta à demanda como forma de apoio à restauração.

A ocorrência de faltas múltiplas na rede implica, necessariamente, na alteração da topologia da solução inicial do algoritmo. No entanto, o estabelecimento da solução inicial deve ser norteado conforme descrito na seção 6.2.1, ou seja, *a solução inicial para o algoritmo de busca tabu é definida por meio de uma configuração factível (ou infactível) do sistema de distribuição sob estudo após a falta ter sido isolada*. Portanto, a solução inicial deste cenário foi definida pelos fechamento das chaves entre as seções S2-S4 e S28-S31. A topologia desta solução é

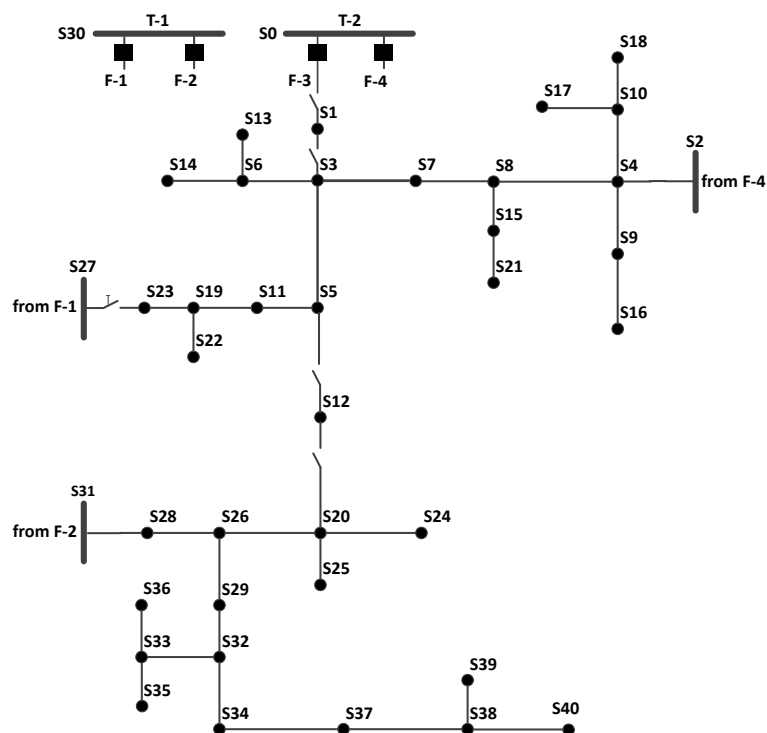
**Figura 69** - Gráfico TTT para o cenário 7.



Fonte: do próprio autor

ilustrada na figura 70.

**Figura 70** - Topologia da solução inicial para o cenário 8.



Fonte: do próprio autor

Para este cenário o algoritmo retornou um conjunto contendo seis soluções factíveis contendo custos iguais da função objetivo. Estas soluções apresentaram divergência com relação à posição de abertura da chave para segregação dos alimentadores F-1 e F-4. As principais

características operacionais das soluções obtidas estão descritas na tabela 20.

O percentual de restauração foi igual a 98.1% representado pelo corte da seção S40 ao custo de 15332 u.m.. O custo operacional referente à manobras de chaves seccionadoras foi igual a 130 u.m..

**Tabela 20** - Soluções encontradas pelo algoritmo para o cenário 8.

-	CINP	$V_{min}(\%)$	$I_{max}(\%)$	$S_{max}(\%)$	%R	%S	Manobras necessárias
#1	15462	95.0	44.7	63.0	98.1	15	S4-S8,S2-S4,S27-S23, S38-S40,S31-S28
#2	15462	95.1	44.7	59.7	98.1	15	S8-S7,S2-S4,S27-S23, S38-S40,S31-S28
#3	15462	95.1	44.7	54.9	98.1	10	S7-S3,S2-S4,S27-S23, S38-S40,S31-S28
#4	15462	95.1	44.7	45.4	98.1	5	S3-S5,S2-S4,S27-S23, S38-S40,S31-S28
#5	15462	95.2	44.7	43.6	98.1	30	S5-S11,S2-S4,S27-S23, S38-S40,S31-S28
#6	15462	95.2	44.7	43.6	98.1	25	S11-S19,S2-S4,S27-S23, S38-S40,S31-S28

NOTA:  $V_{min}$  representa a tensão mínima encontrada no sistema;  $I_{max}$  o carregamento máximo da rede;  $S_{max}$  o carregamento máximo dos transformadores da subestação; %R representa o percentual da carga restaurada do sistema (excluído o montante das seções isoladas S1 e S12), e; %S indica o percentual encontrado da solução entre o total de simulações executadas.

## **8 CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS**

### **8.1 CONCLUSÕES**

Neste trabalho foi apresentado um novo algoritmo dedicado à solução do problema restauração de redes de distribuição de energia elétrica baseado no uso conjunto da meta-heurística de busca tabu e a representação nó-profundidade. O ponto inovador deste trabalho está na integração de ambas técnicas com a utilização dos operadores PAO e CAO como forma de construção da estrutura de vizinhança da meta-heurística de busca tabu. Adicionalmente, o operador CUT foi desenvolvido e adicionado aos demais operadores como forma de contornar possíveis restrições de sobrecarga do problema, permitindo que o algoritmo encontre soluções factíveis mesmo diante de sistemas de distribuição com elevado carregamento.

A introdução do operador CUT exigiu adequações nos operadores PAO e CAO. Estas adequações garantiram ao algoritmo maior consistência na definição da estrutura de vizinhança da meta-heurística, permitindo que configurações previamente cortadas retornem à sua topologia inicial por meio dos operadores PAO e CAO.

A estrutura de vizinhança do algoritmo também foi aprimorada. O desenvolvimento da filosofia de “vizinhança evolutiva” evita a estagnação prematura do algoritmo e garante melhores resultados quando comparados à técnica convencional de vizinhança.

O algoritmo proposto foi validado através do sistema teste IEEE 37 barras modificado por meio de oito cenários diferentes. O conjunto de soluções encontradas pelo algoritmo para os cenários C1 à C8 apresentaram resultados satisfatórios, com alto índice de restauração, sem violar as restrições do problema. A análise dos resultados provenientes dos cenários C3, C4 e C5 é possível concluir que o emprego do programa de resposta à demanda, assim como o uso da geração distribuída, podem contribuir para o processo restaurativo. Os resultados obtidos a partir do cenário 6 indicam que os geradores distribuídos são capazes de colaborar para o processo de restauração tanto de forma isolada, formando ilhas, quanto em conjunto com outros geradores, formando microrredes. Neste caso, a sincronização das máquinas é sempre realizada em cada ponto de conexão.

Os resultados do cenário 7 demonstram que a introdução de consumidores prioritários conduzem o algoritmo à soluções diferentes àquelas encontradas pelo cenário 6, com maiores custos



de interrupção não programada, porém sem incluir o corte de seções preferenciais. Os resultados obtidos para o cenário 8 demonstraram que o algoritmo é capaz de gerar soluções factíveis mesmo diante de faltas múltiplas no sistema.

## 8.2 TRABALHOS FUTUROS

Por fim, são listadas algumas perspectivas de trabalhos futuros:

1. Considerar o comportamento reativo dos parâmetros  $\alpha$ ,  $\beta$  e  $\gamma$  no algoritmo de BT;
2. Desenvolver técnicas, em nível superior, para alternância entre o uso (ou não) do conceito de vizinhança evolutiva durante o processo de busca;
3. Aprimorar o modelo do problema do despacho de geradores distribuídos e PRD;
4. Incluir no modelo matemático a sensibilidade dos consumidores frente à interrupções permanentes;
5. Desenvolver e integrar ao algoritmo estudos de seletividade do sistema de proteção;
6. Realizar simulações em sistemas de grande porte.

## REFERÊNCIAS

- ADHIKARI, S.; LI, F.; WANG, Z. Constructive back-feed algorithm for online power restoration in distribution systems. In: *Proceedings of the Power & Energy Society General Meeting*. Calgary: [s.n.], 2009.
- ADIBI, M. M.; FINK, L. H. Power system restoration planning. *IEEE Transactions on Power Systems*, New York, v. 9, n. 1, p. 22–28, 1994.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. *Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional, PRODIST, Módulo 1, Introdução*. Brasília, 2010.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. *Nota Técnica 0076/2012-SRD/ANEEL*. 2012. Disponível em: <[http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2012/017/resultado/nota\\_tecnica\\_0076\\_srd\\_copel.pdf](http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2012/017/resultado/nota_tecnica_0076_srd_copel.pdf)>. Acesso em: 20 set. 2016.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. *Resolução no. 482, de 17 de abril de 2012*. Brasília, 2012b.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. *Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional, PRODIST, Módulo 3, Acesso ao Sistema de Distribuição*. 2014. Disponível em: <[http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Modulo3\\_Revisao\\_5\\_Retificacao\\_1.pdf](http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Modulo3_Revisao_5_Retificacao_1.pdf)>. Acesso em: 14 jun. 2016.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. *BIG - Banco de Informações de Geração*. 2016. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>>. Acesso em: 02 jul. 2016.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. *Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional, PRODIST, Módulo 8, Qualidade da Energia Elétrica*. 2016b. Disponível em: <[http://www2.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Modulo8\\_Revisao\\_7.pdf](http://www2.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Modulo8_Revisao_7.pdf)>. Acesso em: 20 set. 2016.
- AIEX, R. M.; RESENDE, M. G. C.; RIBEIRO, C. C. Ttt plots: a perl program to create time-to-target plots. *Optimization Letters*, Berlin, v. 1, n. 4, p. 355–366, 2007.
- AL-SABOUNCHI, A. Effect of ambient temperature on the demanded energy of solar cells at different inclinations. *Renewable Energy*, Oxford, v. 14, n. 1-4, p. 149–155, 1998.
- BARAN, M.; WU, F. Optimal sizing of capacitors placed on a radial distribution system. *Power Delivery, IEEE Transactions on*, New York, v. 4, n. 1, p. 735–743, 1989.
- BOARDMAN, J. T.; MECKIFF, C. C. A branch and bound formulation to an electricity distribution planning problem. *IEEE Transactions on power apparatus and systems*, New York,

v. 104, n. 8, p. 2112–2118, 1985.

BOROZAN, V.; RAJICIC, D.; ACKOVSKI, R. Improved method for loss minimization in distribution networks. *IEEE Transactions on Power Systems*, New York, v. 10, n. 3, p. 1420–1425, 1995.

CESPEDES, R. G. New method for the analysis of distribution networks. *IEEE Transactions on Power Delivery*, New York, v. 5, n. 1, p. 391–396, 1990.

CHAVALI, S.; PAHWA, A.; DAS, S. A genetic algorithm approach for optimal distribution feeder restoration during cold load pickup. In: *Congress on Evolutionary Computation, 2002*. Hilton: [s.n.], 2002. p. 1816–1819.

CHENG, C.; SHIRMOHAMMADI, D. A three-phase power flow method for real-time distribution system analysis. *Power Systems, IEEE Transactions on*, New York, v. 10, n. 2, p. 671–679, May 1995.

CIVANLAR, S.; GRAINGER, J. J.; YIN, H.; LEE, S. S. H. Distribution feeder reconfiguration for loss reduction. *IEEE Transactions on Power Delivery*, New York, v. 3, n. 3, p. 1217–1223, 1988.

COLLIER, S. Ten steps to a smarter grid. *IEEE INDUSTRY APPLICATIONS MAGAZINE*, NEW YORK, v. 16, n. 2, p. 62–68, 2010.

COMPANHIA ENERGÉTICA DE BRASÍLIA - CEB. *NTD - 4.01 - Norma técnica de distribuição - Instruções de operação do sistema de distribuição*. Brasília: [s.n.], 2013. Disponível em: <<http://www.ceb.com.br/index.php/normas-normas-21>>. Acesso em: 09 nov. 2013.

COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS - CEMIG. *Projetos de Redes de Distribuição Aéreas Urbanas*. Belo Horizonte, 2014. 124 p.

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA - COPEL. *História da Copel*. 2013. Disponível em: <<http://www.copel.com/hpcopel/root/nivel2.jsp?endereco=%2Fhpcopel%2Facopel%2Fpagcopel2.nsf%2Fdocs%2F6505401715872FAA032573FA0069734F>>. Acesso em: 09 nov. 2013.

DELBEM, A. C. B.; CARVALHO, A. de; POLICASTRO, C. A.; PINTO, A. K. O.; HONDA, K.; GARCIA, A. C. Node-depth encoding for evolutionary algorithms applied to network design. In: DEB, K. (Ed.). *Genetic and Evolutionary Computation - GECCO 2004: Genetic and Evolutionary Computation Conference, Seattle, WA, USA, June 26-30, 2004. Proceedings, Part I*. Berlin: Springer Berlin Heidelberg, 2004. p. 678–687.

ESHA. *Guide on How to Develop a Small Hydropower Plant*. Brussels, 2004. 294 p.

FAN, J.; BORLASE, S. The evolution of distribution. *IEEE Power and Energy Magazine*, New York, v. 7, n. 2, p. 63–68, 2009.

FEDERAL ENERGY REGULATORY COMISSION - FERC. *Assessment of Demand Response and Advanced Metering*. New York, 2006.

FEDERAL ENERGY REGULATORY COMISSION - FERC. *Assessment of Demand Response*

and *Advanced Metering*. New York, 2012. 122 p.

FINK, L. H.; LIOU, K.-L.; LIU, C.-C. From generic restoration actions to specific restoration strategies. *IEEE Transactions on Power Systems*, New York, v. 10, n. 2, p. 745–752, 1995.

FUENTES, M.; NOFUENTES, G.; AGUILERA, J.; TALAVERA, D.; CASTRO, M. Application and validation of algebraic methods to predict the behaviour of crystalline silicon pv modules in mediterranean climates. *Solar Energy*, Kidlington, v. 81, n. 11, p. 1396–1408, 2007.

GLOVER, F. Tabu search-part i. *ORSA Journal on Computing*, Catonsville, v. 1, n. 3, p. 190–206, 1989.

GLOVER, F. Tabu search: A tutorial. *INTERFACES*, Catonsville, v. 20, n. 4, p. 74–94, 1990a.

GLOVER, F. Tabu search-part ii. *ORSA Journal on Computing*, Catonsville, v. 2, n. 1, p. 4–32, 1990b.

GLOVER, F.; LAGUNA, M.; MARTI, R. Principles of tabu search. In: \_\_\_\_\_. *Handbook of Approximation algorithms and Metaheuristics*. [S.l.]: Chapman & Hall/CRC, 2007. cap. 23.

HATTORI, M.; KANESHIGE, Y.; SHIMADA, K.; TAKAHASHI, K. A new distribution power network restoration algorithm based on modern heuristic method. In: *Power Engineering Society Summer Meeting, 2000*. Seattle: [s.n.], 2000. p. 169–171.

HSIAO, Y. T.; CHIEN, C. Y. Enhancement of restoration service in distribution systems using a combination fuzzy-ga method. *IEEE Transactions on Power Systems*, New York, v. 15, n. 4, p. 1394–1400, 2000.

HSU, Y.-Y.; HUANG, H.-M.; KUO, H.-C.; PENG, S.; CHANG, C.; CHANG. Distribution system service restoration using a heuristic search approach. *IEEE Transactions on Power Delivery*, New York, v. 7, n. 2, p. 734–740, 1992.

HUANG, Y.-C.; HUANG, C.-M. An enhanced differential evolution approach to service restoration of distribution systems. In: *Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference, 2010*. Chengdu: [s.n.], 2010. p. 1–4.

INAGAKI, J.; NAKAJIMA, J.; HASEYAMA, M. A multiobjective service restoration method for power distribution systems. In: *IEEE International Symposium on Circuits and Systems, 2006*. Kos: [s.n.], 2006. p. 1784–1787.

INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS - IEEE. Ieee standard for interconnecting distributed resources with electric power systems. *IEEE Std 1547-2003*, p. 1–28, July 2003.

INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS - IEEE. *Distribution Test Feeders*. 2011. Disponível em: <<http://ewh.ieee.org/soc/pes/dsacom/testfeeders/index.html>>. Acesso em: 14 abr. 2011.

IPAKCHI, A.; ALBUYEH, F. Grid of the future. *IEEE Power and Energy Magazine*, New York, v. 7, n. 2, p. 52–62, 2009.

JIA, D. L.; MENG, X. L.; SONG, X. H. Study on technology system of self-healing control in

smart distribution grid. In: *International Conference on Advanced Power System Automation and Protection, 2011*. Beijing: [s.n.], 2011.

KERSTING, W. H. *Distribution system modeling and analysis*. [S.l.]: CRC Press, 2001.

KLEINBERG, M.; MIU, K.; CHIANG, H.-D. Improving service restoration of power distribution systems through load curtailment of in-service customers. *Power Systems, IEEE Transactions on*, New York, v. 26, n. 3, p. 1110–1117, 2011.

KUMAR, V.; GUPTA, R.; GUPTA, H. Stepwise restoration of power distribution network under cold load pickup. In: *International Conference on Power Electronics, Drives and Energy Systems, 2006*. New Delhi: [s.n.], 2006. p. 1–5.

KUMAR, V.; KUMAR, H.; GUPTA, I.; GUPTA, H. Dg integrated approach for service restoration under cold load pickup. *Power Delivery, IEEE Transactions on*, New York, v. 25, n. 1, p. 398–406, 2010.

KUMAR, Y.; DAS, B.; SHARMA, J. Genetic algorithm for supply restoration in distribution system with priority customers. In: *International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems, 2006*. Stockholm: [s.n.], 2006. p. 1–7.

LIU, K.; SUBBARAYAN, S.; SHOULTS, R.; MANRY, M.; KWAN, C.; LEWIS, F.; NACCARLINO, J. Comparison of very short-term load forecasting techniques. *IEEE Transactions on Power Systems*, New York, v. 11, n. 2, p. 877–882, 1996.

MARION, B. A method for modelling the current-voltage curve of a pv module for outdoor conditions. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, Chichester, v. 10, n. 3, p. 205–214, 2002.

MATHIAS-NETO, W.; LEÃO, F.; MANTOVANI, J. Distribution system restoration in a dg environment using a heuristic constructive multi-start algorithm. In: *IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition: Latin America, 2010*. São Paulo: [s.n.], 2010. p. 86–91.

MENICUCCI, D. F.; FERNANDEZ, J. P. *User's manual for PVFORM: a photovoltaic system simulation program for stand-alone and grid interactive applications*. Albuquerque, 1988.

MOHAGHEGHI, S.; YANG, F. Applications of microgrids in distribution system service restoration. In: *IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies (ISGT), 2011*. Anaheim: [s.n.], 2011. p. 1–7.

MOHANTY, I.; KALITA, J.; DAS, S.; PAHWA, A.; BUEHLER, E. Ant algorithms for the optimal restoration of distribution feeders during cold load pickup. In: *The Swarm Intelligence Symposium, 2003*. [S.l.: s.n.], 2003. p. 132–137.

MONTICELLI, A. J. *Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica*. São Paulo: Edgard Blucher, 1983. 164 p.

MORELATO, A.; MONTICELLI, A. Heuristic search approach to distribution system restoration. *IEEE Transactions on Power Delivery*, New York, v. 4, n. 4, p. 2235–2241, 1989.

- MORI, H.; FURUTA, A. A new approach of hierarchical optimization to distribution system service restoration. In: *IEEE International Symposium on Circuits and Systems (ISCAS), 2005*. Kawasaki: [s.n.], 2005. p. 4751 – 4754.
- MORI, H.; MUROI, T. Application of probabilistic tabu search to distribution system service restoration. In: . [S.l.: s.n.], 2011. p. 1037–1040.
- MORI, H.; OGITA, Y. A parallel tabu search based approach to optimal network reconfigurations for service restoration in distribution systems. In: *Proceedings of the IEEE International Conference on Control Applications, 2002*. Glasgow: [s.n.], 2002. p. 814–819.
- MUN, K. J.; PARK, J.; KIM, H.-S.; SEO, J. il. Development of real-time-service restoration system for distribution automation system. In: *IEEE International Symposium on Industrial Electronics, 2001*. Pusan: [s.n.], 2001. p. 1514–1519.
- NORTH AMERICAN ELECTRIC RELIABILITY CORPORATION - NERC. *2012 State of Reliability*. [S.l.], 2012. Disponível em: <[http://www.nerc.com/files/2012\\_SOR.pdf](http://www.nerc.com/files/2012_SOR.pdf)>. Acesso em: 24 set. 2016.
- PEREIRA, R. A. F. *Localização de faltas em alimentadores de distribuição de energia elétrica usando medições esparsas de tensões*. 131 p. Tese (Doutorado) — Faculdade de Engenharia, Universidade Estadual Paulista, 2007.
- PÉREZ-GUERRERO, R. E.; HEYDT, G. T. Distribution system restoration via subgradient-based lagrangian relaxation. *IEEE Transactions on Power Systems*, New York, v. 23, n. 3, p. 1162–1169, 2008.
- REN21. *Renewables 2016 Global Status Report*. Paris, 2016.
- SAGRILLO, M.; WOOFENDEN, I. Wind turbine buyer’s guide. *Home and Power*, Ashland, n. 119, p. 34–40, 2007.
- SANCHES, D. S. *Algoritmos evolutivos multi-objetivo para reconfiguração de rede em sistemas de distribuição de energia elétrica*. 125 p. Tese (Doutorado) — Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2012.
- SANCHES, D. S.; LONDON-JUNIOR, J. B. A.; DELBEM, A. C. B. Multi-objective evolutionary algorithm for single and multiple fault service restoration in large-scale distribution systems. *Electric Power Systems Research*, Amsterdam, v. 110, p. 144 – 153, 2014.
- SANTOS, A.; DELBEM, A.; LONDON, J.; BRETAS, N. Node-depth encoding and multiobjective evolutionary algorithm applied to large-scale distribution system reconfiguration. *Power Systems, IEEE Transactions on*, v. 25, n. 3, p. 1254–1265, 2010.
- SHI, Y.; YAO, S.; WANG, Y. Research on distribution system restoration considering distributed generation. In: *China International Conference on Electricity Distribution (CICED), 2010*. Xian: [s.n.], 2010. p. 1–5.
- SHIRMOHAMMADI, D.; HONG, H. Reconfiguration of electric distribution networks for resistive line losses reduction. *IEEE Power Engineering Review*, New York, v. 9, n. 4, p. 614–624, 1989.

- 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, p. 753–762, May 1988. ISSN 0885-8950.
- SKOPLAKI, E.; PALYVOS, J. On the temperature dependence of photovoltaic module electrical performance: A review of efficiency/power correlations. *Solar Energy*, Kidlington, v. 83, n. 5, p. 614–624, 2009.
- TIAN, Y.; LIN, T.; ZHANG, M.; XU, X. A new strategy of distribution system service restoration using distributed generation. In: *International Conference on Sustainable Power Generation and Supply, 2009*. Nanjing: [s.n.], 2009. p. 1–5.
- TINNEY, W. F.; HART, C. Power flow solution by newton's method. *Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on*, New York, PAS-86, n. 11, p. 1449–1460, Nov 1967.
- TOUNE, S.; FUDO, H.; GENJI, T.; FUKUYAMA, Y.; NAKANISHI, Y. A reactive tabu search for service restoration in electric power distribution systems. In: *International Conference on Evolutionary Computation Proceedings, 1998*. Alaska: [s.n.], 1998. p. 763–768.
- 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*, New York, v. 17, n. 1, p. 173–181, 2002.
- UNITED-NATIONS. Kyoto protocol to the united nations framework convention on climate change. In: . Kyoto: [s.n.], 1998. p. 21.
- UNITED-NATIONS. Copenhagen accord. In: *United Nations Climate Change Conference, 2009*. Copenhagen: [s.n.], 2009. p. 43.
- UNITED-NATIONS. Report of the conference of the parties. In: *Conference of Parties, 2015*. Paris: [s.n.], 2015. Disponível em: <<http://unfccc.int/resource/docs/2015/cop21/eng/10.pdf>>. Acesso em: 24 set. 2016.
- WANG, J.; ZHANG, H.; ZHOU, Y. Intelligent under frequency and under voltage load shedding method based on the active participation of smart appliances. *IEEE Transactions on Smart Grid*, New York, PP, n. 99, p. 1–1, 2016.
- WATANABE, I.; NODU, M. A genetic algorithm for optimizing switching sequence of service restoration in distribution systems. In: *Congress on Evolutionary Computation, 2004*. Portland: [s.n.], 2004. p. 1683– 1690.
- World Wind Energy Association - WWEA. *World Wind Energy Report 2013*. Bonn, 2013.
- XIANCHAO, H.; TAYLOR, G. Service restoration of distribution systems based on nsga-ii. In: *45th International Universities Power Engineering Conference (UPEC), 2010*. Cardiff: [s.n.], 2010. p. 1–6.

# APÊNDICE A - DADOS DO SISTEMA

## TESTE

Neste capítulo são apresentados os dados do sistema teste IEEE 37 barras modificado.

**Tabela 21** - Características topológicas do sistema.

BI	BF	R	X	A	CO	S3n	CV
502	1	92.7	66.6	286	10	120	C2
1	2	81.6	48.7	286	10	-	-
2	3	526.7	185	286	10	-	-
3	30	148	71.9	245	10	90	C1
30	9	49.3	24	245	10	-	-
9	31	148	71.9	138	10	90	C2
9	75	49.3	24	138	10	30	C1
9	8	78.9	38.3	245	10	-	-
8	33	78.9	38.3	185	10	90	C2
33	34	138.1	67.1	185	10	45	C1
34	37	157.8	76.7	138	10	150	C3
37	38	98.7	47.9	138	10	120	C2
38	11	98.7	47.9	138	10	-	-
11	40	79.8	28	138	10	90	C1
11	41	98.7	47.9	138	10	45	C1
2	13	88.8	43.1	245	10	90	C2
13	4	128.2	62.3	185	10	-	-
4	20	197.3	95.8	185	10	90	C2
20	6	148	71.9	138	10	-	-
6	25	111.7	39.2	138	10	45	C1
20	7	367.1	128.9	138	10	-	-
7	22	47.9	16.8	138	10	165	C3
7	24	303.3	106.5	138	10	45	C1
4	14	31.9	11.2	138	10	45	C1
14	18	207.5	72.9	138	10	30	C1

Legenda BI: Barra inicial; BF: barra final; R: resistência do ramo ( $m\Omega$ ); X: reatância do ramo ( $m\Omega$ ); A: ampacidade máxima do ramo (A); CO: custo operacional de chaveamento do ramo (u.m.); S3n: potência trifásica nominal (kVA) da barra BF; CV: curva de carga associada à barra BF.



**Tabela 22** - Características topológicas do sistema (continuação).

BI	BF	R	X	A	CO	S3n	CV
2	5	159.6	56	138	10	-	-
5	12	95.8	33.6	138	10	90	C2
5	42	127.7	44.8	138	10	90	C2
3	27	95.8	33.6	245	10	45	C1
27	44	69.1	33.5	245	10	45	C1
44	28	79.8	28	138	10	120	C1
44	29	111.7	39.2	245	10	45	C1
8	32	127.7	44.8	245	10	45	C1
34	10	207.5	72.9	138	10	-	-
10	35	79.8	28	138	10	90	C1
10	36	510.7	179.3	138	10	45	C1
502	104	185.4	133.2	286	10	-	-
104	20	0.1	0.1	185	10	-	-
501	101	92.7	66.6	286	10	-	-
101	29	0.1	0.1	245	100	-	-
501	102	92.7	66.6	286	10	-	-
102	32	0.1	0.1	286	10	-	-

Legenda: BI- Barra inicial; BF- barra final; R- resistência do ramo ( $m\Omega$ ); X- reatância do ramo ( $m\Omega$ ); A- ampacidade máxima do ramo (A); CO- custo operacional de chaveamento do ramo (u.m.); S3n- potência trifásica nominal (kVA) da barra BF; CV- curva de carga associada à barra BF.

**Tabela 23** - Dados da GD.

Gerador	B	S	Tipo	P3n(kW)	CV	FP <sub>MIN</sub>
G1	40	S39	Hidráulico	300	C4	$\pm 0.00$
G2	41	S40	Eólico	150	C6	$\pm 0.90$
G3	75	S25	Solar	400	C5	$\pm 0.90$

Legenda: B- barra associada ao gerador; S- seção associada ao gerador; P3n- potência nominal trifásica máxima do gerador; CV- curva de carga associada ao gerador; FP<sub>MIN</sub>- fator de potência mínimo do gerador.

**Tabela 24** - Dados do PRD e CLPU.

B	S	P <sub>3</sub> (kW)	$\chi$	$\alpha$	CRD(u.m./evento)
12	S13	30	-	-	20
13	S7	-	1.40	1.10	-
27	S11	-	1.30	1.10	-
28	S22	30	-	-	25
30	S12	30	-	-	30
37	S34	90	-	-	60
38	S37	-	1.30	1.30	-

Legenda: B- barra associada ao gerador; S- seção associada ao gerador; P<sub>3</sub>- potência nominal trifásica máxima do gerador;  $\chi$ ,  $\alpha$ - parâmetros do CLPU; CRD- custo associado ao PRD.

**Tabela 25** - Curvas horária das cargas empregadas e geração distribuída.

Hora	C1		C2		C3		C4	C5	C6
	P(p.u.)	FP	P(p.u.)	FP	P(p.u.)	FP	P(p.u.)	P(p.u.)	P(p.u.)
1	0.65	0.96	0.50	0.93	0.91	0.92	0.80	0.00	0.20
2	0.52	0.96	0.45	0.93	0.91	0.93	0.80	0.00	0.40
3	0.48	0.96	0.38	0.93	0.88	0.92	0.80	0.00	0.20
4	0.44	0.96	0.40	0.93	0.91	0.92	0.80	0.00	0.15
5	0.40	0.96	0.45	0.93	0.92	0.93	0.80	0.00	0.15
6	0.50	0.96	0.44	0.92	0.91	0.91	0.80	0.00	0.25
7	0.60	0.95	0.48	0.89	0.94	0.90	0.80	0.07	0.25
8	0.62	0.94	0.80	0.89	0.94	0.90	0.80	0.12	0.25
9	0.61	0.93	1.18	0.87	0.91	0.90	0.80	0.18	0.25
10	0.63	0.93	1.25	0.88	0.92	0.90	0.80	0.25	0.40
11	0.65	0.93	1.30	0.89	0.95	0.90	0.80	0.38	0.40
12	0.80	0.93	0.95	0.89	1.00	0.90	0.80	0.48	0.90
13	0.70	0.93	1.00	0.86	0.97	0.90	0.80	0.54	0.65
14	0.68	0.92	1.21	0.86	0.85	0.91	0.80	0.54	0.50
15	0.70	0.91	1.20	0.86	0.88	0.92	0.80	0.48	0.50
16	0.90	0.92	1.15	0.88	0.73	0.93	0.80	0.39	0.80
17	1.05	0.92	1.10	0.90	0.68	0.95	0.80	0.23	0.50
18	1.40	0.93	0.78	0.92	0.91	0.93	0.80	0.03	0.65
19	1.80	0.94	0.50	0.93	0.95	0.93	0.80	0.00	0.65
20	1.90	0.94	0.48	0.93	0.98	0.93	0.80	0.00	0.60
21	1.70	0.95	0.45	0.92	1.02	0.93	0.80	0.00	0.50
22	1.55	0.95	0.50	0.92	0.94	0.93	0.80	0.00	0.50
23	1.20	0.96	0.52	0.92	0.91	0.93	0.80	0.00	0.40
24	0.90	0.96	0.50	0.92	0.88	0.92	0.80	0.00	0.40

Legenda: P- potência horária da carga ou potência máxima em caso de gerador; FP- fator de potência da carga ou fator de potência mínimo em caso de gerador.

**Tabela 26** - Fluxo de carga para a solução inicial dos cenários 1 a 7.

Nó	Tensão(V)	$ J_{km}(A) $	Restrições ativas
502	4800.00	294.73	$I \gg$
105	4685.27	294.73	$I \gg$
104	4627.95	294.73	$I \gg$
20	4627.81	294.73	$I \gg$
4	4436.33	252.05	$I \gg \& \ll V$
13	4316.69	242.32	$I \gg \& \ll V$
2	4239.07	227.04	$\ll V$
3	3862.64	195.71	$\ll V$
27	3849.29	38.18	$\ll V$
44	3840.92	31.46	$\ll V$
28	3835.68	17.99	$\ll V$
29	3838.17	6.74	$\ll V$
30	3772.85	157.53	$\ll V$
9	3745.53	143.82	$\ll V$
31	3735.46	17.67	$\ll V$
75	3744.66	4.61	$\ll V$
8	3708.60	121.54	$\ll V$
32	3705.35	6.98	$\ll V$
33	3673.80	114.56	$\ll V$
34	3596.73	89.40	$\ll V$
10	3556.39	21.87	$\ll V$
35	3552.14	14.57	$\ll V$
36	3542.77	7.30	$\ll V$
37	3531.91	67.54	$\ll V$
38	3513.97	47.21	$\ll V$
11	3505.55	22.16	$\ll V$
40	3501.24	14.78	$\ll V$
41	3502.74	7.39	$\ll V$
5	4220.81	31.33	$\ll V$
12	4215.33	15.66	$\ll V$
42	4213.50	15.67	$\ll V$
14	4435.20	9.72	$\ll V$
18	4432.25	3.89	$\ll V$
6	4624.62	5.60	-
25	4622.34	5.60	-
7	4597.35	22.84	-
22	4594.36	17.21	-
24	4591.11	5.63	-

Legenda: O símbolo " $\gg I$ " representa violação da restrição de corrente; " $\ll V$ " indica violação da restrição de tensão.