

UNIVERSIDADE FEDERAL DO ESPÍRITO SANTO
CENTRO UNIVERSITÁRIO NORTE DO ESPÍRITO SANTO
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENERGIA

FABIO RICARDO OLIVEIRA BENTO

**UMA METODOLOGIA PARA RECONFIGURAÇÃO DE REDES
INTELIGENTES**

SÃO MATEUS
2013

FABIO RICARDO OLIVEIRA BENTO

**UMA METODOLOGIA PARA RECONFIGURAÇÃO DE REDES
INTELIGENTES**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Energia do Centro Universitário Norte do Espírito Santo, como requisito parcial para obtenção do Grau de Mestre em Energia.
Orientador: Prof. Dr. Wanderley Cardoso Celeste.

SÃO MATEUS
2013

Dados Internacionais de Catalogação-na-publicação (CIP)
(Biblioteca Central da Universidade Federal do Espírito Santo, ES, Brasil)

B478m Bento, Fabio Ricardo Oliveira, 1976-
Uma metodologia para reconfiguração de redes inteligentes /
Fabio Ricardo Oliveira Bento. – 2013.
126 f. : il.

Orientador: Wanderley Cardoso Celeste.
Dissertação (Mestrado em Energia) – Universidade Federal do
Espírito Santo, Centro Universitário Norte do Espírito Santo.

1. Sistemas de energia elétrica. 2. Geração distribuída de energia
elétrica. 3. Inteligência computacional. 4. Redes inteligentes de energia.
5. Microrrede (Sistemas de energia elétrica). I. Celeste, Wanderley
Cardoso, 1978-. II. Universidade Federal do Espírito Santo. Centro
Universitário Norte do Espírito Santo. III. Título.

CDU: 63

FABIO RICARDO OLIVEIRA BENTO

**UMA METODOLOGIA PARA RECONFIGURAÇÃO DE REDES
INTELIGENTES**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Energia do Centro Universitário Norte do Espírito Santo, da Universidade Federal do Espírito Santo, como requisito parcial para obtenção do Grau de Mestre em Energia.

Aprovada em 14 de junho de 2013.

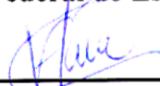
COMISSÃO EXAMINADORA



Prof. Dr. Wanderley Cardoso Celeste - Orientador
Universidade Federal do Espírito Santo



Prof. Dr. Roney Pignaton da Silva
Universidade Federal do Espírito Santo



Prof. Dr. Flávio Garcia Pereira
Instituto Federal do Espírito Santo

Resumo

Neste trabalho é apresentada uma metodologia para reconfiguração de redes inteligentes de energia elétrica, a qual consiste em uso de grafos para representação de redes elétricas, divisão de redes elétricas em zonas de proteção, manutenção de balanço de potência dentro das zonas de proteção, uso de inteligência computacional para rejeitar cargas menos prioritárias em situações de contingências e indicadores de desempenho que quantificam o resultado de uma reconfiguração. A metodologia proposta é aplicada a duas microrredes elétricas que são bem definidas na literatura – a SPS de 8 barras e a CERTS modificada –, a fim de validá-la. Para isso, foram simulados os vários cenários de falhas presentes na literatura. A seguir, foi proposta uma rede inteligente contendo duas microrredes semelhantes às supracitadas SPS e CERTS, as quais foram interconectadas eletricamente. Cada microrrede da rede inteligente proposta possui também conexões com o Sistema Elétrico de Potência (SEP), quando operando em estado normal. Além disso, a rede inteligente conta com dispositivos de armazenamento de energia (baterias) situados em pontos considerados estratégicos. Por fim, a metodologia de reconfiguração foi aplicada à rede inteligente proposta, onde foram simuladas falhas graves que isolaram as microrredes do SEP e, além disso, diminuíram consideravelmente a capacidade de geração de uma das microrredes. Com isso, simulou-se ainda a existência e a não existência de cooperação entre as microrredes e a existência e não existência dos dispositivos de armazenamento de energia. Logo, com o auxílio dos índices de desempenho propostos foi possível concluir que a existência de cooperação entre microrredes e/ou de dispositivos de armazenamento de energia ajudam a mitigar os impactos de contingência.

Sumário

Sumário	6
Lista de Figuras	8
Lista de Tabelas.....	10
Nomenclatura	12
Capítulo 1: Introdução.....	15
1.1 Apresentação do Problema de Reconfiguração de Redes Inteligentes.....	15
1.2 Objetivo.....	16
1.3 Motivação.....	17
1.4 Revisão Bibliográfica.....	17
1.4.1 Aplicação de Teoria de Grafos em Sistemas de Energia Elétrica	18
1.4.2 Sistema de Proteção de Microrredes	19
1.4.3 Aplicação de Inteligência Computacional em Redes Inteligentes	21
1.5 Contribuições do Trabalho	23
1.6 Organização do Documento	24
Capítulo 2: Microrredes e Redes Inteligentes	26
2.1 Microrredes	26
2.1.1 Breve Histórico	26
2.1.2 Características das microrredes.....	28
2.2 Redes Inteligentes	33
2.2.1 Características das Redes Inteligentes (<i>Smart Grids</i>)	33
2.2.2 Inteligência em Sistemas de Energia – o critério NEMA.....	35
2.2.3 Comparação entre as Redes Inteligentes e as Redes Elétricas Convencionais (<i>Dumb Grids</i>)	38
2.2.4 Redes Inteligentes: Oportunidades para solução do problema da Reconfiguração.....	39
2.3 Conclusão.....	47
Capítulo 3: Metodologia de Reconfiguração de Redes Inteligentes	48
3.1 Aspectos da Reconfiguração de Redes Inteligentes	48
3.2 Representação de Microrrede Utilizando Grafos	51
3.3 Desenvolvimento da Metodologia de Reconfiguração de Redes Inteligentes	54
3.4 Aplicação de Algoritmo Genético: Rejeição de Cargas em Redes Inteligentes.....	56
3.5 Indicadores de Desempenho da Reconfiguração de Redes Inteligentes	63

3.6 Conclusão	65
Capítulo 4: Apresentação de Resultados	66
4.1 Estudos de Caso	66
4.1.1 Caso SPS de 8 Barras	66
4.1.2 Caso Microrrede CERTS Modificada	68
4.1.3 Rede Inteligente com Duas Microrredes	71
4.2 Conclusão dos Resultados	77
Capítulo 5: Conclusões	79
5.1 Considerações Finais	79
5.2 Trabalhos futuros	81
Referências Bibliográficas	83
APÊNDICE A - Conceitos básicos de Teoria de Grafos:	88
Introdução á Teoria de Grafos	88
Representação de Grafos	89
Métodos de Busca em Grafos	91
Digrafos	93
APÊNDICE B - Fundamentos de Sistemas de Proteção de Sistemas Elétricos:	94
Proteção por relé de sobrecorrente	94
Proteção por relé direcional	99
Zonas de proteção	101
APÊNDICE C - Interface das rotinas computacionais utilizadas na rejeição de carga com algoritmo genético:	104
Formação da população inicial	104
Função de avaliação de indivíduos	104
Função de seleção de pais	105
Operação de recombinação	106
Operação de mutação	106
APÊNDICE D – Resultados de Estudos de Caso:	108
Caso SPS de 8 Barras	109
Caso CERTS Modificado	118
Rede Inteligente com Duas Microredes	122

Lista de Figuras

Figura 1 - Principais paradigmas de IC e seus híbridos (Venayagamoorthy, 2011).	22
Figura 2 – (a) rede elétrica tradicional; (b) rede baseada em microrredes (ABB - Asea Brown Boveri Ltd, 2008).	28
Figura 3 - A arquitetura básica de uma microrrede (Lasseter, 2007).	30
Figura 4 - Diagrama simplificado de uma microrrede comercial (Sioshansi, 2012).	32
Figura 5 - Oportunidades para reconfiguração (Oualmakran, et al., 2011).	40
Figura 6 - Padrões para as interfaces entre provedores de dados autorizados e concessionárias (OpenADE) e entre medidores inteligentes e equipamentos HAN (OpenHAN) (Sioshansi, et al., 2012).	43
Figura 7 - Estados da topologia de uma rede inteligente.	50
Figura 8 - Diagrama unifilar para exemplo de uma microrrede: sistema elétrico de um navio.	52
Figura 9 - Grafo para representação da microrrede.	52
Figura 10 - Abrangência de cada zona de proteção.	53
Figura 11 - Fluxograma do algoritmo de reconfiguração- adaptado de (Padamati, et al., 2007).	55
Figura 12 - Fluxograma do algoritmo genético.	57
Figura 13 - Operação de recombinação com um ponto de corte.	62
Figura 14 - Operação de recombinação com dois pontos de corte.	62
Figura 15 - Operação de recombinação uniforme	62
Figura 16 - Caso SPS de 8 barras: Diagrama Unifilar da Microrrede	67
Figura 17 - Caso SPS de 8 barras: Grafo da Microrrede em Estado Normal.	67
Figura 18 - Caso CERTS Modificado: Diagrama Unifilar da Microrrede	69
Figura 19 - Caso CERTS Modificado: Grafo da Microrrede em Estado Normal	70
Figura 20 - Diagrama Unifilar referente ao caso Rede Inteligente com Duas Microrredes em estado normal.	72
Figura 21 - Grafo referente ao caso Rede Inteligente com Duas Microrredes em estado normal.	73
Figura 22 - Cenário 5: rede em estado de emergência após falha nos barramentos PCC_b, Bus7b e PCC_a.	76

Figura 23 - Cenário 5: rede em estado de reconfiguração após falha nos barramentos PCC_b, Bus7b e PCC_a.....	77
Figura 24 - Duas representações do mesmo grafo.....	88
Figura 25 - Representação de uma matriz de adjacências.....	89
Figura 26 - Uma representação em estrutura de adjacências.....	90
Figura 27 - Árvore de busca em profundidade.....	91
Figura 28 - Árvore de busca em largura.....	92
Figura 29 - Busca em profundidade em um grafo maior (Sedgewick, 1990).	92
Figura30 - Busca em largura em um grafomaior(Sedgewick, 1990)	93
Figura 31 - Esquemático de proteção contra sobrecorrente	94
Figura 32 - Relés de sobrecorrente instantâneos: Regiões de bloqueio e trip-adaptado de(Glover, et al., 2012).....	95
Figura 33 - Relés de sobrecorrente temporizado: Regiões de bloqueio e trip-adaptado de (Glover, et al., 2012).....	96
Figura 34 - Curvas característica do relé de sobrecorrente temporizado CO-8 (ABB, 2012)..	97
Figura 35 - Diagrama unifilar de um sistema radial.....	98
Figura 36- Relé direcional em série com relé de sobrecorrente. Apenas a fase A é mostrada.	100
Figura 37 - Relé direcional: Regiões de bloqueio e <i>trip</i> no plano complexo - adaptado de (Glover, et al., 2012).....	100
Figura 38 - Diagrama unifilar de um sistema com duas fontes.....	101
Figura 39 - Zonas de proteção de um sistema de energia elétrica.....	102
Figura 40- Sobreposição de proteção em torno de um disjuntor.....	103
Figura 41 – Cenário 5 : rede em estado de emergência após falha nos barramentos PCC_b, us7b e Bus4a.....	123
Figura 42 – Cenário 5: rede em estado de reconfiguração após falha nos barramentos PCC_b, Bus7b e Bus4a.....	124
Figura 43 - Cenário 6: rede em estado de emergência após falha nos barramentos PCC_b, Bus7b e Bus5a.....	125
Figura 44 - Cenário 6: rede em estado de reconfiguração após falha nos barramentos PCC_b, Bus7b e Bus5a.....	126

Lista de Tabelas

Tabela 1- Resumo de oportunidades na solução do problema de reconfiguração.....	23
Tabela 2- Características chave de microrredes (Sioshansi, 2012).	30
Tabela 3- Exemplos do que não pode ser considerado uma microrrede (Sioshansi, 2012).	31
Tabela 4- Redes Inteligentes versus Redes Elétricas Convencionais.....	39
Tabela 5 – Principais características dos medidores de energia elétrica (Oualmakran, et al., 2011).	46
Tabela 6 - Comparação entre a Reconfiguração de Microrredes vs. Controle de Emergência em SEPs de grande porte (QIAO, et al., 2009).	49
Tabela 7 - Representação em grafo da microrrede	51
Tabela 8 – Listagem das zonas de proteção.	53
Tabela 9 - Parâmetros Básicos do Algoritmo Genético para Rejeição de Cargas.....	60
Tabela 10 – Caso SPS de 8 barras: Características básicas.	66
Tabela 11 - Caso SPS de 8 barras: Resumo das reconfigurações realizadas.....	68
Tabela 12 – Caso CERTS Modificado: Características básicas.	69
Tabela 13 - Caso CERTS Modificado: Resumo das reconfigurações realizadas.....	71
Tabela 14 – Investigação por uma rede inteligente com desempenho satisfatório.	74
Tabela 15 - Caraterísticas e parâmetros da rotina para geração de população inicial.	104
Tabela 16 - Caraterísticas e parâmetros da função de avaliação.	104
Tabela 17 - Caraterísticas e parâmetros da função de avaliação. (continuação)	105
Tabela 18 - Caraterísticas e parâmetros da função de seleção de pais.	105
Tabela 19 - Caraterísticas e parâmetros da operação de recombinação.	106
Tabela 20 - Caraterísticas e parâmetros da operação de mutação.	106
Tabela 21 - Caraterísticas e parâmetros da operação de mutação (continuação).	107
Tabela 22 - Caso SPS de 8 barras: Reconfiguração após falha no barramento Bus1.	110
Tabela 23 - Caso SPS de 8 barras: Reconfiguração após falha no barramento Bus3.	111
Tabela 24 - Caso SPS de 8 barras: Reconfiguração após falha no barramento Bus5.	112
Tabela 25 - Caso SPS de 8 barras: Reconfiguração após falha no barramento Bus7.	113
Tabela 26 - Caso SPS de 8 barras: Reconfiguração após falha nos barramentos Bus1 e Bus3.	114

Tabela 27 - Caso SPS de 8 barras: Reconfiguração após falha nos barramentos Bus1 e Bus5.	115
Tabela 28 - Caso SPS de 8 barras: Reconfiguração após falha nos barramentos Bus3 e Bus7.	116
Tabela 29 - Caso SPS de 8 barras: Reconfiguração após falha nos barramentos Bus5 e Bus7.	117
Tabela 30 - Caso CERTS Modificado: Reconfiguração após falha no barramento Bus1.....	119
Tabela 31 - Caso CERTS Modificado: Reconfiguração após falha nos barramentos Bus1 e Bus7.....	120
Tabela 32 - Caso CERTS Modificado: Reconfiguração após falha nos barramentos Bus1 e Bus5.....	121
Tabela 33 - Caso Rede Inteligente com Duas Microredes: Resumo das reconfigurações	122

Nomenclatura

Símbolos métricos

Símbolo	Descrição	Unidade do SI
C_i	Capacidade de Geração Instalada	W
C_n	Carga Atendida em Estado Normal	W
C_R	Carga Atendida após Reconfiguração	W

Outras Unidades

Unidade	Descrição	Nome
Hz	Frequência ou velocidade angular	Hertz
W	Potência	Watt
MW	Múltiplo de unidade de potência	Megawatt
kWh	Múltiplo de unidade de energia	Quilowatt-hora
kW	Múltiplo de unidade de potência	Quilowatt
Var	Potência reativa	Volt-Ampère Reativo

Outros símbolos

Símbolo	Descrição	Exemplo
lb	<i>lower bound</i>	-
ub	<i>upper bound</i>	-
f_n	Fator de Utilização em Estado Normal	-
f_R	Fator de Utilização após Reconfiguração	-
I_{CA}	Índice de Carga Atendida	-
I_{CAM}	Índice de Carga Atendida Médio	-

Siglas

Símbolo	Descrição
ABB	<i>Asea Brown Boveri</i>
AC	<i>Alternated Current</i>
AG	Algoritmo Genético
AMI	<i>Automated Metering Infrastructure</i>
AMR	<i>Automated Meter Reading</i>

Siglas (continuação)

Símbolo	Descrição
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ANSI	<i>American National Standards Institute</i>
BFS	<i>Breadth-First Search</i>
CA	Corrente Alternada
CBR	<i>Case-based reasoning</i>
CC	Corrente Contínua
CERTS	<i>Consortium for Electric Reliability Technology Solutions</i>
CO-8	Modelo de relé de sobrecorrente temporizado fabricado pela ABB
DFR	<i>Digital Fault Recorder</i>
DFS	<i>Depth-first search</i>
DJ	Disjuntor
DMS	<i>Distribution Management Systems</i>
DNP	<i>Distributed Network Protocol</i>
DOE	<i>U.S. Department of Energy</i>
DR	<i>Demand response</i>
EEI	<i>Edson Electric Institute</i>
EMS	<i>Energy Management System</i>
FACTS	<i>Flexible AC transmission system</i>
FSE	<i>Fault section estimation</i>
GD	Geração distribuída
GPS	<i>Global Positioning System</i>
HAN	<i>Home area network</i>
HTML	<i>hypertext mark-up language</i>
IA	Inteligência Artificial
IC	Inteligência Computacional
ICCP	<i>InterControl Center Communications Protocol</i>
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i>
IED	<i>Intelligent electronic device</i>
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
IP	<i>Internet Protocol</i>
IPV6	Internet Protocol version 6
NEMA	<i>National Electrical Manufacturers Association</i>
nVars	Número de variáveis de decisão
OpenADE	<i>Open Automated Data Exchange</i>
OpenHAN	<i>Open Home Area Network</i>
OSI	<i>Open Systems Interconnection</i>
P&D	Pesquisa e desenvolvimento
PCC	Ponto Comum de Acoplamento
plug-and-play	Especificação que facilita a descoberta de um novo componente em um sistema sem a necessidade de configuração física ou intervenção do usuário
PMU	<i>Phasor measurement Unit</i>
RTC	<i>Real Time Control</i>

Siglas (continuação)

Símbolo	Descrição
SAS	<i>Substation Automation Systems</i>
SC	Relé de sobrecorrente
SEP	Sistema Elétrico de Potência
SPR	<i>Scaling Push Relabel</i>
SPS	<i>Ship Power System</i>
SUS	<i>Stochastic Universal Sampling</i>
T&D	Redes de Transmissão e Distribuição
TASE.2	<i>Telecontrol Application Service Element</i>
TC	Transformadores de Corrente
TIE	Disjuntor de interligação entre duas zonas de uma rede de energia
WAMS	<i>Wide Area Measurement System</i>

Capítulo 1: Introdução

1.1 Apresentação do Problema de Reconfiguração de Redes Inteligentes

As redes inteligentes possuem uma combinação de hardware, software e metodologias que, em conjunto, permitem que a rede de energia elétrica atenda de forma mais confiável, versátil, segura, resiliente e útil aos consumidores (Sioshansi, 2012).

As redes inteligentes, de fato, consistem de uma ou mais microrredes que interagem entre si e com um sistema de energia de maior porte, o Sistema Elétrico de Potência (SEP). Microrredes, por sua vez, são redes de energia elétrica com diversas unidades consumidoras (cargas) e diversos geradores de baixa potência estrategicamente distribuídos (Geração Distribuída – GD). Ambos, cargas e geradores, são localizados geograficamente próximos (Lasseter, 2002).

Uma microrrede pode operar com diferentes topologias (configurações), sendo flexível o suficiente para permitir alterações nas interconexões entre seus componentes. Por exemplo, quando ocorre uma falha em determinado ponto da microrrede, todas as fontes de energia e cargas adjacentes são desconectadas (isoladas), a fim de evitar que o problema se propague. No entanto, o restante da microrrede que não foi atingido pela falha deve continuar operando normalmente.

A resolução do problema de reconfiguração consiste em apresentar caminhos alternativos que estabeleçam conexões entre as cargas que não pertençam à região em falha e as fontes que permanecem disponíveis e conectadas à rede (QIAO, et al., 2009). Executar a reconfiguração, portanto, contribui para a continuidade do suprimento de energia em situações de contingência como, por exemplo, ocorrência de curto-circuito (Shariatzadeh, et al., 2011).

A reconfiguração de uma microrrede pode ser iniciada por pelo menos três razões (Kagan, et al., 2009), a saber: falha na rede elétrica; realização de serviços de manutenção em componentes da rede; ou desequilíbrio no balanço de potência.

Além de buscar continuidade de suprimento às cargas, a reconfiguração de microrredes deve manter o balanço entre capacidade de geração e demanda das cargas, isto é,

manter o balanço de potência. Para isso, algumas cargas de menor prioridade podem vir a ser rejeitadas, ou seja, desconectadas da microrrede.

É relatado em QIAO (2009) que pesquisas recentes em reconfiguração têm enfatizado a simulação no domínio do tempo ou com estratégias de controle, e que estudos desse tipo são importantes para analisar a estabilidade de sistemas dinâmicos detalhados. Entretanto, tais métodos não seriam os mais indicados para identificar um equilíbrio em regime permanente, ou seja, após a ocorrência das transições entre os modos de operação normal e de ilhamento. É relatado em (Shariatzadeh, et al., 2011) que a operação estável de uma microrrede em cada um de seus dois modos (normal e de ilhamento) é tão importante quanto à transição entre os mesmos.

Dessa forma, o presente trabalho foca na condição de operação estável (em regime permanente), isto é, após o transitório entre os possíveis modos de operação da microrrede (mais detalhes na Seção 3.1).

Em resumo, a resolução do problema da reconfiguração de microrredes inclui:

- Alteração de topologia;
- Eventual rejeição de cargas de menor prioridade, desconectando-as da microrrede; e
- Manutenção de balanço de potência para continuidade de atendimento a cargas prioritárias.

1.2 Objetivo

O objetivo principal neste trabalho é o de criar uma metodologia para a reconfiguração de redes inteligentes, a qual utiliza:

- Teoria de grafos para modelagem de microrredes;
- Sistema de proteção de microrredes por zona;
- Inteligência Computacional para rejeição de cargas;
- Índices de desempenho para análise quantitativa da reconfiguração da rede.

Em seguida, testar a metodologia no SPS (*Ship Power System*) de 8 barras e em uma modificação da microrrede do CERTS (*Consortium for Electric Reliability Technology Solutions*), reproduzindo os cenários analisados em (Padamati, et al., 2007) e em (Shariatzadeh, et al., 2011), respectivamente. Por fim, propor uma rede inteligente composta da integração de duas microrredes semelhantes às supracitadas SPS e CERTS, incluindo também as respectivas conexões com um Sistema Elétrico de Potência (SEP) e dispositivos de

armazenamento de energia (baterias) e aplicar a metodologia criada considerando o sistema sob falhas graves.

1.3 Motivação

O atual modelo de geração, distribuição e consumo de energia elétrica tem se mostrado não sustentável. No modelo atual, a geração é feita de forma centralizada, onde grandes usinas geradoras geram uma grande quantidade de energia elétrica que deve ser distribuída a unidades consumidoras muito distantes. Com isso, se gasta muito dinheiro para se construir e manter um sistema de geração e um sistema de transmissão e distribuição. Além disso, em geral, a geração dessa grande quantidade de energia elétrica resulta em impactos ambientais graves.

Já no lado das unidades consumidoras, principalmente os consumidores de média e baixa potência, a energia elétrica tem sido utilizada de forma pouco inteligente, sem nenhum controle. O problema é que a energia elétrica, que atualmente é considerada um bem essencial, tem se tornado cada vez mais cara.

Com isso, um novo paradigma de geração e consumo de energia tem se mostrado como sendo uma forma de viabilizar o mercado de energia elétrica para um futuro não tão distante. É a chamada geração distribuída dentro do conceito de microrredes (redes composta por geradores de baixa potência baseados em fontes alternativas de energia e unidades consumidoras localizadas geograficamente próximas) e smartgrids, que são microrredes dotadas de sistemas de comunicação e controle entre seus elementos internos, além de um controle externo global, a fim de permitir um uso otimizado da energia produzida, melhorando, inclusive, a qualidade da energia.

1.4 Revisão Bibliográfica

Esta seção apresenta uma breve revisão de alguns trabalhos relacionados à reconfiguração de redes inteligentes. Tendo em vista que são as principais ferramentas para atingir o objetivo desse trabalho, uma maior ênfase é dada aos seguintes assuntos:

- Aplicação de Teoria de Grafos em Sistemas de Energia Elétrica;
- Sistema de Proteção de Microrredes;
- Aplicação de Inteligência Computacional em Redes Inteligentes.

1.4.1 Aplicação de Teoria de Grafos em Sistemas de Energia Elétrica

A teoria de grafos (Apêndice A) tem sido utilizada em diversas aplicações de representação, simulação e análise de redes de energia elétrica. Em (Chai & Sekar, 2001), por exemplo, um grafo direcionado é utilizado para representar uma rede de energia elétrica, determinando a contribuição de cada gerador, em termos de fluxo de potência, para diferentes cargas. Cada vértice com gerador é uma raiz (*root*), a partir da qual são construídos todos os possíveis subgrafos direcionados. De posse do fluxo em cada aresta dos subgrafos, bem como da potência consumida por cada carga, a contribuição de cada gerador foi determinada utilizando proporcionalidade.

A teoria de grafos também é aplicada em (Bi, et al., 2002) para estimar localização de componentes em falha (*Fault section estimation - FSE*) em redes de energia elétrica de grande porte. Com a representação de sistemas de energia baseada em grafos, o problema de FSE é convertido em um problema de particionamento de vértices de grafos em subconjuntos conectados e balanceados de acordo com as prioridades dos vértices.

Em (Mao & Miu, 2003) é apresentada uma metodologia baseada em grafos para planejamento de localização de chaves (disjuntores) em sistemas de distribuição de energia elétrica radial com GD. A metodologia proposta pode definir novas chaves, e operar chaves existentes para definir a área de serviço da GD. Além disso, pode maximizar a quantidade de carga a ser continuamente suportada pela GD em caso de isolamento da subestação (ilhamento¹), conforme descrito no capítulo 2. Dessa forma, melhora a confiabilidade do sistema de distribuição radial com GD após a ocorrência de falha na rede elétrica externa.

Em (Wang & Vittal, 2004) é apresentado um método para detecção de área em ilhamento (ou eventualmente isoladas) em sistema de energia de grande porte, utilizando um conjunto mínimo de cortes (*minimal cut sets*), ou seccionamento de arestas, com o mínimo fluxo líquido. O método de mínimos cortes baseia-se em busca por largura e por profundidade da teoria de grafos, e pode determinar os locais onde ocorreram ilhamentos em sistemas elétricos após a ocorrência de grandes distúrbios.

Em (Luan, et al., 2002) é apresentado um método baseado em algoritmos genéticos para reconfiguração e restauração de suprimento de energia em situações de contingência, com estratégias para rejeição ótima de cargas em redes de distribuição. A teoria de grafos foi utilizada para representar todo o sistema elétrico a partir da configuração (estado) dos

³Porções da microrrede em ilhamento operam de forma autônoma com relação ao restante do sistema elétrico. O conceito de ilhamento está descrito na seção 2.1.2 do presente trabalho.

disjuntores que interligam os componentes da rede elétrica. No algoritmo genético, a configuração do conjunto de disjuntores do sistema elétrico é representada por um cromossomo. Os cromossomos são armazenados em uma cadeia de dígitos binários (um vetor de *bits*). Algo similar é feito em (Padamati, et al., 2007), porém os autores focam em um tipo de microrrede de 8 barras presente em embarcações (*Ship Power System - SPS*). Shariatzadeh, ET AL.(2011), por sua vez, agrega ao trabalho anterior a reconfiguração de uma microrrede do CERTS (*Consortium for Electric Reliability Technology Solutions*), porém com algumas modificações.

Em (Nguyen, et al., 2012) é apresentada uma aplicação de teoria de grafos em sistemas de energia elétrica para roteamento de fluxo de potência. Foram utilizados algoritmos de busca (*Successive Shortest Path –SSP* e *Scaling Push Relabel-SPR*) em uma simulação de rede radial. Os resultados alcançados permitiram lidar com o problema de roteamento de fluxo de potência mesmo diante de variações na topologia da rede elétrica.

Observa-se, portanto, que a teoria de grafos é uma poderosa ferramenta analítica para compreensão e resolução de problemas de análise de redes elétricas de grande porte e complexas.

1.4.2 Sistema de Proteção de Microrredes

Um esquema de proteção de rede de energia elétrica possui funções de detecção e coordenação, sendo que o mesmo deve assegurar que:

- Os eventos de curto-circuito sejam detectados pelos equipamentos de proteção;
- Os equipamentos de seccionamento isolem as partes em falha, mediante técnicas de coordenação de proteção.

Portanto, o principal objetivo dos sistemas de proteção é proporcionar o isolamento de uma área problemática (em falha) do sistema de energia em um curto período de tempo, de maneira que o impacto para o resto do sistema seja minimizado ou eliminado (Blackburn & Domin, 2006).

Um sistema de proteção monitora continuamente a rede de energia elétrica para detectar condições anormais e remover a menor porção possível do sistema elétrico, a fim de isolar os equipamentos em falha e permitir que o restante do sistema continue a gerar e distribuir energia (Glover, et al., 2012).

Quando curtos-circuitos ocorrem nos sistemas de energia elétrica, devido a falha em equipamentos ou causas naturais (relâmpagos, ventos fortes, etc.), as correntes de curto-

circuito podem atingir ordens de magnitude muito maior que os valores normais de operação, e causar danos irreparáveis. As possíveis consequências de tais incidentes incluem falha de isolamento, derretimento de condutores, danos mecânicos a barramentos e colapso do sistema.

Nesse contexto, Blackburn e Domin (2006) enumera cinco aspectos básicos dos sistemas de proteção:

- Confiabilidade - assegurar que o sistema de proteção operará de forma correta;
- Seletividade - máxima continuidade de serviço com mínima desconexão de cargas;
- Velocidade de operação - mínima duração de falhas (e consequentes danos aos equipamentos), garantindo uma maior estabilidade do sistema;
- Simplicidade - mínima quantidade de equipamentos e circuitaria associada para atender a objetivos de proteção;
- Economia - máxima proteção com o mínimo custo possível.

Os sistemas de proteção de microrredes requerem a atuação coordenada de diferentes tipos de proteção (por sobrecorrente e direcional) e o conceito de proteção por zona. As características básicas da detecção de falhas por relé de sobrecorrente, relé direcional e o conceito de zonas de proteção estão descritas no Apêndice B. Cada microrrede de uma rede inteligente é, tipicamente, composta de várias zonas, as quais podem trabalhar isoladas entre si, como porções menores e independentes (Brahma & Girgis, 2004). Dessa forma, caso ocorram distúrbios internos, a reconfiguração isola a zona da rede em falha, a fim de que haja continuidade de suprimento de energia para cargas essenciais.

Estudos sobre esquemas de proteção para sistemas de distribuição com microrredes têm sido realizados desde 2002, quando um grupo de pesquisadores iniciou o *Consortium for Electric Reliability Technology Solutions* (CERTS, 2012). O principal requisito de um sistema de proteção de uma microrrede é garantir uma operação segura e estável, tanto no modo interconectado como em ilhamento (Haron, et al., 2012). As cargas que fazem parte de uma microrrede são favorecidas com confiabilidade local devido à possibilidade de ilhamento e reconfiguração (Lasseter & Piagi, 2004). Em sistemas de distribuição de energia elétrica tradicionais, os sistemas de proteção são projetados assumindo um fluxo de potência unidirecional e baseados em relés de sobrecorrente convencionais. No entanto, a utilização de GD, como é o caso das microrredes, afeta a operação das redes de energia elétrica e a amplitude das correntes de curto-circuito (Haron, et al., 2012).

Em (Brahma & Girgis, 2004) é apresentado um esquema de proteção por zona para lidar com o efeito da alta penetração de GD na rede de distribuição. Nesse esquema, a rede

elétrica é dividida em zonas, nas quais há um razoável balanço entre cargas e GD, sendo que a capacidade da GD é um pouco maior do que a da carga.

Em (Zeng, et al., 2004) é apresentado um esquema de proteção descentralizado, onde os relés digitais interagem uns com os outros, executando tarefas de proteção, coordenação e reconfiguração, com autonomia e cooperação.

Em (Javadian, et al., 2008) é proposto um esquema de proteção onde os dispositivos de proteção (relés digitais) determinam o *status* do sistema após receber os dados necessários da rede de dados, a fim de proteger os sistemas elétricos com GD. Em caso de ocorrência de falha, é diagnosticado o seu tipo e a sua localização, e é enviado o comando para abertura dos disjuntores apropriados, a fim de isolar a falha. O fluxo de potência e as correntes de curto-circuito são obtidos através de cálculos *off-line*.

Em resumo, o sistema de proteção de microrredes considerado no presente trabalho possui algumas daquelas características observadas nos trabalhos supracitados. Dentre elas, destacam-se:

- Fornecimento de dados de fluxo de potência em cada ponto da microrrede;
- Divisão das microrredes em zonas, nas quais deve ser mantido um balanço de fluxo de potência;
- Comunicação entre os dispositivos de proteção (relés e disjuntores), os quais trabalham de forma cooperativa e autônoma;
- Identificação do tipo e da localização das falhas ocorridas na microrrede;
- Coordenação de proteção, enviando comando para abertura dos disjuntores apropriados, a fim de isolar as falhas.

1.4.3 Aplicação de Inteligência Computacional em Redes Inteligentes

Uma abordagem inicial sobre a aplicação de Inteligência Computacional (IC) em redes inteligentes é apresentada por (Ma, et al., 2009), onde se lê que as microrredes estão inseridas no paradigma das redes inteligentes (*smart grids*), cujas principais características estão descritas no Capítulo 2.

Em (Oualmakran, et al., 2011) é relatado que maiores esforços devem ser dedicados na elaboração de técnicas que confirmem inteligência aos equipamentos da infraestrutura elétrica, capacitando cada componente da rede com IC.

Em (Cecati, et al., 2010) é destacado que existem várias aplicações para IC em redes de energia elétrica, incluindo metodologias para lidar com o problema de reconfiguração. As

técnicas de IC podem ser agrupadas em heurísticas, metaheurísticas (também chamadas de heurísticas modernas) e métodos de aprendizado. Nesses últimos, incluem-se, por exemplo, raciocínio baseado em casos (*Case-based reasoning* - CBR) (Aamodt & Plaza, 1994) e redes neurais (Panigrahi, et al., 2010).

Em (Venayagamoorthy, 2011) é dito que as redes inteligentes devem ser monitoradas constantemente, a fim de manter a estabilidade, a confiabilidade e a eficiência em condições de operação e de ocorrência de distúrbios. Para essas tarefas são necessárias tecnologias escaláveis, computacionais, estocásticas e dinâmicas. O diagrama da Figura 1 ilustra os paradigmas de inteligência computacional que podem ser empregados, e seus híbridos.

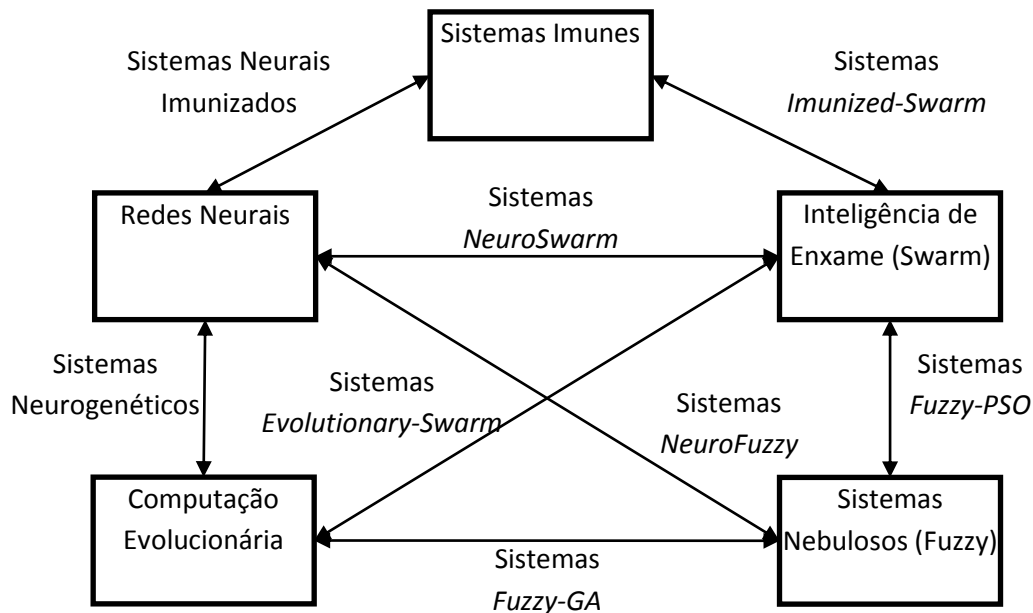


Figura 1 - Principais paradigmas de IC e seus híbridos (Venayagamoorthy, 2011).

Oualmakran, ET AL (2011) conclui que a utilização dos recursos disponíveis atualmente (Seção 2.2.4), os quais encontram-se listados na Tabela 1, contribuem para a solução do problema de reconfiguração de redes elétricas, com menos danos a equipamentos, menores custos operacionais e com aumento da qualidade de energia.

Diversos métodos de inteligência computacional já foram utilizados para pesquisar o problema de reconfiguração como, por exemplo, colônia de formigas (Vuppalapati & Srivastava, 2010), métodos híbridos (Ahuja, et al., 2007) e (Li, et al., 2008), enxame de partículas (Kumar, et al., 2007) e algoritmos genéticos (Luan, et al., 2002). Neste último trabalho citado, os autores utilizaram algoritmos genéticos e teoria de grafos na reconfiguração de uma rede de distribuição convencional. Posteriormente, em (Padamati, et al., 2007), outros autores utilizaram algoritmos genéticos e teoria de grafos para

reconfiguração de um sistema elétrico de um navio (*ship power system* - SPS) com 8 barras. O SPS possui GD local situado próxima às cargas e pode ser enquadrado dentro do conceito de microrrede. Visto que o SPS não está conectado a um SEP, trata-se de uma microrrede em ilhamento permanente. Algum tempo depois, em (Shariatzadeh, et al., 2011), agregou-se a SPS de 8 Barras a uma microrrede do CERTS modificada.

Tabela 1- **Resumo de oportunidades na solução do problema de reconfiguração**

	Características	Benefícios
<i>Intelligent electronic device (IED)</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Proteção e monitoramento; • Comunicação com padrões abertos; • Memória Embutida. 	<ul style="list-style-type: none"> • Reconfiguração mais eficiente, a partir da melhor localização e isolamento de falhas; • Melhorias nos custos operacionais (menos danos aos equipamentos de infraestrutura); • Avaliação em tempo real do estado da rede elétrica.
Medidores Inteligentes	<ul style="list-style-type: none"> • Comunicação bidirecional; • Rejeição de carga. 	<ul style="list-style-type: none"> • Detecção mais robusta e em tempo real de falhas no sistema de energia; • Aumento da velocidade da reconfiguração.
Resposta à demanda	<ul style="list-style-type: none"> • Rejeição de carga 	<ul style="list-style-type: none"> • Redução de demanda não atendida; • Aumento da velocidade de reconfiguração;
Controle de nível de tensão e Var	<ul style="list-style-type: none"> • Geração distribuída e armazenamento; • Controle flexível de Var. 	<ul style="list-style-type: none"> • Melhoria na velocidade de reconfiguração; • Redução das falhas de energia. • Melhoria na qualidade de energia. • Redução de custos operacionais.
Técnicas de Computação Inteligente	<ul style="list-style-type: none"> • Atualmente em desenvolvimento 	<ul style="list-style-type: none"> • Pode levar em conta grande quantidade de variáveis; • Pode lidar com problemas combinacionais com múltiplas restrições e múltiplos objetivos; • Possibilidade de utilizar técnicas de aprendizado.

1.5 Contribuições do Trabalho

Como principal contribuição desta dissertação de mestrado, destaca-se a apresentação de uma metodologia de reconfiguração que favorece continuidade de atendimento a consumidores prioritários de redes inteligentes de energia elétrica em situações de contingência. Tal metodologia:

- Utiliza representação das redes com grafos;
- Usa um esquema de divisão de redes elétricas por zonas de proteção;
- Prioriza o balanço entre capacidade de geração e demanda das cargas (balanço de potência);
- Utiliza um algoritmo baseado em inteligência computacional para reconfiguração do sistema na etapa de rejeição de carga (Seção 3.4);
- Define e faz uso de indicadores de desempenho que caracterizam quantitativamente as configurações assumidas pelo sistema, de modo uma comparação objetiva de diferentes cenários e as soluções advindas da aplicação de distintas metodologias de reconfiguração que venham a ser propostas no futuro;

Define um conjunto de estados da topologia de uma rede inteligente, os quais ocorrem durante a execução da metodologia de reconfiguração (Seção 3.1).

A metodologia foi aplicada aos casos do SPS de 8 barras e do CERTS, os quais foram estudados previamente em (Padamati, et al., 2007) e em (Shariatzadeh, et al., 2011), respectivamente. Além disso, foi proposta uma rede inteligente contendo duas microrredes (Seção 4.2.3) semelhantes às supracitadas SPS e CERTS, incluindo também as respectivas conexões com um Sistema Elétrico de Potência (SEP) e dispositivos de armazenamento de energia (baterias). As duas microrredes dessa rede inteligente trabalham em cooperação e, dessa forma, puderam mitigar impactos de contingências graves, conforme mostrado em simulação.

1.6 Organização do Documento

Esta dissertação é composta de cinco capítulos, sendo que neste primeiro capítulo foi apresentada uma introdução ao problema de reconfiguração de microrredes, caracterizando-o e enumerando suas principais operações, bem como os principais objetivos e motivações do trabalho, além de uma breve revisão bibliográfica dos principais assuntos relacionados ao tema em questão.

No segundo capítulo são abordados os conceitos de microrredes e redes inteligentes. Na seção referente às microrredes são apresentados um breve histórico e as principais características das microrredes. As redes inteligentes são o assunto da seção 2.2, onde tais tipos de redes são caracterizadas e definidas de acordo com a NEMA (*National Electrical Manufacturers Association*). Também é apresentada uma comparação entre as redes

inteligentes e as redes elétricas convencionais. Finalmente, são destacadas as oportunidades que as redes inteligentes apresentam para a resolução do problema da reconfiguração.

No terceiro capítulo são descritos os principais aspectos do problema de reconfiguração de redes inteligentes. Na sequência, mostra-se como representar microrredes utilizando a teoria de grafos, tendo como exemplo a rede SPS de 8 barras. Além disso, é apresentada a formulação da função objetivo, função de avaliação e a representação de dados do algoritmo genético para a etapa de rejeição de cargas da reconfiguração. São descritas as principais etapas da metodologia desenvolvida para reconfiguração de redes inteligentes bem como os indicadores de desempenho propostos para caracterizar a reconfiguração de forma quantitativa.

No quarto capítulo são analisados alguns resultados obtidos através da metodologia aplicada. Tais análises são realizadas com base em indicadores de desempenho formalizados no final do Capítulo 3. São realizados estudos dos casos de 8 barras e de uma modificação da microrrede do CERTS bem descritos na literatura. Na sequência do capítulo, é proposta uma rede inteligente composta por duas microrredes semelhantes ao caso SPS e CERTS, ambas com conexão ao SEP através de PCC e com elementos de armazenamento de energia estrategicamente conectados.

No capítulo cinco são apresentadas as considerações finais, onde são destacados, inclusive, alguns temas que podem ser explorados em trabalhos futuros.

O documento conta ainda com um apêndice que detalha alguns “Conceitos básicos de teoria de grafos” (Apêndice A), outro que descreve alguns “Fundamentos sobre Sistemas de Proteção de Sistemas Elétricos” (Apêndice B), mais um que apresenta as “Interfaces das rotinas computacionais utilizadas na rejeição de carga com algoritmo genético” (Apêndice C) e, finalmente, um último apêndice trazendo todos os “Resultados de Estudos de Caso” (Apêndice D).

Capítulo 2: Microrredes e Redes Inteligentes

Nesse capítulo são abordados os conceitos de microrredes e de redes inteligentes. Na Seção 2.1 são apresentados um breve histórico e as principais características das microrredes. As redes inteligentes são caracterizadas e definidas na Seção seguinte, onde também é apresentada uma comparação entre redes inteligentes e as redes elétricas convencionais. São também destacadas as oportunidades que as redes inteligentes apresentam para a resolução do problema de reconfiguração de microrredes. Por fim, é apresentada uma conclusão do capítulo.

2.1 Microrredes

2.1.1 Breve Histórico

O conceito de microrredes remonta ao final do século XIX, sendo um retorno às origens do que foi criado por Thomas Alva Edison e outros pioneiros da área de energia elétrica (Rey, 2011). É fato que tanto os termos “microrrede” quanto “geração distribuída” ainda não existiam no final do século XIX. No entanto, durante o estágio inicial da indústria de energia elétrica (1880 a 1890), os sistemas elétricos tinham características em comum com a geração distribuída (GD) e com a arquitetura de microrredes.

Os primeiros sistemas elétricos, como o de Edison em 1882, na *Pearl Street Station* em Nova York (IEEE, 2012), forneciam energia para apenas alguns quarteirões da cidade, com eletricidade em Corrente Contínua (CC), e possuíam uma capacidade total de geração de menos de 1MW. Cada “Jumbo Dynamo” (como foram denominados por Edison) tinha uma potência nominal de 100kW. Levando em conta a pequena distância entre o gerador e as cargas, e a pequena área geográfica atendida, podemos classificar a rede elétrica de *Pearl Street Station* como uma microrrede primitiva. Esse tipo de rede elétrica ainda foi a arquitetura de sistemas de energia elétrica dominante durante as duas primeiras décadas do século XX (Rey, 2011).

Essas primeiras microrredes, no entanto, não eram muito confiáveis, visto que apenas uma unidade geradora fornecia toda a energia para toda uma rede elétrica isolada. Se essa unidade geradora (ou usina) falhasse, então todo o sistema elétrico deixaria de operar. Além do mais, só era economicamente viável acionar as unidades geradoras durante certo período do dia, pois, nessa época, a energia elétrica era utilizada essencialmente para iluminação, o que concentrava a maior parte da demanda durante a noite (IEEE, 2012). Outro fator limitante

era a natureza CC da corrente elétrica distribuída. A energia elétrica com Corrente Alternada (CA) substituiu a CC em uma fase posterior de desenvolvimento devido às seguintes razões:

- Para transmissão de energia elétrica através de grandes distâncias, maiores tensões elétricas eram desejáveis, o que não era viável para a CC com a tecnologia disponível no início do século XX. Por outro lado, os transformadores logo se tornaram disponíveis, a fim de manipular a CA para conexão de redes elétricas com diferentes níveis de tensão;
- A invenção do motor de indução polifásico por Nikola Tesla, o qual logo se tornou o principal equipamento motriz na indústria.

Observa-se, portanto, que vários fatores conduziram à preferência pela geração centralizada, em detrimento das microrredes primitivas, dentre os quais cita-se (Rey, 2011):

- Em países como Brasil, Estados Unidos e Canadá, por exemplo, ocorreu a exploração de usinas hidrelétricas de grande porte localizadas a longas distâncias dos centros consumidores. Dessa forma, ocorreram grandes desenvolvimentos em redes de transmissão e distribuição (T&D) de energia elétrica;
- Além disso, grandes usinas hidrelétricas e térmicas oferecem significativa economia de escala, ou seja, usinas maiores podem ser construídas e operadas com menor custo por quilowatt de capacidade e por quilowatt-hora de energia;
- As redes de T&D recém-desenvolvidas proporcionaram maior confiabilidade para o envio de energia elétrica em longas distâncias;
- Aumento da utilização de frequências padrão (50 ou 60Hz), permitindo interconexão entre diversos sistemas, melhorando também a confiabilidade;
- Estabelecimento de políticas e regulamentações favoráveis por parte dos governos.

No início do século XXI, o conceito de microrredes (Lasseter, 2002) voltou a atrair a atenção de pesquisadores, operadores de redes elétricas e indústria, para obtenção de eletricidade de forma autônoma, com baixa emissão de poluentes e ainda compatível com a rede elétrica convencional (Sioshansi, 2012). Essa tarefa é realizada através de redes elétricas inteligentes locais que permitem o controle avançado, e, ainda, são compatíveis com a rede elétrica convencional (*legacy grid*).

Tradicionalmente, as redes de energia elétrica têm se baseado em uma topologia radial, onde o gerador é conectado a muitos consumidores em uma estrutura parecida com uma árvore (Sioshansi, 2012), com grandes geradores situados em regiões distantes dos centros de consumo e fornecendo fluxo de potência unidirecional (sentido geração-

transmissão-distribuição). Conforme ilustrado na Figura 2a, longas redes de transmissão de energia em alta tensão agem como o “tronco de uma árvore”, transportando eletricidade por longas distâncias, dos geradores às cargas. Mais próximo às cargas, as redes de distribuição agem como galhos da árvore, interconectando as cargas às redes de transmissão de longa distância.

Em (Lasseter, 2002) é dito que as redes de energia elétrica tradicionais têm sido gradualmente modificadas pela instalação de diversos geradores de pequena escala próximos aos consumidores, como ilustrado na Figura 2b.

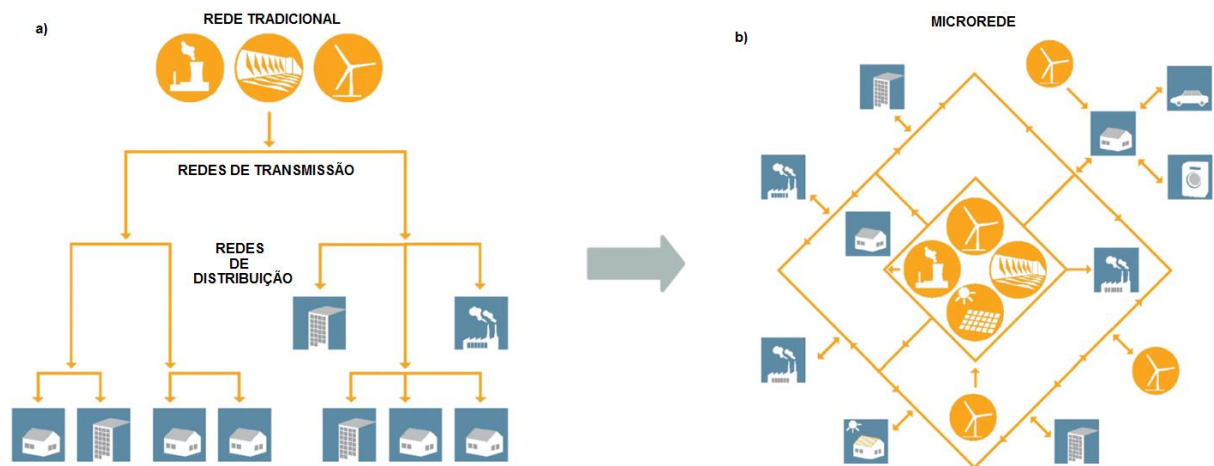


Figura 2 – (a) rede elétrica tradicional; (b) rede baseada em microrredes (ABB - Asea Brown Boveri Ltd, 2008).

2.1.2 Características das microrredes

Microrredes consistem em sistemas de energia elétrica com diversas cargas, e diversas unidades geradoras de baixa potência (geração distribuída - GD), localizadas geograficamente próximas (Lasseter, 2002). Mais especificamente, as microrredes possuem (Sioshansi, 2012):

- Um conjunto de geradores e cargas controláveis, sendo que ambos estão fisicamente próximos e em CA;
- Pelo menos um gerador baseado em tecnologia de energias renováveis como, por exemplo, energia eólica ou solar;
- A capacidade de operar isoladas de uma rede de energia elétrica mais ampla (Sistema Elétrico de Potência – SEP), ou ainda conectadas à mesma através de um único ponto de conexão chamado de ponto comum de acoplamento (*point of common coupling - PCC*). O *PCC* viabiliza a interação da microrrede com o SEP, facilitando a importação/exportação de energia;
- A característica de que nenhum de seus componentes seja indispensável à operação da rede elétrica como, por exemplo, um único controle e/ou unidade de armazenamento

de dados centrais. Dessa forma, a microrrede pode oferecer maior confiabilidade que as redes elétricas convencionais, continuando em operação mesmo com a perda de um ou mais de seus componentes.

A arquitetura básica de uma microrrede (Figura 3) é descrita em (Lasseter, 2007). Consiste de um grupo de alimentadores (cabos) radiais, os quais podem ser parte de uma rede de distribuição ou do sistema elétrico de uma edificação. Há apenas um ponto de conexão com o SEP (*PCC*). No exemplo da Figura 3, alguns dos alimentadores (alimentadores A-C) contam com geração local, pois possuem cargas essenciais. O alimentador D não possui geração local, pois as cargas conectadas ao mesmo não são críticas. Os alimentadores A-C podem ser desconectados da rede utilizando a chave estática, capaz de seccionar a conexão em menos de um ciclo². No exemplo da Figura 3 há quatro microfones nos vértices 8, 11, 16 e 22 que controlam a operação utilizando medidas das tensões e correntes locais. Quando há algum problema na qualidade da energia disponível no SEP, a chave estática abre, isolando as cargas críticas.

As unidades geradoras das microrredes são denominadas microfones, e têm as seguintes características típicas (Lasseter, 2002):

- Pequeno porte e baixo custo comparados às unidades geradoras de redes tradicionais;
- Baseadas em fontes renováveis como, por exemplo, mini-aerogeradores, painéis solares fotovoltaicos e células de combustível, as quais apresentam baixa emissão de poluentes;
- Ficam localizadas próximo das instalações do usuário de energia; e
- Contam com interfaces de eletrônica de potência.

As microrredes operam basicamente em dois modos, conectado e ilhamento. Quando conectada, a microrrede permanece ligada ao barramento de baixa tensão do SEP, e atua como um subsistema da rede de distribuição. Nesse modo, cargas internas à microrrede são supridas por suas diversas microfones. A conexão ao SEP através do *PCC* tem o objetivo de permitir o intercâmbio bidirecional de energia entre a microrrede e o SEP em caso de excesso de geração em qualquer um dos lados (Lasseter & Piagi, 2004). Essa conexão é realizada por interface de eletrônica de potência, tipicamente inversores de frequência.

²Um ciclo corresponde a um período de aproximadamente 16,67ms para sistemas de energia elétrica com 60Hz e 20ms para sistemas com 50Hz.

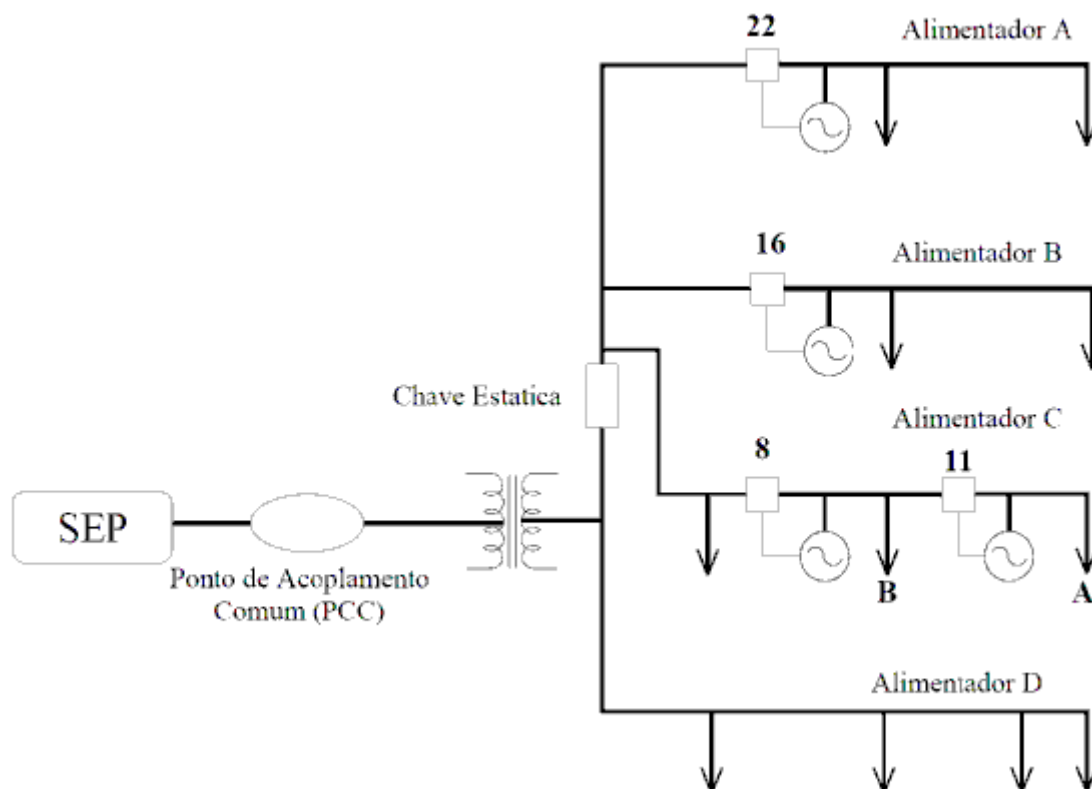


Figura 3 - A arquitetura básica de uma microrrede (Lasseter, 2007).

No modo de ilhamento, a microrrede se desconecta do SEP e trabalha de forma autônoma. Dessa forma, as cargas e microfones locais operam como um sistema único (*clusters*) e controlável. O ilhamento pode ser utilizado pela microrrede caso ocorram distúrbios na qualidade de energia do SEP. Essa habilidade de proteger tanto as cargas quanto as fontes de energia internas, isolando-as, pode conferir uma confiabilidade local ainda melhor do que aquela fornecida pelo próprio SEP (Lasseter & Piagi, 2004).

Em resumo, as características que uma microrrede deve ter são mostradas na Tabela 2. Alguns exemplos que não podem ser considerados uma microrrede são mostrados na Tabela 3.

Tabela 2- Características chave de microrredes (Sioshansi, 2012).

Característica	Descrição
Inteligente	Capaz de monitorar o estado do sistema, reconfigurar a operação de equipamentos e a topologia, a fim de atender a requisitos como, confiabilidade de fornecimento, custo de operação e minimização de emissão de poluentes.
Eficiente	Prioritariamente baseada em fontes de energia limpa e renovável, e em cargas energeticamente eficientes.
Resiliente	Capaz de se reconfigurar para resistir a falhas e evitar colapso total do sistema de energia. Capaz de manter a qualidade de suprimento, apesar de problemas que possam ocorrer no SEP, com o qual possui intercâmbio.

Tabela 2 - Características chave de microrredes (continuação).

Característica	Descrição
Dinâmica	Muda constantemente, a fim de atingir os objetivos de inteligência e resiliência acima descritos.
Cargas integradas	Inclui integração inteligente das cargas locais com a geração, mantendo o balanço de potência e maximizando a utilização da infraestrutura.
Flexível	Facilita a introdução de novas cargas e fontes, e a adoção de novas tecnologias de comunicação sem mudanças significativas na infraestrutura.

Tabela 3- Exemplos do que não pode ser considerado uma microrrede (Sioshansi, 2012).

Denominação	Exemplo típico	Porque não pode ser considerado microrrede?
Fonte de energia para áreas remotas	Uma comunidade remota suprida por um pequeno número de geradores relativamente grandes (maiores ou iguais a 100kW)	Há apenas um pequeno número de geradores, com um controle centralizado conectando-os. O controle é tipicamente limitado ao desligamento de geradores, e nenhum controle de cargas é incorporado.
Sistema Local de Energia Renovável	Uma casa com sistema de energia local renovável (por exemplo, um gerador solar ou eólico). Pode ser conectado ao SEP.	Tais sistemas, tipicamente operam utilizando um barramento CC e um inversor único. Portanto não se enquadra num perfil de microrrede baseado em múltiplas fontes AC. Além disso, as cargas e geradores em tais sistemas raramente exibem qualquer forma de inteligência e de controle dinâmico.
Gerador local de reserva (<i>backup</i>)	Uma casa ou edificação com gerador local de <i>backup</i> (como baterias ou gerador à combustível fóssil)	Esses sistemas operam tipicamente com um único gerador ou grupo de baterias, portanto não são enquadrados na definição de microrrede com múltiplas fontes AC.
Usina para atendimento de picos de demanda	Possui geradores relativamente grandes (> 1MW) intercalados ao longo de uma rede de distribuição, a fim de atender a picos de demanda de energia.	Ao estar conectado em múltiplos pontos de uma rede elétrica mais ampla, esse tipo de sistema viola a definição de que a microrrede possui apenas um ponto de conexão (<i>PCC</i>).

A Figura 4 ilustra uma microrrede implementada em um prédio de escritórios. A energia é obtida a partir de fontes situadas nas proximidades (ou dentro da edificação) como, por exemplo, aerogeradores e painéis solares fotovoltaicos. Observe que a bateria é um elemento bidirecional, isto é, pode absorver energia em excesso, se disponível na microrrede, ou fornecer energia, caso ocorra alguma falha na microrrede. Se a capacidade de geração das microfuentes é maior que aquela requerida pelas cargas, o excesso de energia pode ser

exportado para o SEP através do PCC. Por outro lado, se a microrrede não for capaz de suprir a demanda interna, então ela importa energia do SEP.

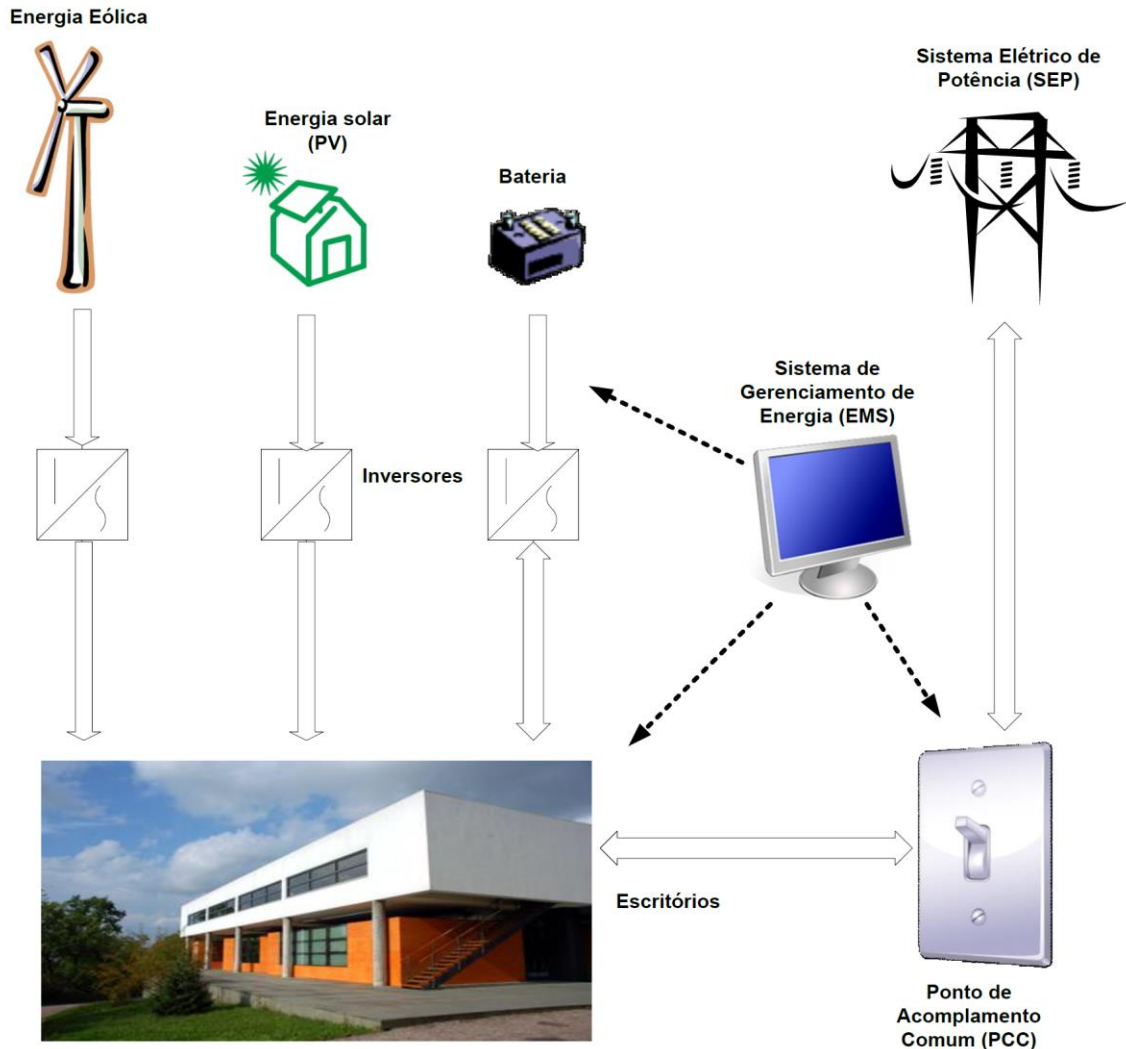


Figura 4 - Diagrama simplificado de uma microrrede comercial (Sioshansi, 2012).

A microrrede ilustrada na Figura 4 também pode operar isolada do SEP interrompendo o PCC. Neste caso, as cargas são supridas apenas pelas microfones. Portanto, o sistema de controle da microrrede (*Energy Management System- EMS*) deve determinar quais cargas podem continuar a utilizar a rede, e quais devem ser desconectadas da microrrede (rejeitadas), a fim de manter o balanço de potência entre oferta e demanda de energia dentro da microrrede. As flutuações características da geração a partir de recursos renováveis (uma característica presente em algumas microfones) podem ser balanceadas com a carga e a descarga das baterias, sob o controle do *EMS*.

Nas microrredes, seus diversos geradores, cargas e dispositivos de armazenamento estão agrupados, o que os torna semelhantes a um único e controlável ativo para o SEP. Isto simplifica o processo de integração do grande número de dispositivos de energia renovável. Portanto, apesar de as microrredes já terem sido consideradas uma tecnologia limitada a suprir cargas em áreas remotas, agora se entende que elas oferecem uma opção para transição da operação de redes elétricas tradicionais (*dumb grid*) para redes inteligentes (*smartgrids*), dinâmicas e flexíveis. Portanto, as redes inteligentes podem conter diversas microrredes que interagem entre si e com o SEP (Sioshansi, 2012).

2.2 Redes Inteligentes

2.2.1 Características das Redes Inteligentes (*Smart Grids*)

O conceito de redes inteligentes simplifica a interação entre fontes de energia e consumidores, de forma semelhante ao que já ocorre na internet (Rey, 2011). Dessa forma, cada consumidor se torna um potencial fornecedor de energia elétrica e, tanto fontes como cargas podem ser conectadas/desconectadas a qualquer instante (*plug-and-play*) na rede elétrica. O fluxo de potência no sistema de energia deixa de ser de “um-para-muitos” e passa a ser de “muitos-para-muitos”. Ocorre ainda um considerável nível de integração, desde os equipamentos do lado da demanda (consumidores) até a ampla diversidade de equipamentos de GD (fornecedores). Com tal intercâmbio de informações, tanto a sensibilidade à qualidade de energia, quanto à responsabilidade pelo controle das tarifas são compartilhados entre fornecedores e consumidores de energia elétrica, criando um sofisticado mercado de energia em tempo real.

As redes inteligentes possuem uma combinação de tecnologias, *hardware*, *software* ou práticas que, em conjunto, permitem que a rede de energia elétrica atenda de forma mais confiável, versátil, segura, resiliente e útil aos consumidores (Sioshansi, 2012). Dessa forma, as redes inteligentes se caracterizam principalmente por:

- Facilitar a integração de diversos recursos de geração de energia, inclusive as intermitentes fontes de energia renovável;
- Facilitar e suportar a integração de geração distribuída, situada no lado de dentro (com relação ao medidor de energia elétrica) das instalações do consumidor (*on-site*);
- Promover um comprometimento mais ativo no lado da demanda, isto é, uma maior participação do consumidor no uso da rede elétrica;

- Promover a ampla utilização de uma tarifação dinâmica, permitindo que dispositivos inteligentes (medidores inteligentes – *smartmeters*) ajustem a utilização da energia elétrica com base nos preços variáveis, outros sinais e/ou outros incentivos;
- Transformar a rede elétrica, de forma a permitir o fluxo de potência em diferentes direções, em momentos diferentes, e de diferentes fontes para diferentes cargas;
- Permitir a participação mais ampla de equipamentos de armazenamento de energia nas instalações do cliente, para armazenar energia quando a mesma estiver excedente e/ou com geração muito barata. Tal energia armazenada pode ser utilizada de forma inteligente e eficiente quando ocorrer o inverso, isto é, oferta de energia insuficiente e/ou cara;
- Facilitar todo e qualquer conceito e/ou teoria que encoraja uma maior participação dos consumidores no balanço entre oferta e demanda de energia em tempo real, através da chamada “resposta à demanda” (*demand response*);
- Contribuir para que todo o vasto sistema de geração, transmissão e distribuição seja mais robusto e confiável. Uma rede inteligente possui, entre outras habilidades, a capacidade de se recuperar de distúrbios de forma autônoma (*self-healing*), sendo, dessa forma, mais resistente a falhas de equipamentos e outros problemas inesperados;
- Atender aos objetivos listados acima, reduzindo os custos de operação e manutenção, com efetiva economia para os clientes finais.

Em (Rey, 2011) é comentado que as redes inteligentes incluem mais do que melhorias tecnológicas à rede elétrica convencional. Trata-se de uma visão mais ampla que combina ativos físicos, sistemas de operação, e novos padrões de projeto de engenharia que consideram novos comportamentos econômicos, políticos e de consumo. O autor diz ainda que uma rede inteligente apropriadamente projetada e implementada, quando em operação, apresentará as seguintes características:

- Permitirá a participação ativa de seus consumidores;
- Acomodará todos os tipos de geração e armazenamento;
- Possibilitará que novos produtos, serviços e mercados de energia possam ser criados;
- Fornecerá energia de qualidade, conforme necessidade da atual economia digital;
- Aperfeiçoará o nível de utilização dos ativos do sistema de energia;
- Responderá a perturbações no sistema de forma autônoma (*self-healing*);
- Operará de forma resiliente contra ataques físicos, cibernéticos (*cyber attacks*) e desastres naturais.

O DOE (*U.S. Department of Energy*) destaca no documento “*Smart Grid: An Introduction*” (U.S. Department of Energy, 2012) que, na verdade, existem dois tipos de redes que devemos ter em mente quando pensamos em redes inteligentes, a saber:

- “*smarter grid*”, a qual consiste de tecnologias que podem ser implementadas em um futuro muito próximo, ou que já estão disponíveis hoje em dia. Em curto prazo, uma “*smarter grid*” poderia proporcionar um aumento de eficiência e conter o aumento de custo da energia, através da integração de energia a partir de recursos renováveis;
- “*smartgrid*”, que é uma visão mais ampla e representa compromissos de longo prazo, a partir da qual se espera um nível de transformações semelhantes àquelas que a internet trouxe à vida cotidiana.

Portanto, a rede inteligente, conforme caracterizada pelo DOE, ainda é um trabalho em progresso e em seus estágios iniciais. Dessa forma, uma considerável quantidade de P&D (pesquisa e desenvolvimento) e de recursos ainda precisam ser investidos.

2.2.2 Inteligência em Sistemas de Energia – o critério

NEMA

As redes inteligentes viabilizam a existência de uma cadeia de suprimentos de energia - da geração de energia até o usuário final – que pode correlacionar automaticamente a demanda em constante mudança e o suprimento de energia em toda uma nação, através de intercâmbio de informações desde a usina geradora até cada residência (NEMA, 2008). Tal nível de integração da cadeia de suprimentos de energia é fundamental para a gestão de energia numa rede inteligente, pois permite que os produtores de eletricidade antecipem, por exemplo, horários de pico. Essa habilidade de antecipar quando e onde a energia elétrica é, de fato, necessária é de particular importância, uma vez que a capacidade de armazenamento em larga escala para balancear oferta e demanda, com a tecnologia atualmente disponível, impraticável.

Os controles em um sistema de energia são tradicionalmente implementados localmente utilizando somente medidas locais (Rey, 2011). Qualquer inteligência (proteção, controle, algoritmos de otimização) será a nível local, sendo aplicada com pequena ou nenhuma consideração de outras ações de controle, ou sem considerar suas consequências em outros locais do sistema. Em (Rey, 2011) é dito ainda que a solução adequada de muitos problemas críticos em operação, controle e otimização de sistemas de energia elétrica não são possíveis sem a implementação de “níveis de inteligência” também adequados nos sistemas básicos de *hardware* e nos *softwares* de controle locais/regionais.

Identificar objetivamente esses níveis de inteligência citados em (Rey, 2011) pode ser uma tarefa difícil. No entanto, uma força tarefa da NEMA (*National Electrical Manufacturers Association*) apresentou recentemente uma definição de níveis de inteligência para a cadeia de suprimentos de energia elétrica (NEMA, 2009). Os níveis de inteligência variam de 0 (“dumb”) até 5, onde os agentes da cadeia de suprimentos de energia elétrica compartilham informações do tipo “oferta-e-demanda” ao longo de, por exemplo, todo um continente. A lista abaixo indica os seis “Níveis de Inteligência” propostos em (NEMA, 2009), a saber:

- *Nível 0 – Operação Manual.*

Nenhuma observabilidade e nenhuma controlabilidade.

Cada nó da rede desconhece seu próprio estado operacional, sendo que todo o monitoramento, controle e atuação são realizados por agentes externos. Logo, qualquer sinalização que requeira a presença direta de um ser humano para interpretar coisas como, por exemplo, indicadores de posição, luzes ou sinal audível, induz a uma classificação de nível zero de inteligência. Da mesma forma, qualquer alavanca ou chave que requeira contato humano direto para atuação também induz a uma classificação de nível zero de inteligência;

- *Nível 1 - Comunicação Eletrônica Digital.*

Comunicação unidirecional (relatório de *status*) e bidirecional (relatório de *status* e atuação remota).

Cada nó tem consciência de seu estado (*local state awareness*) com capacidade de envio de relatório e/ou atuação remota. A habilidade de sinalizar/transmitir além dos limites físicos do equipamento é considerada Nível 1 de inteligência. Os relatórios devem estar aptos a serem transmitidos, através de comunicação eletrônica digital, para outro equipamento. Se o equipamento estiver diretamente conectado ao nó da rede em questão, ou a mensagem for repassada a uma sala de controle em uma localização remota, a transmissão ou recepção de alguma forma de informação induzirá a uma classificação de Nível 1 de inteligência;

- *Nível 2 – Atuação Autônoma, Automação Básica.*

Este é o primeiro nível no qual o controle automático local é possível.

Medidas locais são utilizadas para que o equipamento, ou nó da rede, atue por si próprio, de forma autônoma. Controladores simples de malha fechada são exemplos de equipamentos com inteligência de Nível 2;

- *Nível 3 – Otimização Autônoma, Comportamento Adaptativo.*

Além da simples atuação autônoma, os equipamentos, ou nós da rede, têm consciência de alguns estados operacionais e atuam, a fim de ajustar seu desempenho com relação àquele estado. Os equipamentos ou nós desse nível se caracterizam por tomar decisões locais, reconfigurando a si mesmos para assumir seus parâmetros de desempenho de boa qualidade;

- *Nível 4 – Colaboração.*

Implica na noção de estados operacionais hierárquicos e introduz a inteligência interligada.

Além da otimização autônoma, o escopo de inteligência do Nível 4 envolve múltiplos equipamentos ou nós atuando de forma conjunta, a fim de obter um estado desejado para o sistema. Uma função chave em termos de interoperabilidade nesse nível é uma “estrutura semântica comum” (*common semantic framework*). Com essa estrutura comum, dois sistemas quaisquer, por exemplo, podem realizar intercâmbio de dados, como se cada um dos sistemas se compreendesse e fosse capaz de responder dados fornecidos pelo outro, mesmo se as funções de cada um na cadeia de suprimentos forem muito diferentes;

- *Nível 5 – Desenvolvimento de Previsão e Planejamento*

Além da interoperabilidade, alguma forma de análise automatizada deve ocorrer para atingir a inteligência de Nível 5, de modo que o próprio sistema gere metas operacionais e de planejamentos para aprimoramento no desempenho global da cadeia de suprimentos de energia elétrica. Isso inclui qualquer tecnologia de controle avançado, como equipamentos e algoritmos para análise, diagnóstico, previsão, e atuação para que as ações corretivas apropriadas sejam realizadas, a fim de eliminar, mitigar e prevenir interrupções de fornecimento e distúrbios de qualidade de energia. O gerenciamento de recursos, tempo, e variáveis externas ao sistema, como aquelas que influenciam fontes de energia provenientes de recursos renováveis, são características de inteligência de Nível 5.

O estado atual de desenvolvimento das Redes Inteligentes encontra-se entre os Níveis 1 e 2 de Inteligência (Rey, 2011). Idealmente, uma rede inteligente plenamente desenvolvida deveria ter as características dos níveis de inteligência 3, 4 e 5 (pelo menos em parte esse último).

A reconfiguração de microrredes, objeto do presente trabalho, contribui para o desenvolvimento dos Níveis 3 e 4 de Inteligência, pois foca na reconfiguração do sistema

mediante os atuais estados operacionais, atuando de forma coletiva entre vários nós (equipamentos) desse subsistema.

2.2.3 Comparação entre as Redes Inteligentes e as Redes Elétricas Convencionais (*Dumb Grids*)

O prefácio de (Sioshansi, 2012), escrito por Clark W. Gellings pode ser resumido da seguinte forma: o atual sistema de energia elétrica foi projetado para atender às demandas de uma realidade industrial de outro tempo.

Lê-se também em (Rey, 2011) que as redes do sistema elétrico convencional (referidas na literatura como “*Dumb Grid*” ou “*Legacy Grid*”) foram projetadas para, essencialmente, conduzir grandes quantidades de energia para os centros de cargas, obtida a partir de um número limitado de geradores³. A concepção das atuais “*dumb grids*” se baseou, desde a geração até a transmissão e distribuição de energia, na ultrapassada premissa que a carga do consumidor é um dado imutável, ao qual a geração deve se ajustar. Dessa forma, o balanço entre oferta e demanda em tempo real é, rotineiramente, realizada através de ajustes no lado da geração.

Até recentemente, a demanda dos consumidores não estava sujeita a controle ou manipulação, com praticamente nenhum meio ou incentivo para que o cliente assuma um papel mais atuante. Em contraste com a emergente rede inteligente, nas atuais “*dumb grids*” é muito problemático, para não dizer impossível, controlar a demanda dos clientes, devido ao simples motivo de ainda haver limitações tecnológicas (Sioshansi, 2012), a saber:

- Primeiro, até recentemente a maioria dos consumidores utilizavam medidores eletromecânicos primitivos, capazes de realizar um registro volumétrico do consumo, não discriminando o momento do uso, a tensão, potência instantânea, ou qualquer outro tipo de informação. Para influenciar o padrão de consumo dos clientes é necessário utilizar medidores mais sofisticados do que isso;
- Segundo, existem severas limitações na comunicação digital entre fornecedores de energia e usuários finais. Para que haja influência na demanda em tempo real, a comunicação entre operador da rede elétrica e consumidores deve ser robusta, a fim de que haja sinais de envio com tarifas para o consumidor, e que os operadores do sistema recebam o estado do consumo instantâneo.

³A rede elétrica convencional foi projetada para atender os requisitos de concessionárias de energia com grande porte e com integração meramente vertical, operando geração e consumo como entidades isoladas. Os recentes acontecimentos de abertura dos mercados de energia e a maior penetração de geração distribuída não faziam parte da construção da tecnologia das redes elétricas atuais (Rey, 2011).

Os equipamentos de medição eletromecânicos impõem restrições em como a eletricidade pode ser tarifada - resultando em tarifas fixas, não diferenciando o tempo ou a localização do uso, a aplicação, ou qualquer outro aspecto. Além disso, limitações em comunicação digital acarretam em primitivas coletas de dados sobre consumo. Até recentemente, a maioria das contas de energia elétrica eram calculadas com base no consumo total mensal (ou trimestral) em kWh⁴. Mesmo hoje em dia, a maioria dos consumidores, inclusive em muitos países desenvolvidos, paga tarifas com taxas fixas (centavos/kWh) multiplicadas por um consumo volumétrico de um período.

A Tabela 4 apresenta uma comparação entre o emergente conceito de redes inteligentes e as redes elétricas convencionais e identifica algumas das principais diferenças.

Tabela 4- Redes Inteligentes versus Redes Elétricas Convencionais

Aspecto	Redes elétricas convencionais (<i>Dumb Grid</i>)	Redes Inteligentes
Comunicações	Nenhuma ou unidirecional; tipicamente não em tempo real.	Bidirecional e em tempo real
Interação com o consumidor	Limitada	Extensiva
Medição	Eletromecânica	Digital (permitindo tarifação em tempo real e medição em rede)
Operação e Manutenção	Verificação manual de equipamentos	Com monitoramento remoto, preditiva e planejada
Geração	Centralizada	Centralizada e distribuída
Controle de fluxo de potência	Limitado	Ampla, automatizada
Confiabilidade	Sujeita a falhas e desligamentos em cascata (<i>blackout</i>), essencialmente reativa	Automatizada, proteção proativa: prevê <i>blackouts</i> antes que eles ocorram
Restauração após distúrbios	Manual	Autônoma (<i>Self-healing</i>)
Topologia do sistema	Radial, geralmente com fluxo de potência unidirecional	Interligada com múltiplos sentidos para o fluxo de potência

2.2.4 Redes Inteligentes: Oportunidades para solução do problema da Reconfiguração

Algumas tecnologias presentes nas redes inteligentes representam oportunidades que viabilizam a solução dos problemas de reconfiguração em microrredes (Oualmakran, et al., 2011). Entre essas tecnologias, pode-se destacar (Figura 5):

- Equipamentos eletrônicos inteligentes (*Intelligent electronic device - IED*);

⁴ Consumidores em muitas partes do mundo são tarifados trimestralmente e, em alguns casos, com base em apenas uma simples leitura anual que tenta conciliar leituras reais com leituras estimadas (Sioshansi, 2012).

- Medidores inteligentes;
- Resposta à demanda (*Demand Response*);
- Controle automatizado de suprimento de energia;
- Técnicas de inteligência computacional (IC).

A implantação de inteligência em redes de energia elétrica impacta diretamente na especificação de equipamentos que atuam nas áreas de proteção, monitoramento, controle e medição. Equipamentos com tecnologia digital têm sido utilizados em redes elétricas há décadas. Registradores digitais de falhas (*Digital Fault Recorder - DFR*), por exemplo, são utilizados para registrar variados tipos de eventos de falha capturados em sistemas de energia (Kezunovic, et al., 1993). Esses registros são utilizados para identificar, em análise posterior dos dados, as possíveis razões para a atuação de relés de proteção e disjuntores. Apesar de serem utilizados há tanto tempo, ainda não estão instalados em todos os sistemas elétricos.

Quando registros são obtidos de DFRs de vários fabricantes diferentes, o processamento dos dados pode se tornar inviável, pois cada fabricante utiliza protocolos e formatos de arquivo proprietários e, via de regra, são incompatíveis entre si (Kezunovic, et al., 2001).



Figura 5 - Oportunidades para reconfiguração (Oualmakran, et al., 2011).

Uma versão mais recente dos DFRs são os equipamentos eletrônicos inteligentes (*Intelligent electronic device- IED*), definidos por (McDonald, 2003) como sendo qualquer equipamento que incorpora um ou mais microprocessadores e capacidade de comunicação

com outros equipamentos (por exemplo, multímetros eletrônicos e relés digitais). No entanto, em (Oualmakran, et al., 2011) é acrescentado que os IEDs podem ser entendidos, em sentido mais amplo, como equipamentos que recebem dados de sensores e de dispositivos do sistema de energia, podendo emitir comandos de controle. Entre essas ações de controle estão incluídos disparos de disjuntores, caso sejam detectadas anomalias de tensão, corrente ou frequência. Os IEDs podem ainda comandar o aumento/diminuição dos níveis de tensão, mantendo-os próximos de seus valores nominais. Os tipos mais comuns de IEDs incluem dispositivos de sistema de proteção, controladores de mudança de *tap* de transformadores, controladores de disjuntores, interruptores de banco de capacitores, controladores de religadores, reguladores de tensão, entre outros.

Outro dispositivo essencial para redes inteligentes é a unidade de medição fasorial (*Phasor measurement Unit - PMU*). Os PMUs são equipamentos que medem grandezas elétricas em função do tempo, utilizando uma fonte comum de sincronização. A referência de tempo é fornecida pelo sistema GPS (*Global Positioning System*). A sincronização temporal dos PMUs permitem medições sincronizadas, em tempo real, de unidades remotas distribuídas em múltiplos pontos da rede. As medidas fasoriais sincronizadas, ou sincrofasores, permitem a comparação de ângulo de fase e valores de sequência de qualquer lugar no sistema de energia. Em (Nuqui, 2001) já era relatada a tendência de que os PMUs tivessem papel fundamental nos sistemas de medição mais atuais. Verifica-se em (Amin, et al., 2012) que tais sistemas de medição são os atuais Sistemas de Medição de Área Ampla (*Wide Area Measurement System - WAMS*), cuja precisão dos dados obtidos é favorecida pelas tecnologias de comunicação, as quais são mais robustas, confiáveis e de alta velocidade. Antes da existência de WAMS, a análise de dados de PMUs era realizada posteriormente (*offline*), pois o armazenamento de dados era local. Dessa forma, os PMUs não eram utilizados como uma ferramenta para o controle em tempo real (*real time control - RTC*). Em resumo, com WAMS é possível obter o estado da rede elétrica em tempo real e, conseqüentemente, uma melhor localização das falhas.

Além da interligação de equipamentos (*hardware*), existe o desafio da interoperabilidade e interligação de sistemas (*software*). Quando ocorre a troca de dados entre equipamentos ou entre um sistema de software e outro, os dados precisam passar através de interfaces entre os equipamentos ou sistemas de software. Essas interfaces incluem numerosas camadas de software, conforme o modelo OSI.

Existem padrões definidos para cada camada, a fim de permitir que diversos equipamentos e sistemas trabalhem em conjunto. A internet é um exemplo de interoperabilidade entre equipamentos/sistemas de software em grande quantidade. A camada física é, frequentemente, uma conexão de rádio dentro de uma residência estabelecida via roteador, seguido de um cabo até o provedor de acesso à internet. De lá, talvez através de uma conexão de micro-ondas para o centro de dados que hospeda o sítio sendo acessado. Nesse caso, o protocolo de comunicação é o *Internet Protocol* (IP). Páginas de internet utilizam HTML (*hypertext mark-up language*) como estrutura de dados, isto é, como a informação será exibida em um navegador (*browser*) de internet.

No caso das redes inteligentes, tais padrões para as camadas também são necessários para a interoperabilidade de equipamentos e sistemas de software. Os padrões mais importantes são aqueles que se aplicam às interfaces onde os dados são transferidos entre uma entidade e outra do sistema. Um exemplo é o compartilhamento de dados entre concessionária de energia elétrica e autorizados pelos consumidores através de padrão OpenADE⁵ (“*Automated Data Exchange*”). Outro exemplo é o envio de dados do medidor da concessionária para um medidor da rede local doméstica (*Home area network* - HAN) através do padrão OpenHAN. Essas interfaces são mostradas na Figura 6.

Em (Oualmakran, et al., 2011) são relatados cinco padrões de protocolo de comunicação com grau de maturidade suficiente para serem utilizados. Os padrões IEC 61970, IEC 61850 e IEC 61980 definem, respectivamente, modelos de dados para sistemas de gerenciamento de energia (*Energy Management Systems* - EMS), sistemas de gerenciamento de distribuição (*Distribution Management Systems* - DMS) e automação de subestações elétricas (*Substation Automation Systems* - SAS). O padrão IEC 60870-6, chamado também de TASE2 (*Telecontrol Application Service Element*) ou como ICCP (*InterControl Center Communications Protocol*), facilita a comunicação entre centros de controle da mesma ou de diferentes instalações como, subestações ou usinas geradoras de energia elétrica. Recentemente foi proposto o padrão IEC 62351 que lida com segurança de dados disponíveis nas redes de comunicação (*cyber security*). Existem vários outros padrões a serem considerados como o ANSI C 12 (medidores inteligentes), DNP 3 (automação de alimentadores), IEEE C37.118 (PMUs), IEEE1547 (integração entre geradores e concessionárias), IPV6 (rede internet), ZigBee (HAN), entre outros.

⁵OpenADE e OpenHAN estão em desenvolvimento pelo Instituto Nacional de Padrões e Tecnologias (*National Institute of Standards and Technology* - NIST).

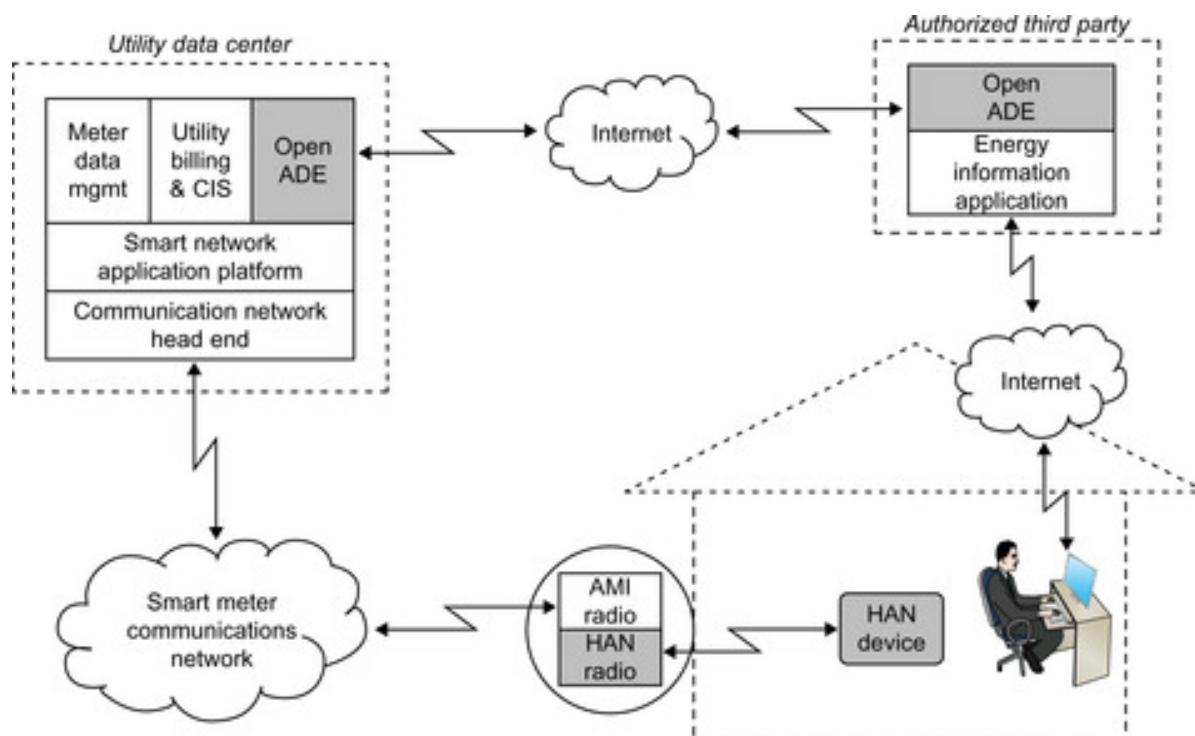


Figura 6 - Padrões para as interfaces entre provedores de dados autorizados e concessionárias (OpenADE) e entre medidores inteligentes e equipamentos HAN (OpenHAN) (Sioshansi, et al., 2012).

Os medidores inteligentes (*smartmeters*) são equipamentos eletrônicos que, entre outras funcionalidades, podem enviar e receber informações sobre energia (FERC, 2008), com comunicação bidirecional entre os medidores e um sistema central. Existem várias gerações de equipamentos de medição de energia elétrica, sem uma clara separação entre elas. Essas gerações podem ser ordenadas, de forma ascendente, em termos de sua funcionalidade (Farhangi, 2010):

- Medidores eletromecânicos;
- Medidores de leitura automatizada (*Automated Meter Reading - AMR*);
- Infraestrutura de medição automatizada (*Automated Metering Infrastructure- AMI*);
- Medidores inteligentes.

Os medidores eletromecânicos incluem apenas o consumo acumulado de energia. Não é possível monitorar remotamente o consumo em tempo real de determinado consumidor de energia. A leitura é realizada de forma meramente visual no próprio medidor.

A AMR permite que sejam acessados remotamente os dados de consumo em tempo real. No entanto, a comunicação é unidirecional, pois a informação flui apenas do medidor (instalado no local de consumo) para o responsável pelo monitoramento.

As AMIs incluem microprocessadores e possibilidade de comunicação bidirecional, sendo uma evolução das AMRs (US Department of Energy, 2012). As AMIs permitem algumas formas básicas de controlar a demanda como, por exemplo, tarifas em tempo real (*Real-Time Pricing*) ou fixação de consumo máximo de energia. Ao contrário dos preços estáticos da AMR, com AMIs as tarifas têm valores que mudam em tempo real, refletindo diretamente o custo da eletricidade. A conexão direta entre o custo variável de energia e tarifas de varejo, viabilizada pelas tarifas em tempo real, induz o cliente final a um consumo mais racional. O *Edson Electric Institute* (EEI, 2006) relata que com uma AMI o consumidor pode gerenciar melhor o uso e o custo de energia elétrica através de:

- Taxas variáveis ao longo do dia;
- Acompanhamento em tempo real do custo do consumo;
- Créditos por redução de picos de consumo.

Com medidores inteligentes, o consumidor pode ter acesso a seus registros a qualquer momento, acompanhando seu consumo e projetando seus gastos. Esse controle pode ser realizado através da internet, ou através de um display no próprio medidor inteligente.

Entre outras funcionalidades, os medidores inteligentes possuem:

- Sensoriamento em tempo real;
- Monitoramento de interrupções de fornecimento e qualidade de energia;
- Capacidade de comunicação bidirecional;
- Controle remoto para ligar/desligar cargas.

Essas características suplantam a simples leitura automatizada de registros (*Automated Meter Reading - AMR*) e se aproximam mais da chamada infraestrutura avançada de medição (*Advanced Metering Infrastructure - AMI*). Portanto, os medidores inteligentes são uma versão melhorada da AMI e tomam proveito da arquitetura de redes inteligentes (Oualmakran, et al., 2011).

Os medidores inteligentes interagem com equipamentos domésticos inteligentes via HAN e com a geração distribuída através de sua habilidade de trabalhar com microrredes. Eles também enviam informações para a concessionária de energia elétrica. Dessa forma, os medidores inteligentes integram o monitoramento avançado, com comunicação bidirecional e capacidade de controle. Além disso, eles também melhoram os perfis de geração e consumo, visto que a utilização de medidores inteligentes possibilita conhecer o perfil de cada usuário e lhe direcionar a potência necessária a cada momento. Por exemplo, a rede diminuiria a

potência em determinada residência durante o período que o usuário não se encontra em casa e aumentaria durante os momentos em que o usuário mais consome.

A utilização de medidores inteligentes é uma tendência mundial. A base instalada de medidores inteligentes na Europa no final de 2008, por exemplo, era de aproximadamente 39 milhões de unidades, de acordo com analistas da *Berg Insight* (Berg Insight's, 2009). Em (Fehrenbacher, 2011) é relatado que foram comercializados em todo o mundo cerca de 17,4 milhões de unidades de medidores inteligentes no primeiro trimestre de 2011.

No Brasil, os medidores inteligentes são utilizados basicamente por clientes industriais, situados na faixa de média e alta tensão⁶. Dessa forma, o benefício da diferenciação de tarifas por momento do consumo não está disponíveis para clientes residenciais e comerciais, situados no nível de baixa tensão. Lê-se em (ANEEL, 2010) e (EXAME, 2011) que há estudos para ampliar esses benefícios para os clientes de baixa tensão. Para isso, a ANEEL declara que fará regulamentações paralelas que possibilitem a cobrança de tarifas diferenciadas por horário de consumo, o que possibilitará ao cliente gerenciar seu consumo, a exemplo do que já acontece na telefonia celular, serviço no qual o valor da tarifa varia de acordo com o horário da ligação.

Os medidores inteligentes contribuem na solução do problema de reconfiguração e restauração, pois permitem restaurar a energia mais rapidamente, melhorar a confiabilidade e reduzir os custos operacionais. A Tabela 5 apresenta as principais características dos diversos tipos de medidores de energia elétrica.

A Resposta à demanda (*Demand response* - DR) consiste de mecanismos para gerenciar as demandas de consumidores de energia elétrica, em resposta às condições de suprimento (Sioshansi, 2012). Uma ação típica de DR é incentivar os consumidores a reduzir seu consumo em horários críticos do dia (horários de alta demanda de energia elétrica) ou em resposta aos custos de energia no mercado. Visto que os sistemas de geração e transmissão de eletricidade são geralmente dimensionados para atender ao pico de demanda (acrescidos de uma margem de erro e eventos imprevistos), diminuí-lo reduz os requisitos técnicos e financeiros do sistema como um todo. Dependendo da configuração da capacidade de geração, a DR pode também ser utilizada para aumentar a demanda em momentos que haja alta produção de energia e baixa demanda.

⁶ ANSI/IEEE 1585-2002 define média tensão como a faixa de 1 kV a 35 kV (em corrente alternada). A definição numérica de alta tensão depende do contexto em que é utilizado. Em geral, considera-se tensões situadas na faixa de 50kV a 750kV.

Tabela 5 – Principais características dos medidores de energia elétrica (Oualmakran, et al., 2011).

Medidor de energia	Comunicação	Consumo em tempo real	Incentivo à rejeição voluntária de carga	Rejeição automática de carga	Contribuição à Reconfiguração
Eletromecânico	Nenhuma	Não	Não	Não	
AMR	Unidirecional	Sim/Não	Não	Não	+
AMI	Bidirecional	Sim	Sim	Não	++
Medidor inteligente	Bidirecional	Sim	Sim	Sim	+++

Na maioria dos sistemas de energia, alguns ou todos os consumidores pagam um preço fixo por unidade de eletricidade, independentemente do custo de produção ou do momento de consumo. O preço ao consumidor pode ser estabelecido pelo governo ou algum órgão regulador, e, tipicamente, representa o custo médio de produção em certo período de tempo (um ano, por exemplo). Esse consumo, no entanto, não é sensível ao custo de produção no curto prazo (em uma base horária, por exemplo). Em termos econômicos, a utilização de eletricidade é inelástica no curto prazo, visto que os consumidores não têm contato com os preços reais de produção (Borlick, 2010). Portanto, se os consumidores tivessem a sensibilidade do custo de eletricidade no curto prazo, provavelmente diminuiriam ou aumentariam a utilização de energia em resposta à variação de preços.

Os equipamentos domésticos podem ser projetados como equipamentos inteligentes, sendo capazes de se desligarem automaticamente ou passarem para um modo de baixo consumo quando os preços de energia forem altos. Os equipamentos existentes poderiam utilizar um módulo eletrônico adicional de DR (Oualmakran, et al., 2011).

Em favor da solução do problema de reconfiguração e restauração, a DR move os picos de consumo de energia para momentos em que a rede elétrica tem mais capacidade. Dessa forma, a energia pode ser restaurada mais facilmente em caso de falha.

Em redes tradicionais, a geração é centralizada. Nesse caso, o fluxo de potência ocorre somente em uma direção, isto é, da usina geradora de energia até o consumidor, e através de linhas de transmissão e distribuição. O controle de nível de tensão e de potência reativa tem sido realizado tradicionalmente via mudança de tapes de transformadores e capacitores *shunt*

estáticos. Essas duas soluções proporcionam, respectivamente, poucas opções de tensões nominais e dois diferentes níveis de potência reativa (capacitores ligados/desligados).

Novas técnicas de geração distribuídas associadas a equipamentos de eletrônica de potência como, por exemplo, FACTS (IEEE Power & Energy Society , 1997) podem substituir as soluções tradicionais com melhor controle de qualidade de energia e menor custo operacional.

2.3 Conclusão

Neste capítulo, foram caracterizados e definidos os conceitos de Microrrede e de Rede Inteligente. Foram mostradas as diferenças entre uma rede tradicional e uma rede inteligente, bem como os principais elementos que possibilitam a existência de redes inteligentes. O grande destaque do capítulo é que uma das principais características de uma rede inteligente é a habilidade de se reconfigurar. Essa habilidade será o foco do trabalho desenvolvido a partir do próximo capítulo.

Capítulo 3: Metodologia de Reconfiguração de Redes Inteligentes

O presente capítulo descreve os principais aspectos do problema de reconfiguração de redes inteligentes bem como a metodologia proposta para resolução do problema. A metodologia para reconfiguração de redes inteligentes de energia elétrica descrita nesse trabalho utiliza grafos para a representação das redes, divisão em zonas de proteção, manutenção de balanço de potência, algoritmo de rejeição de carga com suporte de inteligência computacional e indicadores de desempenho.

Para contextualizar a operação de reconfiguração é proposto na Seção 3.1 um conjunto de estados da topologia que compõem uma metodologia de reconfiguração. Tendo em vista que as redes inteligentes podem ser formadas por uma ou mais microrredes, uma representação de microrrede com grafos é apresentada na Seção 3.2 utilizando como exemplo uma modificação da rede SPS de 8 barras, analisada em (Padamati, et al., 2007). Em seguida, é descrito na Seção 3.3 o algoritmo utilizado na metodologia para reconfiguração de redes inteligentes. Na Seção 3.4, é apresentado o fluxograma, a formulação da função objetivo, a função de avaliação e a representação de dados do algoritmo genético aplicado na etapa de rejeição de cargas durante a execução da reconfiguração. Na Seção 3.5 são formalizados alguns indicadores de desempenho, a fim de permitir uma análise quantitativa das soluções apresentadas, enquanto que a Seção 3.6 apresenta uma conclusão do capítulo.

3.1 Aspectos da Reconfiguração de Redes Inteligentes

A reconfiguração de redes inteligentes consiste em uma ação de controle realizada em situações de contingência (Shariatzadeh, et al., 2011) que:

- Muda a topologia das microrredes envolvidas;
- Eventualmente rejeita cargas de menor prioridade, desconectando-as da rede;
- Busca manter um balanço de potência para continuidade de atendimento a cargas prioritárias.

Entre as situações de contingência que podem desencadear a reconfiguração da topologia, incluem-se:

- Comutação para o modo de ilha;
- Ocorrência de uma falha interna ou externa à(s) microrrede(s);

- Manutenção planejada;
- Desequilíbrio no balanço de potência.

A operação de reconfiguração procura isolar uma área com problemas, ao mesmo tempo em que a quantidade de cargas não supridas é minimizada (QIAO, et al., 2009). Ou seja, a metodologia de reconfiguração busca o equilíbrio de potência a um custo de mínima rejeição de carga.

No caso de sistemas de energia elétrica de grande porte (Sistemas Elétricos de Potência - SEP), a reconfiguração da rede é realizada apenas em situações de extrema emergência, a fim de evitar um colapso (*blackout*) de todo o sistema. Por outro lado, em redes inteligentes, a reconfiguração é utilizada como um método usual de controle. A Tabela 6 apresenta as principais diferenças entre a reconfiguração de microrredes e o controle de emergência em SEPS de grande porte.

Tabela 6 - Comparação entre a Reconfiguração de Microrredes vs. Controle de Emergência em SEPs de grande porte (QIAO, et al., 2009).

		SEPs	Microrredes
Medidas	Rejeição de geração/cargas	Primeira medida	Nunca, se possível.
	Mudanças topológicas	Nunca, se possível.	Uma das operações mais importantes
Restrições	Estabilidade Transitória	Essencial	-
	Balanço de Potência	-	Essencial
Problemas	Quando, aonde e quanta carga rejeitar?	Depende da estabilidade transitória dos geradores	Proteger as cargas é o mais importante

Para melhor situar o contexto de atuação da reconfiguração, podemos considerar os seguintes estados da topologia (Figura 7):

- Estado Normal – Não há problemas de qualidade de energia e a topologia original está mantida;
- Estado de Emergência – Ocorreu alguma falha e o sistema de proteção deve detectar e isolar a falha;

- Estado de Reconfiguração – A topologia foi alterada para manter o atendimento a cargas prioritárias;
- Estado de Restauração – A falha que desencadeou a reconfiguração já foi sanada e o sistema está pronto para retornar ao Estado Normal.

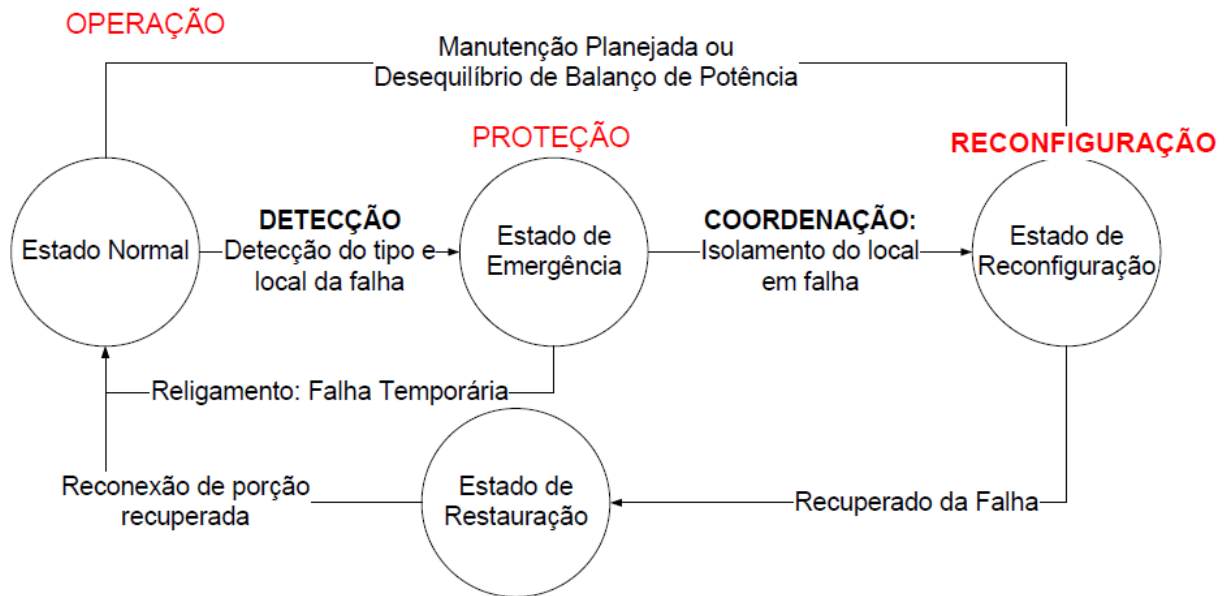


Figura 7 - Estados da topologia de uma rede inteligente.

A partir da Figura 7 pode-se destacar os seguintes sistemas funcionais básicos:

- OPERAÇÃO – Está ativo quando a rede inteligente opera em modo Normal (ou retornando para o mesmo), com sua topologia original e todas as cargas sendo atendidas;
- PROTEÇÃO – Atua quando ocorre algum evento externo (no SEP) ou interno que deprecia a qualidade da energia entregue aos consumidores. Nesse estado estão incluídos subsistemas de detecção e de isolamento (Coordenação) do local da falha;
- RECONFIGURAÇÃO – É responsável por realizar a alteração da topologia da rede, com possibilidade de desligamento de cargas menos prioritárias. O novo arranjo favorece a continuidade do funcionamento das cargas situadas fora da região onde ocorreu a falha. A nova topologia deve satisfazer requisitos de balanço de potência e prioridades das cargas. A reconfiguração pode também ser requerida para execução de manutenção planejada, ou em caso de desequilíbrio no balanço de potência.

3.2 Representação de Microrrede Utilizando Grafos

Estão incluídos entre os principais componentes de um sistema de energia elétrica os geradores, barramentos, cabos e cargas. No caso das redes inteligentes, inclui-se também os dispositivos de armazenamento de energia, isto é baterias, os quais ora se comportam como cargas e ora como geradores.

As baterias, com suas cargas e descargas, controlam as flutuações características da geração provenientes de recursos renováveis nas microfones (geradores da microrrede). Cada agrupamento, ou banco de baterias é equipado com um inversor bidirecional que pode absorver energia em excesso, se disponível na microrrede, ou fornecer energia, se ocorrer uma falha. Se a capacidade de geração das microfones é maior que aquela requerida pelas cargas, o excesso de energia pode ser exportado para o SEP através do PCC (ver subseção 2.1.2).

Vale lembrar que no presente trabalho é considerada a condição de operação estável (sistema em regime permanente), isto é, após o transitório entre os modos de operação da microrrede (ver seção 1.1). Dessa forma, tanto a intermitência das fontes renováveis, quanto o processo de carga e descarga das baterias serão abstraídas, deixando sua análise transitória para abordagem em trabalhos futuros.

As interconexões entre os diversos componentes são realizadas por disjuntores, transformadores de corrente (TCs) ou combinações de disjuntores e transformadores. A Tabela 7 mostra a relação entre os principais componentes de uma microrrede e os correspondentes elementos de grafos.

Tabela 7 - Representação em grafo da microrrede

Componentes na microrrede	Elementos no grafo
Microfonte, barramento, carga e bateria.	Vértice
Disjuntor	Aresta

Uma modificação do SPS de 8 barras, analisado em (Padamati, et al., 2007), é mostrada na Figura 8. Ela será utilizada para exemplificar a modelagem de uma microrrede a ser utilizada no presente trabalho.

A Figura 8 mostra um diagrama unifilar para o sistema elétrico de um navio, o qual consiste de seis quadros de distribuição (Bus 1, Bus2, Bus3, Bus5, Bus6 e Bus7), dois cabos

(Bus4 e Bus8), quatro geradores (G1, G2, G3 e G4), vinte disjuntores (com TCs) e duas baterias (Bat2 e Bat3). A Figura 9 mostra o grafo que representa o SPS da Figura 8.

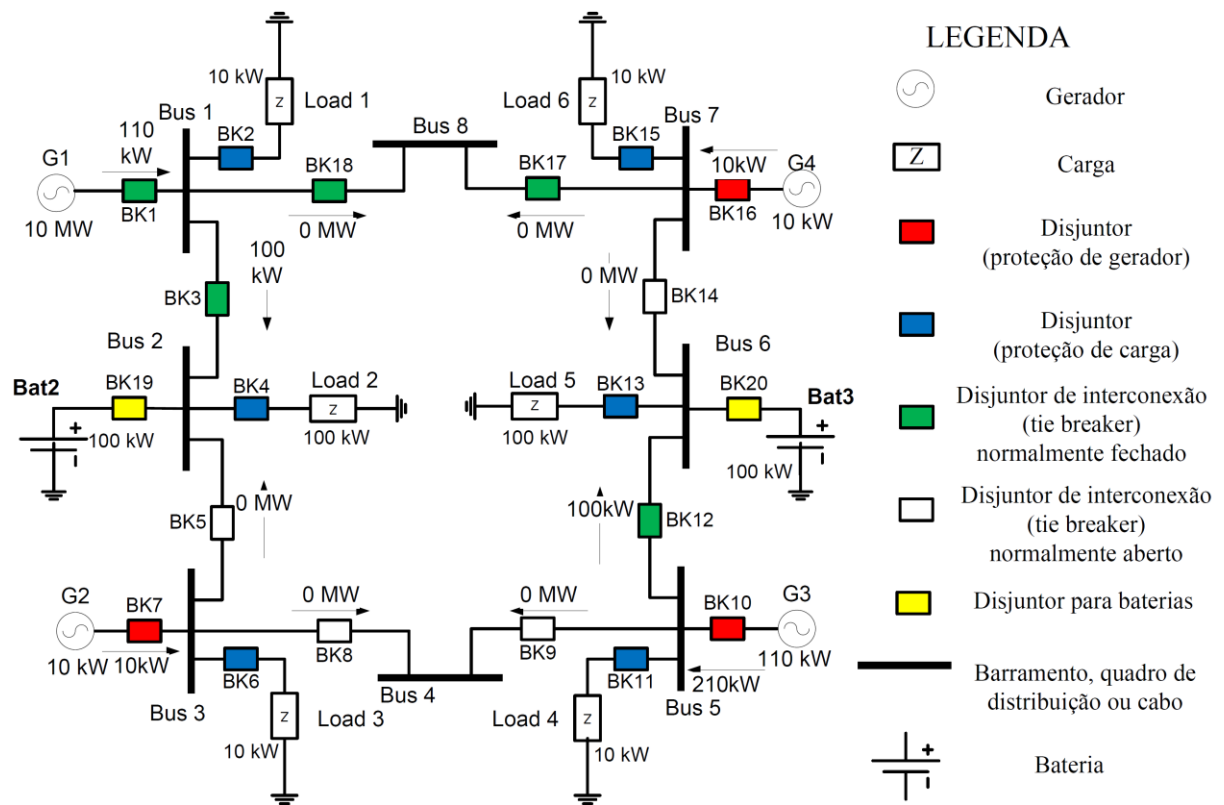


Figura 8 - Diagrama unifilar para exemplo de uma microrrede: sistema elétrico de um navio.

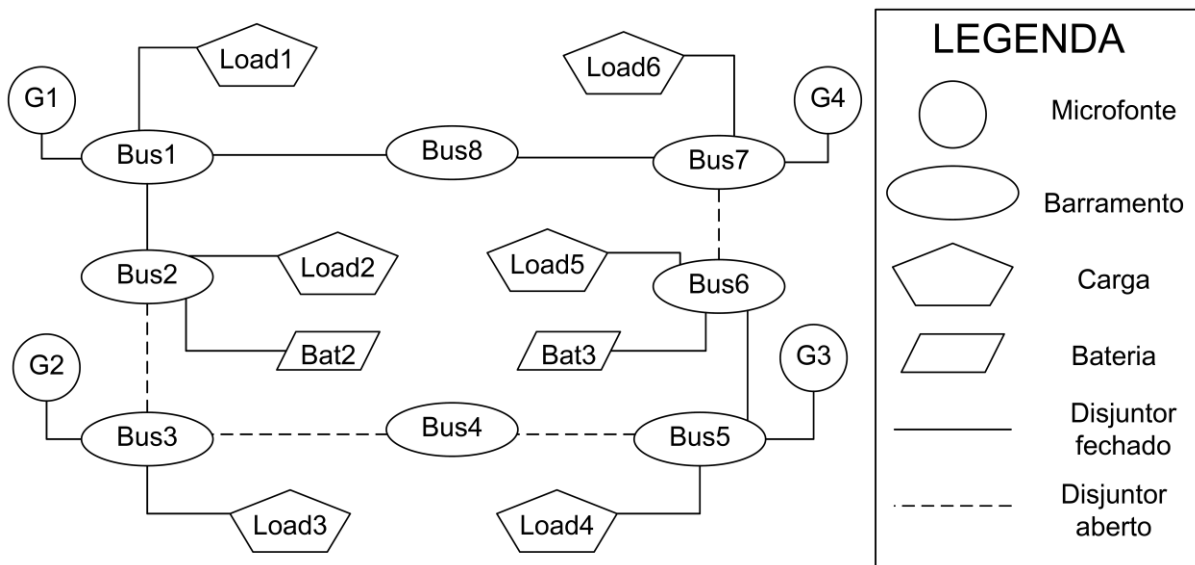


Figura 9 - Grafo para representação da microrrede.

Conforme os princípios da proteção por zona, cada barramento diretamente conectado a disjuntores é definido como uma zona no esquema de proteção. No correspondente grafo de representação do sistema, cada zona de proteção é definida por um vértice e por arestas

diretamente conectadas a tal vértice. A distribuição das zonas e a correspondente abrangência em nosso exemplo estão na Figura 10. A Tabela 8, associa cada disjuntor a uma ou mais zonas de proteção.

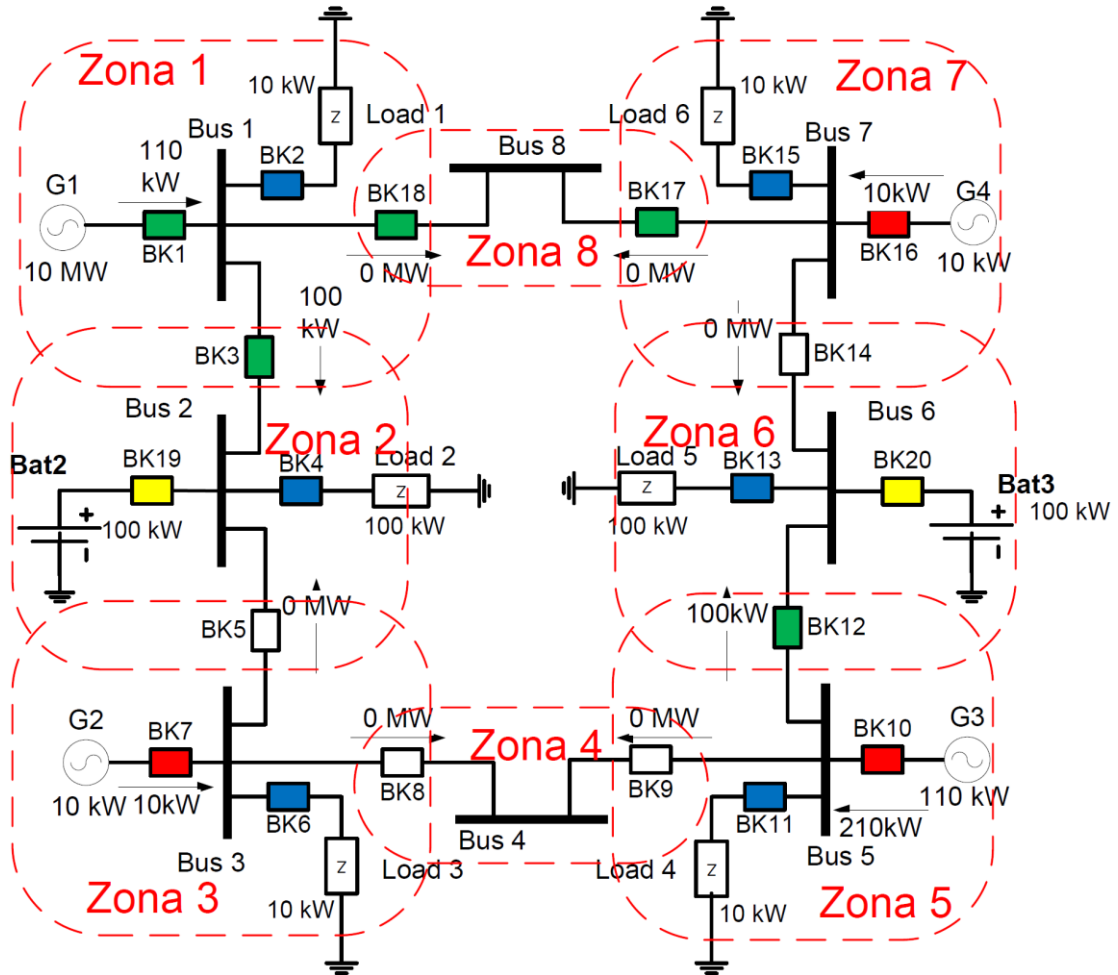


Figura 10 - Abrangência de cada zona de proteção.

Tabela 8 – Listagem das zonas de proteção.

Zona	Componente protegido	Disjuntores conectados
Zona 1	Bus 1	BK1, BK2, BK3, BK18
Zona 2	Bus 2	BK3, BK4, BK5, BK19
Zona 3	Bus 3	BK5, BK6, BK7, BK8
Zona 4	Bus 4	BK8, BK9
Zona 5	Bus 5	BK9, BK10, BK11, BK12
Zona 6	Bus 6	BK12, BK13, BK14, BK20
Zona 7	Bus 7	BK14, BK15, BK16, BK17
Zona 8	Bus 8	BK17, BK18

3.3 Desenvolvimento da Metodologia de Reconfiguração de Redes Inteligentes

O objetivo da operação de reconfiguração é manter as cargas mais importantes do sistema no estado de pré-falha e, somente se necessário, rejeitar carga(s).

O sistema de proteção controla continuamente a configuração da rede inteligente e o fluxo de potência através de cada disjuntor. Para o cálculo do balanço de potência (superávit ou déficit) de cada zona de proteção, a metodologia de reconfiguração substitui a potência fornecida em tempo real por cada gerador pela respectiva capacidade nominal. Em operação normal, a potência fluindo para dentro de uma zona que não contém nenhum gerador conectado deve ser igual à potência saindo da zona. Zonas que possuem gerador devem ter superávit ou, no mínimo, equilíbrio no balanço de potência. O perfil de balanço de potência em tempo real de cada zona pode ser obtido dos relés digitais, a fim de que a aplicação da metodologia de reconfiguração apresente decisões após a detecção de falha.

Quando alguma microrrede está em falha, o sistema de proteção rapidamente a detecta, localizando a zona em que ocorreu o problema, e envia um sinal de desconexão (*trip*) para os disjuntores em torno da zona em falha, a fim de isolá-la. Em seguida, é possível identificar o balanço de potência das zonas do sistema que não foram atingidas pela falha, levando em conta os dados armazenados antes da falha e após a falha.

Quaisquer zonas que não estejam com problema e que não tenham capacidade de geração suficiente para compensar o fluxo de potência que antes era fornecido por regiões que agora estão com falha devem ser conectadas a outras regiões que estejam funcionando corretamente, a fim de manter o atendimento a suas cargas.

Inicialmente, o algoritmo de reconfiguração determina através de uma busca heurística se a configuração da rede, após a(s) falha(s), possui balanço de potência adequado. Se qualquer subsistema da rede inteligente, localizado por busca heurística, possuir déficit de potência após todas as conexões possíveis de zonas, as cargas menos prioritárias desse subsistema são rejeitadas, a fim de minimizar a perda de fornecimento de energia para as cargas mais importantes. O fluxograma do algoritmo é apresentado na Figura 11. Os principais processos da reconfiguração utilizados no presente trabalho são:

- Coleta de informações sobre a rede inteligente;
- Atualização de dados após a falha;
- Busca por caminho(s) com balanço de potência positivo;
- Rejeição de cargas.

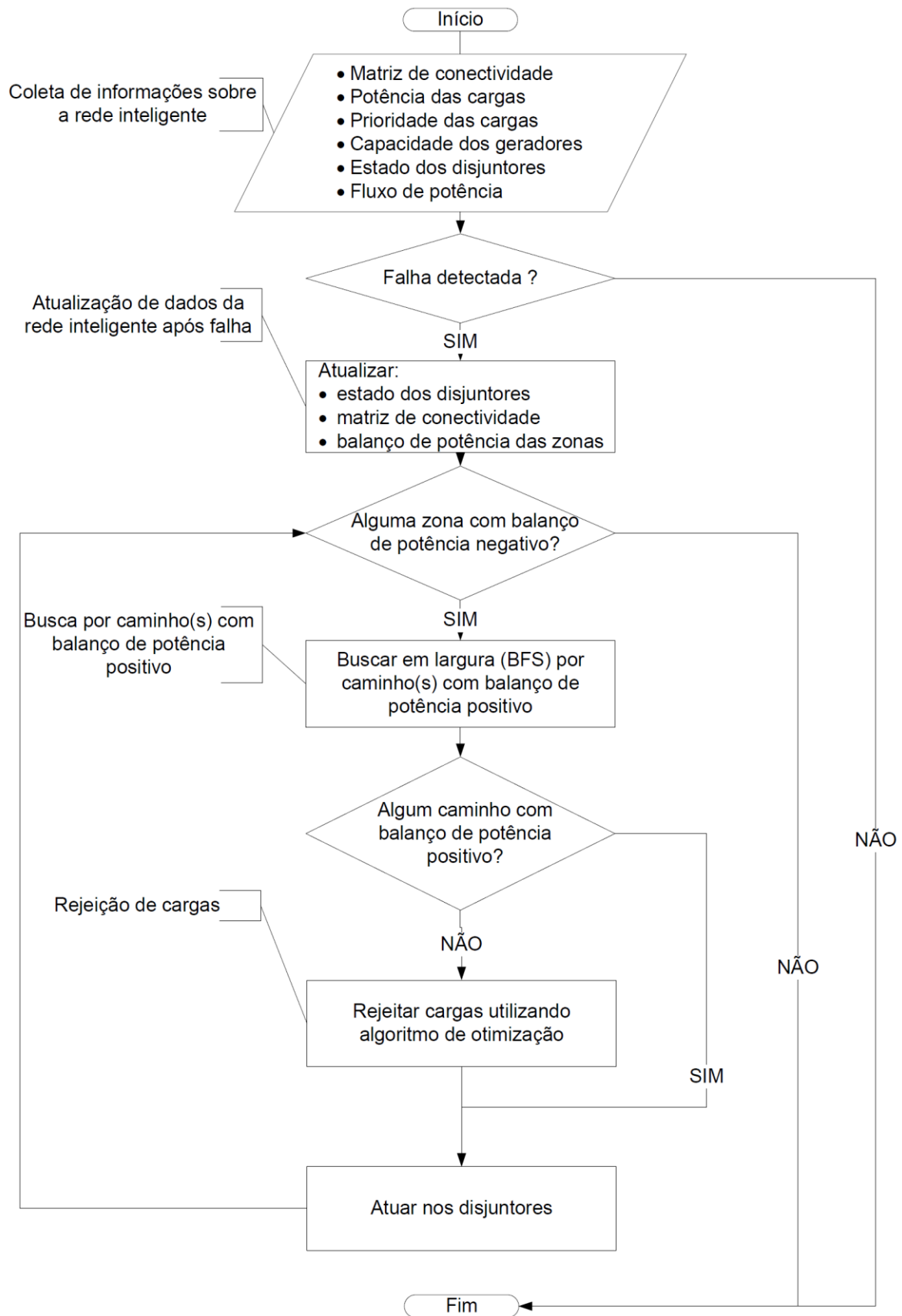


Figura 11 - Fluxograma do algoritmo de reconfiguração- adaptado de (Padamati, et al., 2007).

3.4 Aplicação de Algoritmo Genético: Rejeição de Cargas em Redes Inteligentes

3.4.1 Introdução

Algoritmo Genético (AG) é um método estocástico utilizado para buscar soluções de boa qualidade em uma ampla gama de problemas (Haupt & Haupt, 2004). O AG utiliza ideias inspiradas na seleção natural e reprodução genética para resolver problemas de otimização. Os cromossomos pai se reproduzem por um processo chamado recombinação (*crossover*), na qual a informação genética de dois pais é combinada para formar dois novos cromossomos filhos. Podem ocorrer mutações, nas quais o código genético dos cromossomos filhos é manipulado através de um processo randômico. Assim, quando os processos de seleção, recombinação e mutação estiverem completos, a nova população estará pronta para se reproduzir, repetindo assim o processo conforme ilustrado na Figura 12.

A rejeição de cargas durante a reconfiguração é um problema de otimização com múltiplos objetivos, com variáveis booleanas (binárias) e variáveis contínuas (QIAO, et al., 2009). O AG pode ser aplicado independentemente da função objetivo e da topologia da microrrede, tornando-o útil na resolução de funções altamente não lineares (Padamati, et al., 2007). Além disso, a utilização de AG é favorecida pelo fato de que nenhuma codificação/decodificação é necessária para traduzir variáveis contínuas para discretas, visto que a representação utilizada para os estados dos disjuntores da microrrede é binária (1 para fechado, 0 para aberto, ou vice-versa).

No presente trabalho, é aplicada uma metodologia de reconfiguração que utiliza AG na etapa de rejeição de cargas, satisfazendo a critérios de balanço de potência das zonas de proteção, além de potência e prioridade das cargas

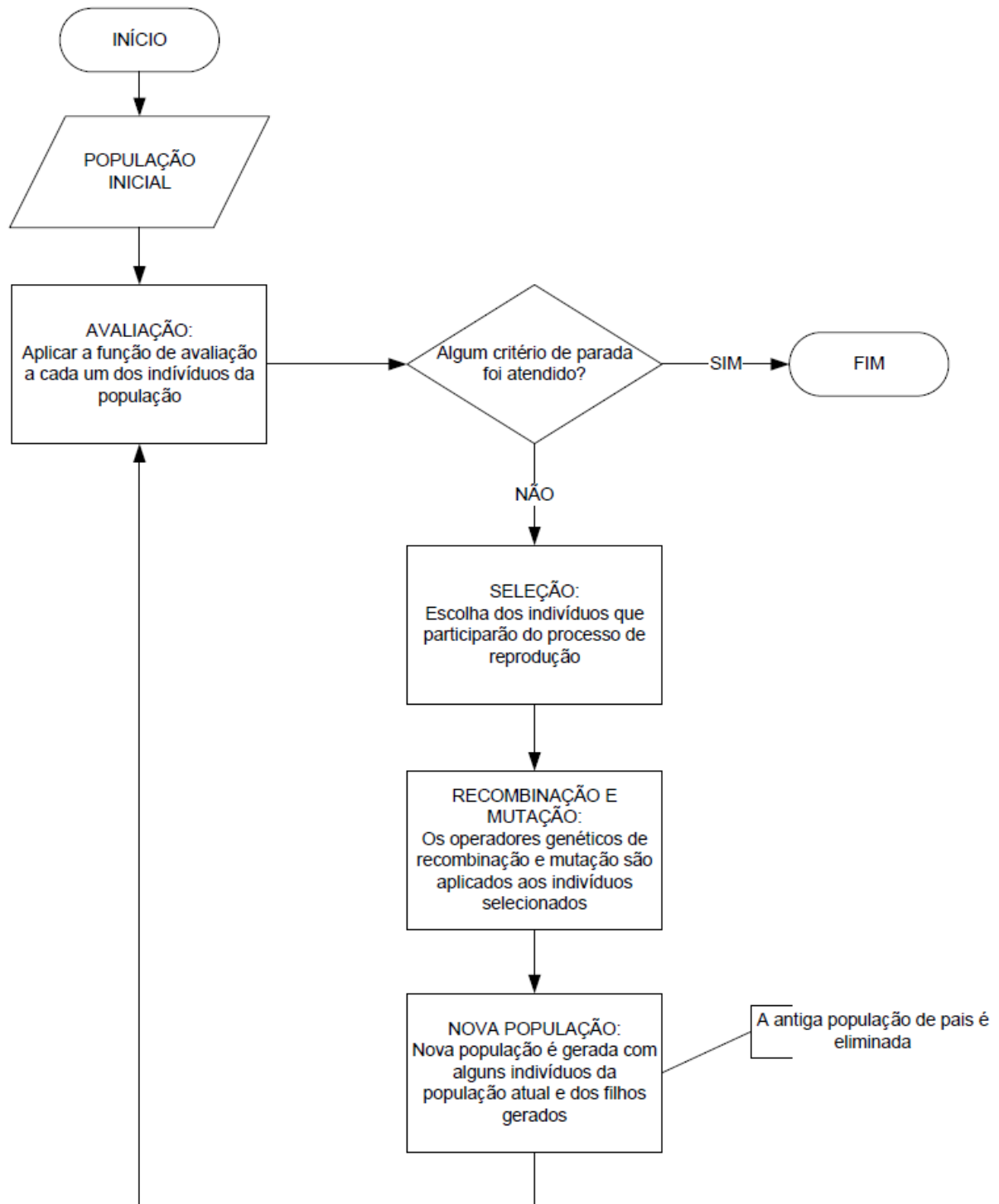


Figura 12 - Fluxograma do algoritmo genético.

3.4.2 Formulação do problema

A formulação do problema pode incluir objetivos como, por exemplo, minimizar potência total de cargas rejeitadas, maximizar a potência total entregue às cargas e restringir a máxima potência entregue a determinadas cargas (Padamati, et al., 2007).

No presente trabalho, a função objetivo é maximizar a potência total entregue às cargas, mantendo o balanço entre capacidade de geração e demanda das cargas não rejeitadas (balanço de potência) durante o processo de reconfiguração.

A função objetivo utilizada é definida da seguinte maneira:

$$P_{load} = \text{Max} \left(\sum_1^n L_i \right), \text{ com } n \in \mathbb{Z}^+ \quad \text{Equação 1}$$

Sujeito a $P_{gen} \geq P_{load}$, onde L_i são os valores das potências das cargas e P_{gen} é a capacidade de geração total disponível após o isolamento da falha ocorrida.

A função de avaliação possui dois objetivos com diferentes fatores de ponderação, isto é, potência e prioridade. O valor dos fatores é selecionado para definir se a decisão de rejeitar cada carga será mais influenciada pela potência ou pela prioridade individual. A magnitude da função de avaliação também depende da configuração x de cada disjuntor (1 para fechado e 0 para aberto).

A função de avaliação é definida como:

$$f(\mathbf{x}) = W_M \mathbf{xIL}' + W_P \mathbf{xPL}' \quad \text{Equação 2}$$

onde:

- $\mathbf{x} = [x_1 \ x_2 \ \dots \ x_n]$ é um vetor em que cada elemento corresponde à configuração de um disjuntor responsável por conectar ou desconectar uma determinada carga, sendo que $x_i = 1$ indica que o disjuntor está fechado e $x_i = 0$ indica que o disjuntor está aberto, com $i = 1, 2, \dots, n$;
- $\mathbf{I}^{n \times n}$ é uma matriz identidade;
- $\mathbf{L} = [L_1 \ L_2 \ \dots \ L_n]$ é o vetor com os valores de potência de cada carga;
- $\mathbf{P}^{n \times n}$ é uma matriz diagonal com as prioridades das cargas;
- W_P e W_M são fatores de ponderação para seleção de cargas com base na prioridade e na magnitude da carga, respectivamente, sendo que a soma de tais fatores é igual à unidade, isto é $W_P = 1 - W_M$.

Logo, podem-se destacar as seguintes terminologias utilizadas no presente trabalho:

- Cada solução possível para \mathbf{x} da Equação 2 é denominada de cromossomo (ou indivíduo). Para o problema da reconfiguração, a variável \mathbf{x} é chamada de configuração dos disjuntores;
- O conteúdo, ou o valor do cromossomo, é chamado de código genético. Por exemplo, um código genético para \mathbf{x} pode ser [0,0,1,0,1,0,0];

- Cada posição no cromossomo \mathbf{x} é chamada de gene, e o seu valor específico (0 ou 1), é um alelo;
- A população consiste de um conjunto de vetores diferentes (os cromossomos, ou indivíduos), com as mesmas dimensões de \mathbf{x} ;
- O termo geração indica uma população em um ponto específico do tempo. Cada geração mais antiga é substituída por sua sucessora imediata;
- A avaliação de uma solução \mathbf{x} , ou seja, $f(\mathbf{x})$, é o índice de desempenho da solução \mathbf{x} . As melhores soluções serão aquelas com o maior valor $f(\mathbf{x})$.

No início do processo de rejeição de cargas, uma primeira população de cromossomos é gerada randomicamente. Cada cromossomo de uma geração poderá ou não ser selecionado para compor a próxima geração (cromossomo pai) com base em seu desempenho na função de avaliação em comparação com os demais cromossomos.

3.4.3 Parâmetros Básicos Utilizados no Algoritmo Genético

Nessa subseção são apresentados os parâmetros básicos e condições de parada utilizadas no algoritmo genético do presente trabalho, os quais estão listados na Tabela 9.

O tipo de representação de cada indivíduo (*Population Type*) consiste em uma maneira para traduzir a informação do problema, viabilizando o processamento computacional. Conforme mencionado na Seção 3.4.2, foram utilizadas cadeias de bits (*bit string*) com número de elementos (variáveis de decisão) igual ao número de cargas candidatas à rejeição (*nVars*).

O desempenho do algoritmo genético é sensível ao número de indivíduos da população de cada geração (*Population Size*). Portanto, esse parâmetro foi definido conforme valor típico utilizado na resolução do problema de reconfiguração em (Kagan, et al., 2009).

A população inicial (*Initial Population*) foi gerada randomicamente através da rotina computacional com interface descrita na Tabela 15. A faixa de valores para a geração da população inicial (*Population Initial Range*) é definida por uma matriz com duas linhas no formato $[lb;ub]$, onde lb e ub são vetores binários com uma coluna para cada gene (variável de decisão). Para o problema do presente trabalho, todos os genes de lb tem alelos iguais a 0 (zero) e todos os genes de ub tem alelos iguais a 1 (um).

O algoritmo será interrompido caso a melhora acumulativa da função de avaliação durante um determinado número de gerações (*Stall Generations Limit*) seja menor ou igual à tolerância da função de avaliação (*Function tolerance*).

Tabela 9 - Parâmetros Básicos do Algoritmo Genético para Rejeição de Cargas

	Descrição	Valor
Parâmetros Básicos	Tipo de População	Cadeia de bits
	Tamanho da População	40 indivíduos
	Taxa de Mutação	10%
	População Inicial	Gerada randomicamente
	Faixa de valores da população inicial	0 a $2^{(nVars-1)}$
Condições de Parada	Tolerância da função de avaliação	0
	Máximas gerações para avaliação de melhorias acumulativas da função de avaliação.	5

3.4.4 Principais operações do algoritmo genético

Nessa subseção será apresentada uma breve descrição das cinco operações de algoritmos genéticos que foram utilizadas no presente trabalho, conforme fluxograma da Figura 12. As rotinas computacionais que foram utilizadas nas operações do algoritmo genético têm suas interfaces descritas no Apêndice C. Tais operações com as respectivas descrições são apresentadas na sequência.

- **Formação da população inicial:**

A população inicial é criada randomicamente com 40 indivíduos do tipo cadeias de bits. Cada indivíduo possui números de bits iguais a $nVars$, o qual corresponde ao número de variáveis de decisão, ou seja, o número de cargas candidatas à rejeição. A rotina computacional que foi utilizada para criar a população inicial tem sua interface descrita na Tabela 15 do Apêndice C.

- **Função de avaliação de indivíduos:**

A função de avaliação é utilizada pelo AG para determinar a qualidade dos indivíduos como solução para a rejeição de cargas. Uma pontuação (*score*) é conferida a cada indivíduo, e depende do conjunto de parâmetros que fazem parte da *Equação 2*. As soluções que acarretam em um balanço de potência negativo são penalizadas, tendo a respectiva pontuação dividida por mil. A pontuação obtida na avaliação de indivíduos é utilizada pela operação de seleção de pais.

- **Seleção de pais:**

A operação de seleção de pais simula o mecanismo de seleção natural que atua sobre as espécies biológicas, onde os pais mais capazes geram mais filhos, ao mesmo tempo em que permite que os pais menos aptos também gerem descendentes (Linden, 2012). Mesmo os indivíduos menos aptos podem possuir, em alguns de seus cromossomos, características que sejam favoráveis à criação de indivíduos melhores em futuras gerações. Caso apenas os melhores indivíduos se reproduzam, a população tenderá a ser composta de indivíduos cada vez mais semelhantes e faltará diversidade a essa população (convergência genética). Por essa razão, foi utilizada a amostragem estocástica universal (*Stochastic Universal Sampling* – SUS), a qual oferece uma maior probabilidade de que os indivíduos com menor pontuação na função de avaliação sejam selecionados (Engelbrecht, 2007). Dessa forma, pode-se reduzir os efeitos da natureza tendenciosa à função de avaliação de métodos baseados somente na proporcionalidade.

- **Operação da Recombinação:**

A operação de recombinação (*crossover*) combina dois indivíduos pai para formar um indivíduo filho para a próxima geração (Linden, 2012). A chamada recombinação de um ponto secciona cada pai em duas sequências binárias e forma dois filhos com uma parte de cada pai (Figura 13). No método de recombinação de dois pontos (Figura 14), por outro lado, o primeiro filho é formado através da escolha de material genético do primeiro pai, o qual se encontra “fora” dos pontos de corte, com material do segundo pai que se encontra entre os pontos de corte. O segundo filho é formado com o restante do material genético. No entanto, os métodos de recombinação de um ou de dois pontos tendem a romper eventuais esquemas (padrões binários) que seriam desejáveis, impedindo que sejam mantidos ao longo das gerações. Por essa razão, no presente trabalho, foi utilizada a recombinação uniforme (*scattered crossover*), pois esse método permite que eventuais esquemas mais complexos tenham maior probabilidade de serem mantidos ao longo das gerações. Esse tipo de recombinação cria um vetor randômico binário. Dessa forma, os genes do primeiro filho são iguais ao do primeiro pai, onde o vetor é igual a um, e do segundo pai, onde o vetor é igual a zero. O segundo filho recebe o inverso de cada gene do primeiro filho, conforme ilustrado na Figura 15.

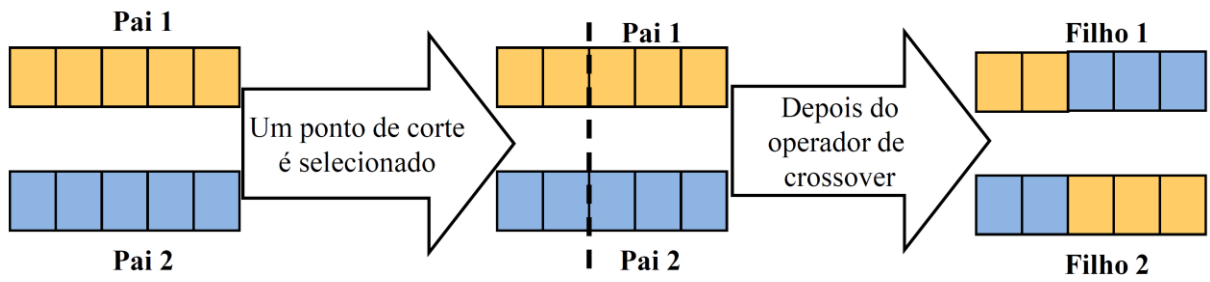


Figura 13 - Operação de recombinação com um ponto de corte.

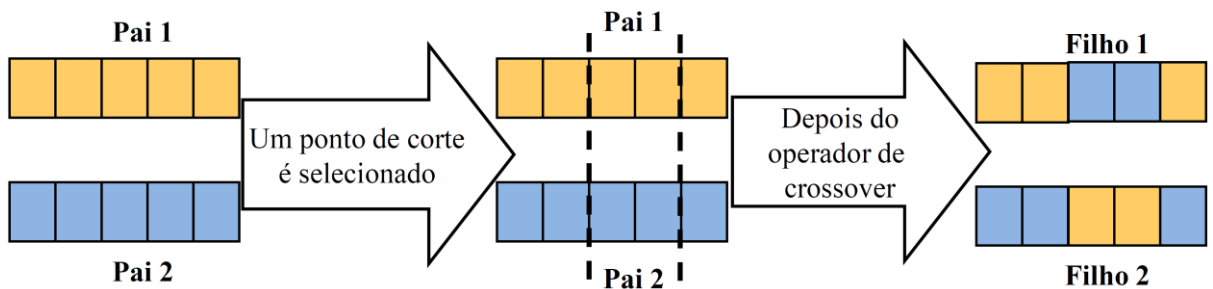


Figura 14 - Operação de recombinação com dois pontos de corte.

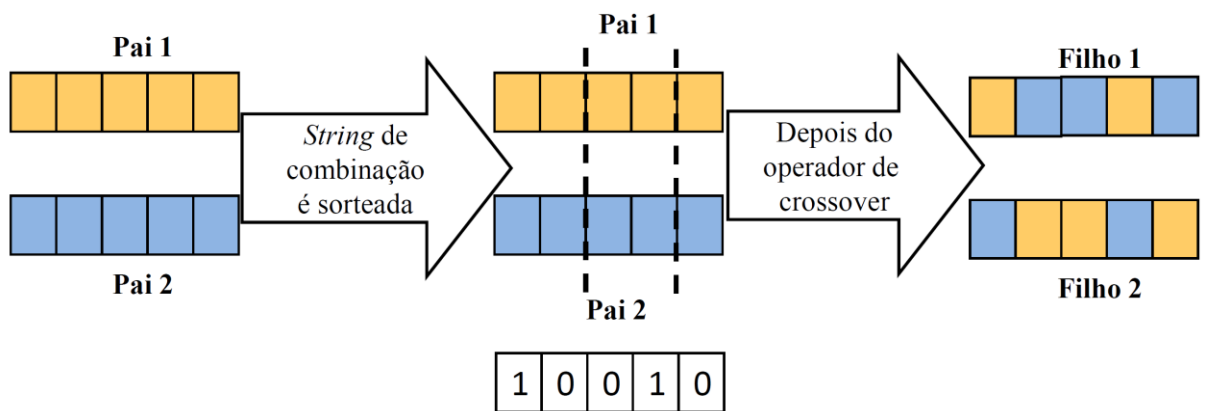


Figura 15 - Operação de recombinação uniforme

- **Operação de mutação:**

O operador de mutação é executado depois que os indivíduos de uma nova geração (filhos) estão disponíveis. No presente trabalho foi utilizado o operador de mutação uniforme, o qual atua da seguinte forma: para cada gene dos filhos é realizado um sorteio de um número na faixa entre 0 e 1. Se o valor sorteado for menor que o parâmetro “Taxa de Mutação” (Tabela 9), o gene em questão é alterado.

3.5 Indicadores de Desempenho da Reconfiguração de Redes Inteligentes

Indicadores de desempenho são ferramentas imprescindíveis em sistemas sujeitos a critérios de otimização. Eles permitem uma análise quantitativa e objetiva de distintas soluções aplicadas a um mesmo problema. Entretanto, os trabalhos envolvendo microrredes e redes inteligentes até então realizados não propuseram nenhuma ferramenta que permita tal análise quantitativa das soluções obtidas. Por outro lado, neste trabalho em questão, sentiu-se a grande necessidade de se poder aferir a eficiência da metodologia aqui proposta e de permitir que tal metodologia possa ser aperfeiçoada em trabalhos futuros. Logo, são formalizados a seguir alguns Indicadores de Desempenho simples e objetivos, os quais atendem a necessidade presente.

Seja

$$C_i = \sum_{k=0}^N g(k) \quad \text{Equação 3}$$

a Capacidade de Geração Instalada, onde $N \geq 2$ (um dos requisitos de microrrede é possuir um número mínimo de dois geradores) é o número de geradores em uma microrrede e g é a potência de um gerador da microrrede e $g(0) = 0$. Vale ressaltar que a ocorrência de falhas na rede não altera C_i , de modo que $C_i > 0$ a qualquer instante.

Seja

$$C_n = \sum_{k=0}^M l(k) \quad \text{Equação 4}$$

a Carga Atendida em Estado Normal, onde $M \geq 0$ é o número de cargas em uma microrrede e l é a potência de uma carga da microrrede e $l(0) = 0$. Logo, $0 \leq C_n \leq C_i$.

Define-se

$$f_n \equiv \frac{C_n}{C_i} \quad \text{Equação 5}$$

como sendo o Fator de Utilização em Estado Normal.

Observe que uma microrrede com um f_n próximo de 0 (zero) é de grande interesse, pois indica uma maior capacidade de a microrrede exportar energia, assim como pode indicar uma maior capacidade de se recuperar de situações de falha sem sofrer grandes perdas de atendimento de cargas. Por outro lado, uma microrrede com um f_n mais próximo de 1 (um) é indesejável, pois embora a rede seja auto-suficiente em situação normal, qualquer falha pode

implicar em uma necessidade iminente de importação de energia e/ou perda de atendimento de carga.

Agora, seja

$$C_R = \sum_{k=0}^{M'} l(k) \quad \text{Equação 6}$$

a Carga Atendida após Reconfiguração, onde $M' \geq 0$ é o número de cargas em uma microrrede que estão sendo efetivamente atendidas após a reconfiguração.

Define-se

$$f_R \equiv \frac{C_R}{C_i} \quad \text{Equação 7}$$

como sendo o Fator de Utilização após Reconfiguração, onde $0 \leq f_R \leq 1$.

Observe, neste caso, que uma análise isolada de f_R pode levar a conclusões precipitadas sobre a eficiência de uma nova configuração. Por exemplo, em um primeiro instante, um f_R próximo de 0 (zero) pode sugerir uma capacidade de a microrrede exportar energia, ou de se recuperar de novas situações de falha que, por ventura, possam vir a acontecer, sem sofrer grandes perdas de atendimento de cargas. Entretanto, se a microrrede apresenta um $f_R \ll f_n$, o que se conclui de fato é que, após a reconfiguração, deixou-se de atender a cargas que normalmente seriam atendidas, o que levou a uma falsa folga na capacidade de geração. Com base nesta interdependência observada, define-se

$$I_{CA} \equiv \frac{f_R}{f_n} \quad \text{Equação 8}$$

Substituindo as Equações 5 e 7 em 8 temos que

$$I_{CA} = \frac{C_R}{C_n} \quad \text{Equação 9}$$

obtem-se o Índice de Carga Atendida, onde $0 \leq I_{CA} \leq 1$.

Observe primeiramente que I_{CA} independe da Capacidade Instalada (C_i). Observe também que $I_{CA} = 0$ se e somente se $C_n = C_R = 0$, ou $C_n \neq 0$ e $C_R = 0$. O primeiro caso indica a existência de uma microrrede normalmente sem carga pendurada, isto é, apenas com geração. No segundo caso, $C_R = 0$ indica que nenhuma carga da microrrede está sendo atendida pela configuração pós-falha, o que implica em uma péssima solução para o problema. De fato, quanto mais próximo o I_{CA} estiver de 0 (zero), pior é a consequência ocasionada por uma falha. Em contrapartida, quanto mais próximo o I_{CA} estiver de 1 (um), menor é tal

consequência. Logo, um $I_{CA} = 1$ implica em dizer que, mesmo diante de uma eventual falha ou manobra de manutenção da rede, nenhuma carga que estava sendo atendida antes do evento deixou de ser atendida após tal evento.

Dessa forma, pode-se usar o I_{CA} para comparar as diversas soluções encontradas, de modo que, aquela cujo I_{CA} mais se aproxima de 1 (um) será a mais eficiente. Obviamente que as soluções deverão considerar critérios idênticos, no caso, prioridade das cargas e potência demandada.

Por fim, quando se considera uma rede inteligente, o que se observa é um conjunto de $R \in \mathbb{Z}^+$ microrredes comunicando entre si, sendo que cada microrrede apresenta um desempenho individual o qual pode ser aferido pelo índice da Equação 9. Logo, define-se

$$I_{CAM} \equiv \frac{\sum_{i=1}^R I_{CA}(i)}{R} \quad \text{Equação 10}$$

como sendo o Índice de Carga Atendida Médio, onde $0 \leq I_{CAM} \leq 1$. Observe que o I_{CAM} possui as mesmas características que o I_{CA} , porém o I_{CAM} permite aferir o desempenho global da rede inteligente formada por R microrredes.

Dessa forma, é possível mensurar o desempenho da reconfiguração tanto no âmbito local de uma microrrede (I_{CA}) quanto o desempenho global em uma rede inteligente (I_{CAM}).

3.6 Conclusão

Neste capítulo, focou-se no desenvolvimento de uma metodologia para reconfiguração de redes inteligentes. Tal metodologia inicia-se por representar toda e qualquer rede elétrica através de grafos. O conceito de zona de proteção é aplicado, de forma a permitir o controle do fluxo de potência da rede elétrica. A metodologia de reconfiguração depende ainda de um mecanismo de tomada de decisão baseado em inteligência computacional. Tal mecanismo é acionado toda vez que há desequilíbrio negativo no fluxo de potência, ou seja, a demanda é maior do que a oferta de energia. Neste caso, o sistema deve decidir por uma configuração que atenda as cargas mais prioritárias, desligando as de menor prioridade em último caso. A metodologia conta ainda com índices de desempenho, que permitem avaliar de forma quantitativa e bem objetiva o quanto foi afetado o sistema após uma reconfiguração. Veremos no Capítulo seguinte que a metodologia pode sim ser de grande valia no desenvolvimento e posterior implementação de sistemas elétricos baseados em redes inteligentes.

Capítulo 4: Apresentação de Resultados

Neste capítulo são apresentados alguns dos resultados obtidos através da metodologia proposta (uma apresentação completa de todos os cenários simulados é mostrada no Apêndice D). Na Seção 4.1 são listados os resultados referentes à aplicação da metodologia aos casos do SPS de 8 barras, e do CERTS modificado. Tais microrredes foram usadas como casos de estudo em (Padamati, et al., 2007) e em (Shariatzadeh, et al., 2011), respectivamente. A seguir, é proposta uma arquitetura mínima de rede inteligente, onde é feita a integração de duas microrredes semelhantes ao caso SPS e CERTS, ambas com conexão ao SEP através de PCC. Dessa forma, as microrredes passam a ter, em caso de falha, a opção de se ajudarem antes de recorrer ao critério de desligamento de cargas e/ou à utilização da energia fornecida pelo SEP. Os resultados de cada caso são ilustrados através de grafos no Apêndice D, os quais mostram a topologia durante a falha e após a reconfiguração, permitindo uma análise qualitativa dos resultados. A Seção 4.2 apresenta uma conclusão dos resultados obtidos, incluindo o impacto da utilização de baterias, e da reconfiguração e cooperação entre as microrredes que compõem uma rede inteligente.

4.1 Estudos de Caso

4.1.1 Caso SPS de 8 Barras

A metodologia de reconfiguração descrita na Seção 3.3 foi aplicada ao caso SPS estudado por Padamati, ET AL (2007). A Figura 16 apresenta o diagrama unifilar e a Figura 17 o grafo correspondente para a representação do SPS. A Tabela 10 tem a caracterização do caso através de indicadores definidos na seção 3.4. A Tabela 11 resume os resultados em oito cenários com os respectivos indicadores de desempenho, incluindo quais cargas foram rejeitadas e a razão de cada rejeição. Cada cenário possui falhas ocorridas nos mesmos locais estudados por Padamati, a fim de reproduzir seu experimento com a metodologia proposta no capítulo 3.

Tabela 10 – Caso SPS de 8 barras: Características básicas.

CARACTERÍSTICAS DA MICRORREDE			
Descrição	C_i [MW]	C_n [MW]	f_n
Caso "8 bars ship board power system" (Padamati, et al., 2007).	80	48	0,6

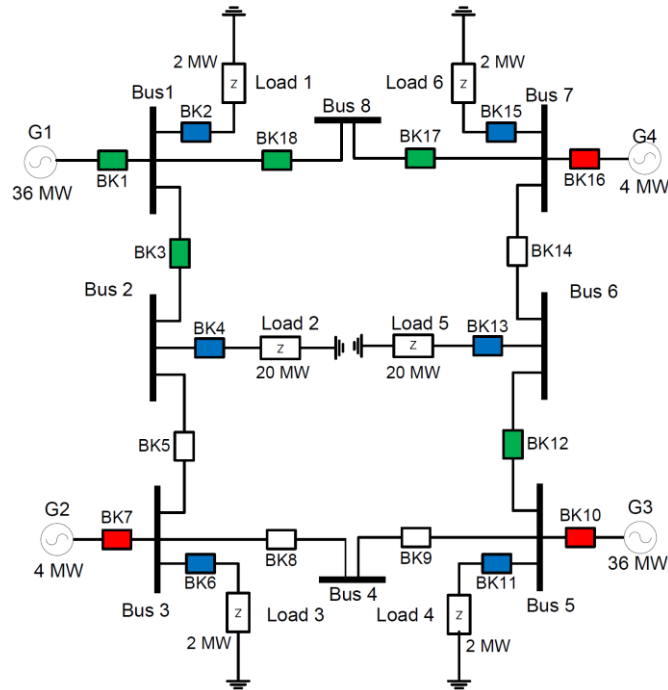


Figura 16 - Caso SPS de 8 barras: Diagrama Unifilar da Microrrede

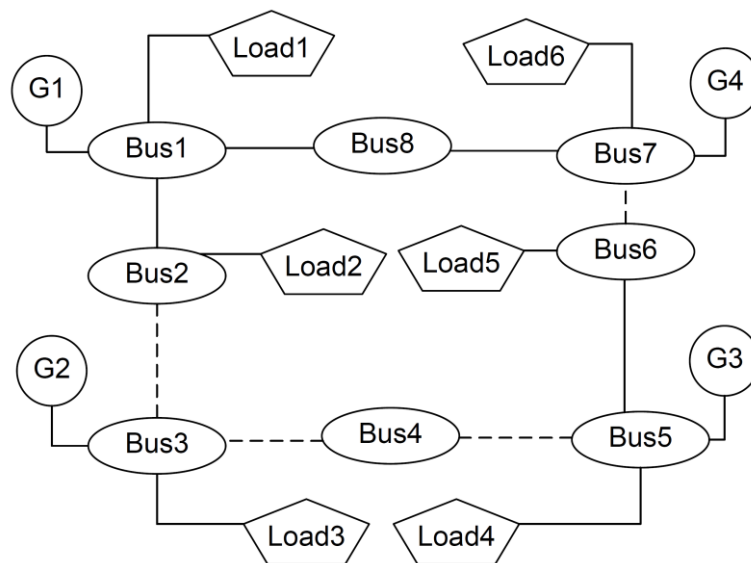


Figura 17 - Caso SPS de 8 barras: Grafo da Microrrede em Estado Normal.

Entre os cenários simulados destaca-se o cenário 6, o qual apresentou baixo desempenho após a reconfiguração, isto é, I_{CA} próximo de zero. Nesse cenário as falhas ocorreram nos barramentos *Bus1* e *Bus5*. Após isolamento das falhas, tanto os barramento *Bus2* como *Bus6* apresentaram um balanço de potência negativo, resultando na formação de dois agrupamentos isolados de cargas. Sendo assim, o sistema de reconfiguração atuou separadamente em cada agrupamento e as cargas *Load2* e *Load5* também foram rejeitadas, mesmo tendo alta prioridade, visto que não havia potência de geração suficiente para suportá-las.

Tabela 11 - Caso SPS de 8 barras: Resumo das reconfigurações realizadas

RESUMO DAS RECONFIGURAÇÕES REALIZADAS						
<i>Cenário N°</i>	<i>Barramento(s) em Falha</i>	<i>Cargas Desconectadas</i>	<i>Razão da Desconexão</i>	C_R [MW]	f_R	I_{CA}
1	Bus1	Load1	Isolamento de falha	44	0,55	0,92
		Load4	Rejeição de carga definida pelo sistema de reconfiguração			
2	Bus3	Load3	Isolamento de falha	46	0,58	0,96
3	Bus5	Load1	Rejeição de carga definida pelo sistema de reconfiguração	44	0,55	0,92
		Load4	Isolamento de falha			
4	Bus7	Load6	Isolamento de falha	46	0,58	0,96
5	Bus1 e Bus3	Load1	Isolamento de falha	24	0,30	0,50
		Load2	Rejeição de carga definida pelo sistema de reconfiguração			
		Load3	Isolamento de falha			
6	Bus1 e Bus5	Load1	Isolamento de falha	4	0,05	0,08
		Load2	Rejeição de carga definida pelo sistema de reconfiguração			
		Load4	Isolamento de falha			
		Load5	Rejeição de carga definida pelo sistema de reconfiguração			
7	Bus3 e Bus7	Load3	Isolamento de falha	44	0,55	0,92
		Load6	Isolamento de falha			
8	Bus5 e Bus7	Load4	Isolamento de falha	24	0,30	0,50
		Load5	Rejeição de carga definida pelo sistema de reconfiguração			
		Load6	Isolamento de falha			

4.1.2 Caso Microrrede CERTS Modificada

A metodologia de reconfiguração descrita na Seção 3.3 também foi aplicada ao caso CERTS modificado estudado por Shariatzadeh, ET AL (2011). A Figura 18 ilustra o diagrama unifilar e a Figura 19 o grafo correspondente. A Tabela 12 apresenta a caracterização do caso através de indicadores definidos na seção 3.5. A Tabela 13 resume os resultados em três

cenários, com os respectivos indicadores de desempenho, incluindo quais cargas foram rejeitadas e a razão de cada rejeição. Cada cenário possui falhas ocorridas nos mesmos locais estudados por Shariatzadeh, ET AL (2011), a fim de reproduzir seu experimento com a metodologia proposta no Capítulo 3.

Tabela 12 – Caso CERTS Modificado: Características básicas.

CARACTERÍSTICAS DA MICRORREDE			
Descrição	C_i [MW]	C_n [MW]	f_n
Microrrede do CERTS modificada (Shariatzadeh, et al., 2011)	390,84	360	0,92

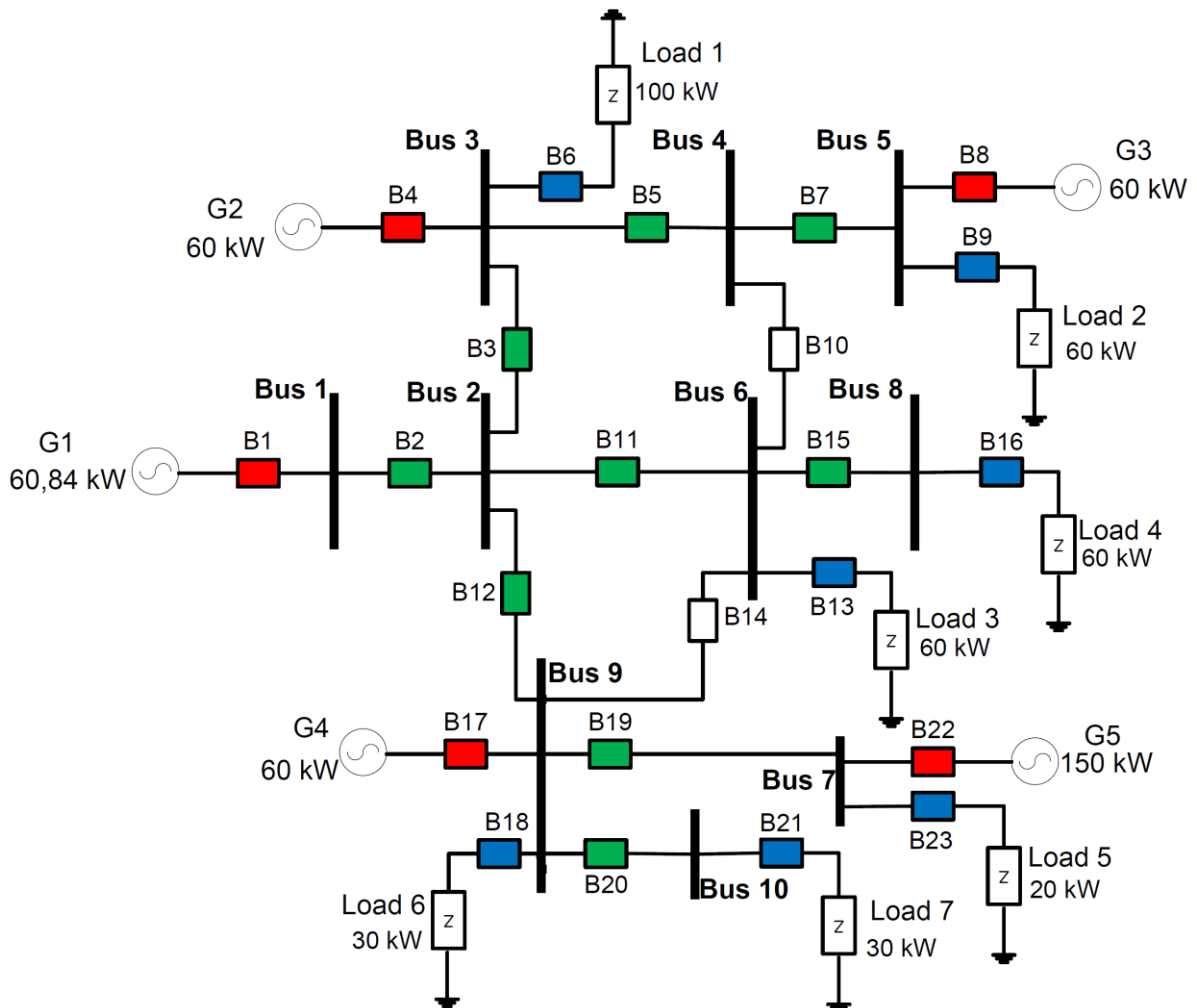


Figura 18 - Caso CERTS Modificado: Diagrama Unifilar da Microrrede

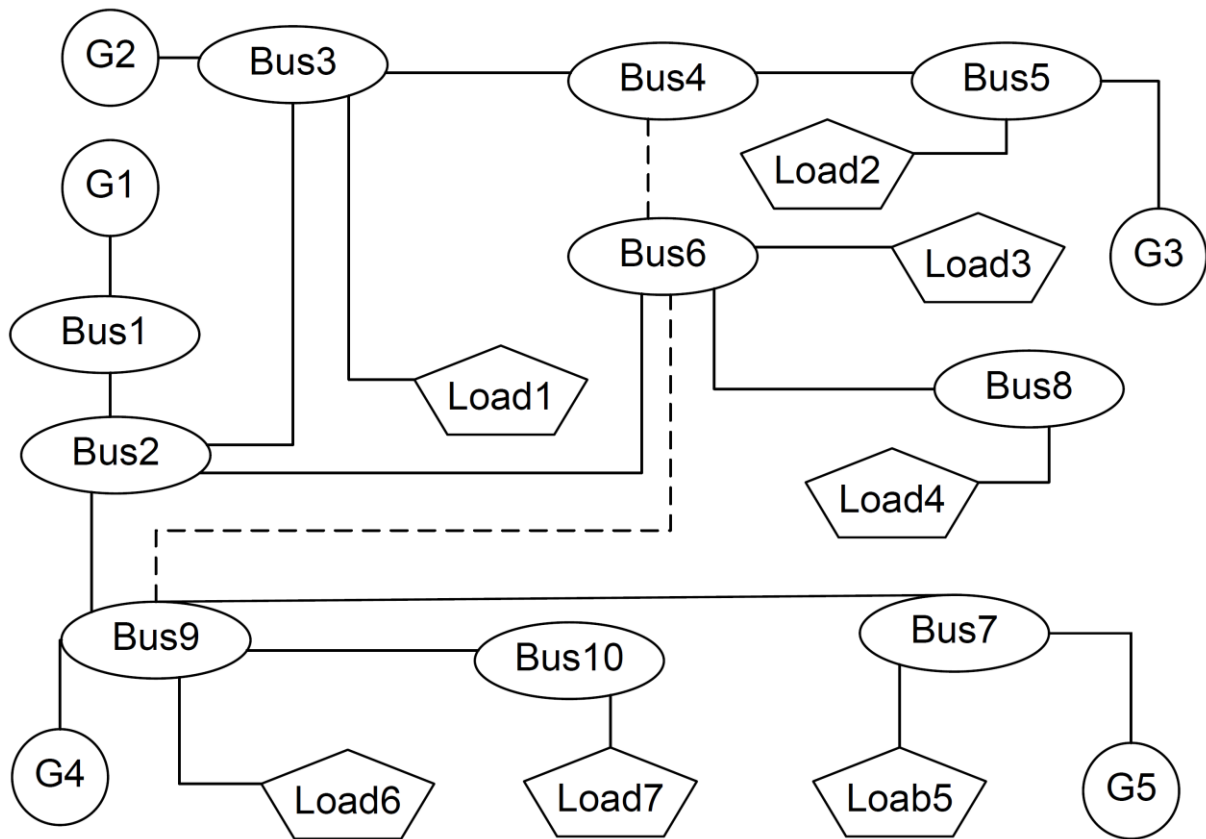


Figura 19 - Caso CERTS Modificado: Grafo da Microrrede em Estado Normal

Observe na Tabela 13 que o cenário 2 é o que apresenta o pior desempenho após a reconfiguração, isto é, baixo I_{CA} . Nesse cenário, as falhas ocorrem simultaneamente nos barramentos Bus1 e Bus7. Para isolamento da falha em Bus1, o sistema de proteção desconecta o gerador G1. A ausência da potência de geração de G1 é compensada quando o sistema de reconfiguração rejeita a carga Load4. O isolamento da falha ocorrida em Bus7 resulta na desconexão da carga Load5 e do gerador G5, o qual possui a maior capacidade na microrrede.

Além da carga Load5, Shariatzadeh, ET AL. (2011) relata que somente as cargas Load3 e Load4 devem ser desconectadas na etapa de rejeição de cargas. No entanto, essa reconfiguração encontrada em (Shariatzadeh, et al., 2011) acarreta em balanço de potência negativo, visto que a potência de geração (G2, G3 e G4) é de somente 180kW e a demanda (somatório de Load1, Load2, Load6 e Load7) é de 220kW. Por outro lado, usando a metodologia aqui definida, percebeu-se que além da desconexão da carga Load5 para isolamento da falha, as cargas Load3, Load4, Load6 e Load7 também devem ser desconectadas.

Tabela 13 - Caso CERTS Modificado: Resumo das reconfigurações realizadas

RESUMO DAS RECONFIGURAÇÕES REALIZADAS						
<i>Cenário N°</i>	<i>Barramento(s) em Falha</i>	<i>Cargas Desconectadas</i>	<i>Razão da Desconexão</i>	C_R [kW]	f_R	I_{CA}
1	Bus1	Load4	Rejeição de carga definida pelo sistema de reconfiguração	300	0,77	0,83
2	Bus1 e Bus7	Load3	Rejeição de carga definida pelo sistema de reconfiguração	160	0,41	0,44
		Load4	Rejeição de carga definida pelo sistema de reconfiguração			
		Load5	Isolamento de falha			
		Load6	Rejeição de carga definida pelo sistema de reconfiguração			
		Load7	Rejeição de carga definida pelo sistema de reconfiguração			
3	Bus1 e Bus5	Load2	Isolamento de falha	240	0,61	0,67
		Load4	Rejeição de carga definida pelo sistema de reconfiguração			

4.1.3 Rede Inteligente com Duas Microrredes

Com as microrredes SPS de 8 Barras e CERTS foi possível mostrar nas seções passadas que a metodologia de reconfiguração proposta permite que cada microrrede gerencie seus problemas internamente. Entretanto, a solução se limitou em não atender a cargas que em uma situação normal de funcionamento seriam atendidas. Foram registrados baixos níveis de desempenho no cenário 6 do caso SPS ($I_{CA} = 0,08$) e no cenário 2 do CERTS modificado ($I_{CA} = 0,44$). Logo, propõe-se neste trabalho uma rede constituída de microrredes que, além de se auto-gerenciar internamente, interajam-se, a fim de maximizar o percentual de cargas atendidas em situações de contingências.

A rede inteligente aqui proposta é formada por duas microrredes (“Microrrede a” e “Microrrede b”) baseadas, respectivamente, na SPS de 8 barras e na CERTS modificada. O diagrama unifilar e o grafo dessa rede inteligente estão ilustrados na Figura 20 e Figura 21. Para tornar tais microrredes compatíveis, foi realizado um escalamento nas potências dos geradores e das cargas da microrrede SPS. Além disso, criou-se um ponto de interconexão entre as microrredes através da chave TIE. Criaram-se também pontos de conexão entre cada microrrede e o SEP (barramentos PCC_a e PCC_b).

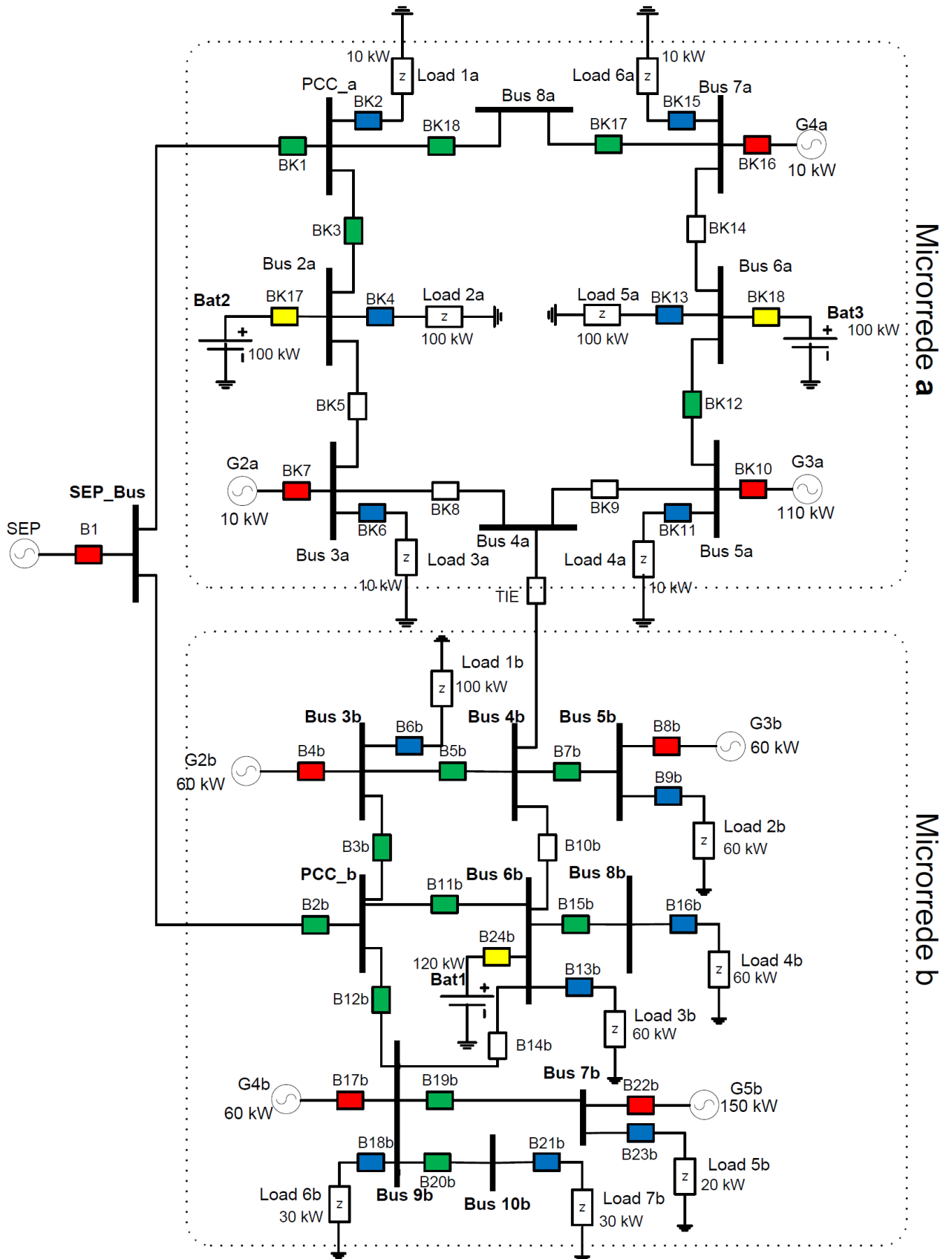


Figura 20 - Diagrama Unifilar referente ao caso Rede Inteligente com Duas Microrredes em estado normal.

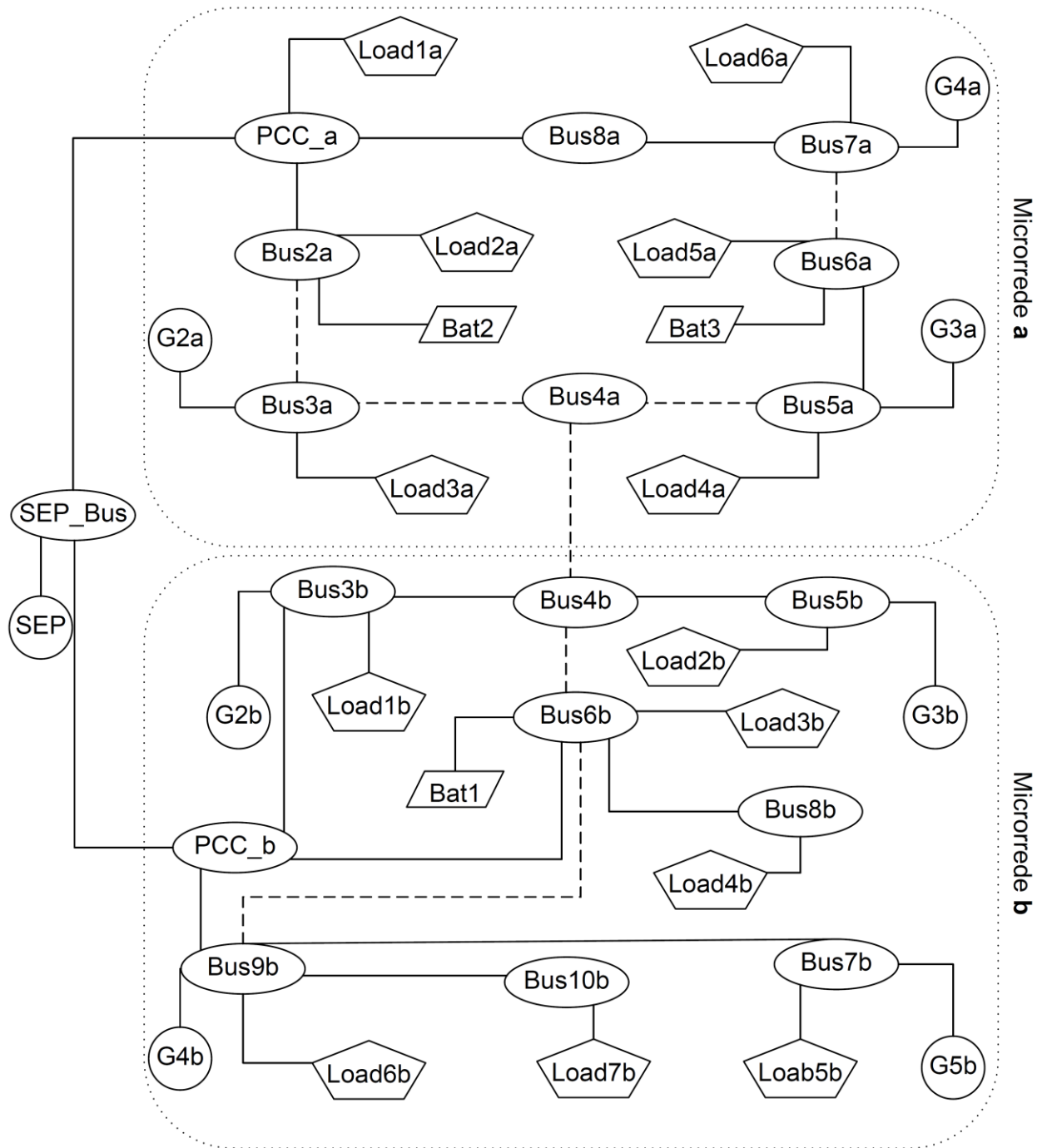


Figura 21 - Grafo referente ao caso Rede Inteligente com Duas Microrredes em estado normal.

Durante a investigação de uma rede inteligente com desempenho satisfatório, foram estudados alguns cenários listados na Tabela 14, com os respectivos indicadores de desempenho (I_{CA}), incluindo quais cargas foram rejeitadas e a razão de cada rejeição. Outros cenários relevantes também foram posteriormente simulados e os respectivos resultados estão listados no Apêndice D.

Tabela 14 – Investigação por uma rede inteligente com desempenho satisfatório.

Cenário	Falhas	Baterias	Reconfiguração e Cooperação entre microrredes	Cargas Desconectadas	Razão da Desconexão	I_{CA}		I_{CAM}	
						a	b		
1	-	Não	Não	-	-	1	1	1	
2	PCC_a PCC_b Bus7b	Não	Não	Load1a	Isolamento de falha	0,54	0,44	0,49	
				Load2a	Desequilíbrio entre demanda e oferta de potência e consequente rejeição de carga definida pelo sistema de reconfiguração				
				Load2b					
				Load3b					
				Load4b					
Load5b		Isolamento de falha							
3		PCC_a PCC_b Bus7b	Não	Sim	Load5b	Isolamento de falha	0,50	0,53	0,515
					Load1a	Isolamento de falha			
					Load3b	Desequilíbrio entre demanda e oferta de potência e consequente rejeição de carga definida pelo sistema de reconfiguração			
					Load4b				
	Load6b								
	Load4a								
Load5a									
4	PCC_a PCC_b Bus7b	Sim	Não	Load1a	Isolamento de falha	0,96	0,78	0,89	
				Load2b	Desequilíbrio entre demanda e oferta de potência e consequente rejeição de carga definida pelo sistema de reconfiguração				
				Load5b	Isolamento de falha				
5		PCC_a PCC_b Bus7b	Sim	Sim	Load5b	Isolamento de falha	0,96	0,94	0,95
					Load1a	Isolamento de falha			

No Cenário 1, cada microrrede possui interligação própria com o SEP. No entanto, ainda não dispõem de baterias, nem cooperação entre as microrredes e nem mesmo do mecanismo de reconfiguração. Na ausência de falhas, a potência fornecida pelo SEP se soma à capacidade total das microfones internas à rede. Dessa forma, o I_{CA} é máximo, pois todas as cargas são atendidas.

No Cenário 2 é simulada a ocorrência de falhas na rede inteligente do cenário anterior. Essas falhas são simultâneas e localizadas nos barramentos PCC_a, PCC_b e Bus7b (Figura 22). As duas primeiras fazem com que a rede inteligente fique totalmente isolada do SEP (em ilhamento), o que implica dizer que ela passa a depender de recursos próprios de geração. No entanto, a terceira falha faz com que a rede inteligente perca seu principal gerador (o gerador de 150kW), levando o sistema a uma situação crítica, conforme indicado pelo I_{CAM} .

O Cenário 3 é uma primeira tentativa de se melhorar o desempenho da rede inteligente com as falhas que caracterizaram o Cenário 2. Tal tentativa consiste em se promover a cooperação entre as microrredes através da aplicação de uma metodologia de reconfiguração. Tal cooperação foi proporcionada pela interligação entre as duas microrredes através do disjuntor TIE. De fato, o sistema de reconfiguração conectou as duas microrredes fechando as chaves entre Bus4b e Bus4a, e entre Bus4a e Bus5a. Essa interconexão (representada pelas arestas em negrito) criou um caminho entre a microfonte G3a (da “microrrede a”) até as cargas Load2b e Load1b (ambas da “Microrrede b”), o que se traduziu em uma melhora no desempenho da rede inteligente em comparação com o cenário anterior, isto é, o I_{CAM} aumentou de 0,49 para 0,515.

Um quarto cenário foi simulado (Cenário 4), conforme mostrado na Tabela 14. Neste, em vez da cooperação entre microrredes, adicionaram-se três baterias em pontos estratégicos, a saber: duas baterias na “Microrrede a”, conectadas aos barramentos Bus6a e Bus2a, os quais não possuem microfonte diretamente conectada; e uma na “Microrrede b”, conectada ao Bus6b, que também não possui nenhum gerador diretamente conectado e, além disso, atende a diversas partes da microrrede, mediante o fechamento dos disjuntores (normalmente abertos) B10b e B14b. Para simplificar as análises a serem feitas neste trabalho, considerou-se que as baterias estavam plenamente carregadas no momento em que ocorreram as falhas. Considerou-se ainda que elas são capazes de manter suas cargas durante o período em que são demandadas. Nesse cenário, conforme pode ser visto na Tabela 14, o I_{CAM} da rede inteligente aumentou consideravelmente com relação ao cenário anterior. Entretanto, esta é uma solução demasiada

cara⁷, justificando-se apenas em situações onde se requer minimizar a chance de uma determinada carga de grande importância (alta prioridade) não ser atendida.

No Cenário 5 foram utilizados tanto cooperação através de reconfiguração quanto o conjunto de baterias do cenário anterior. Nesse cenário o I_{CAM} subiu para 0,95, indicando que a maioria das cargas manteve seu atendimento pré-falha e, portanto, as consequências das falhas foram mitigadas.

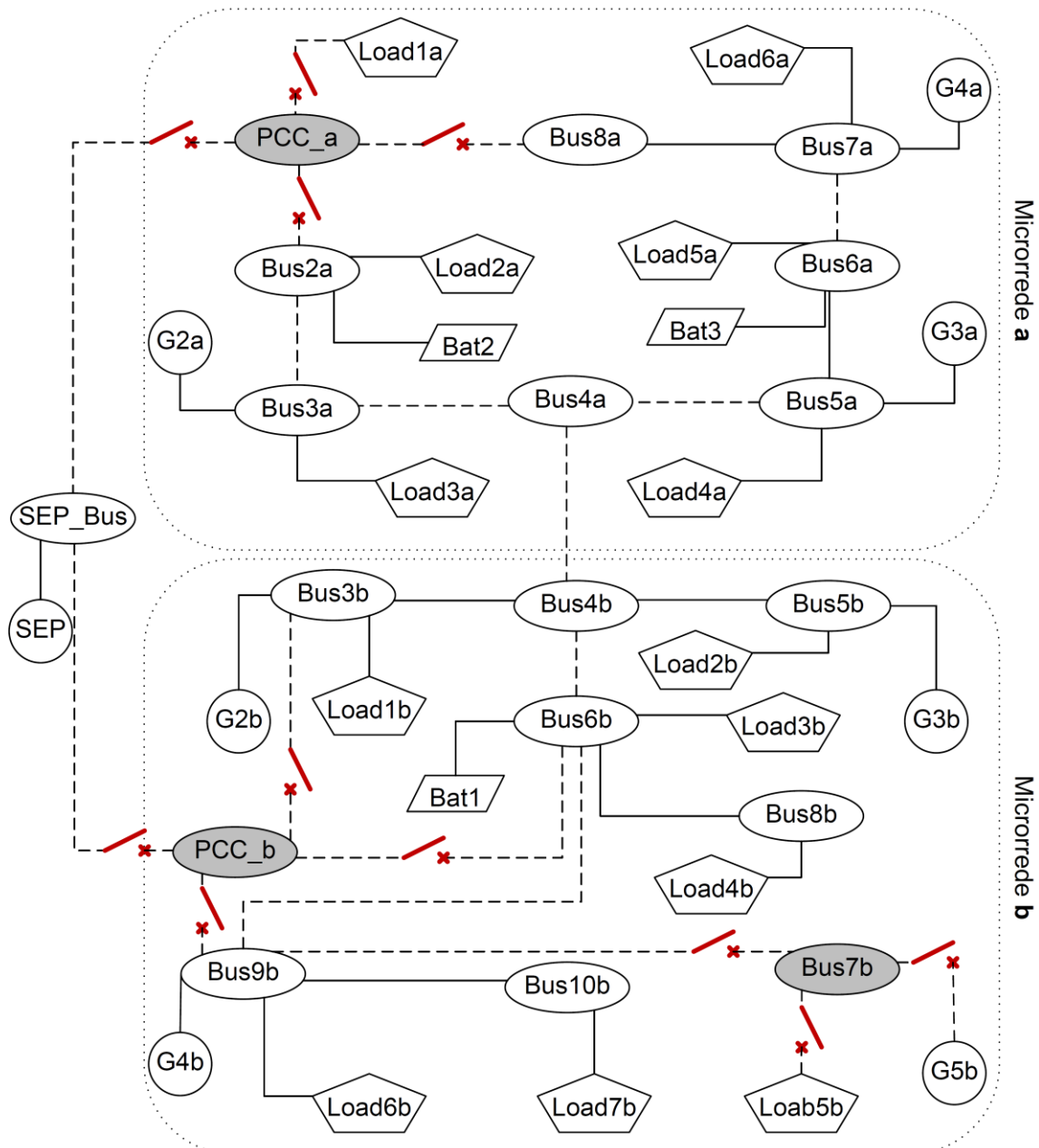


Figura 22 - Cenário 5: rede em estado de emergência após falha nos barramentos PCC_b, Bus7b e PCC_a.

⁷ O custo de baterias é superior a R\$ 300/ kWh (Soares, et al., 2010).

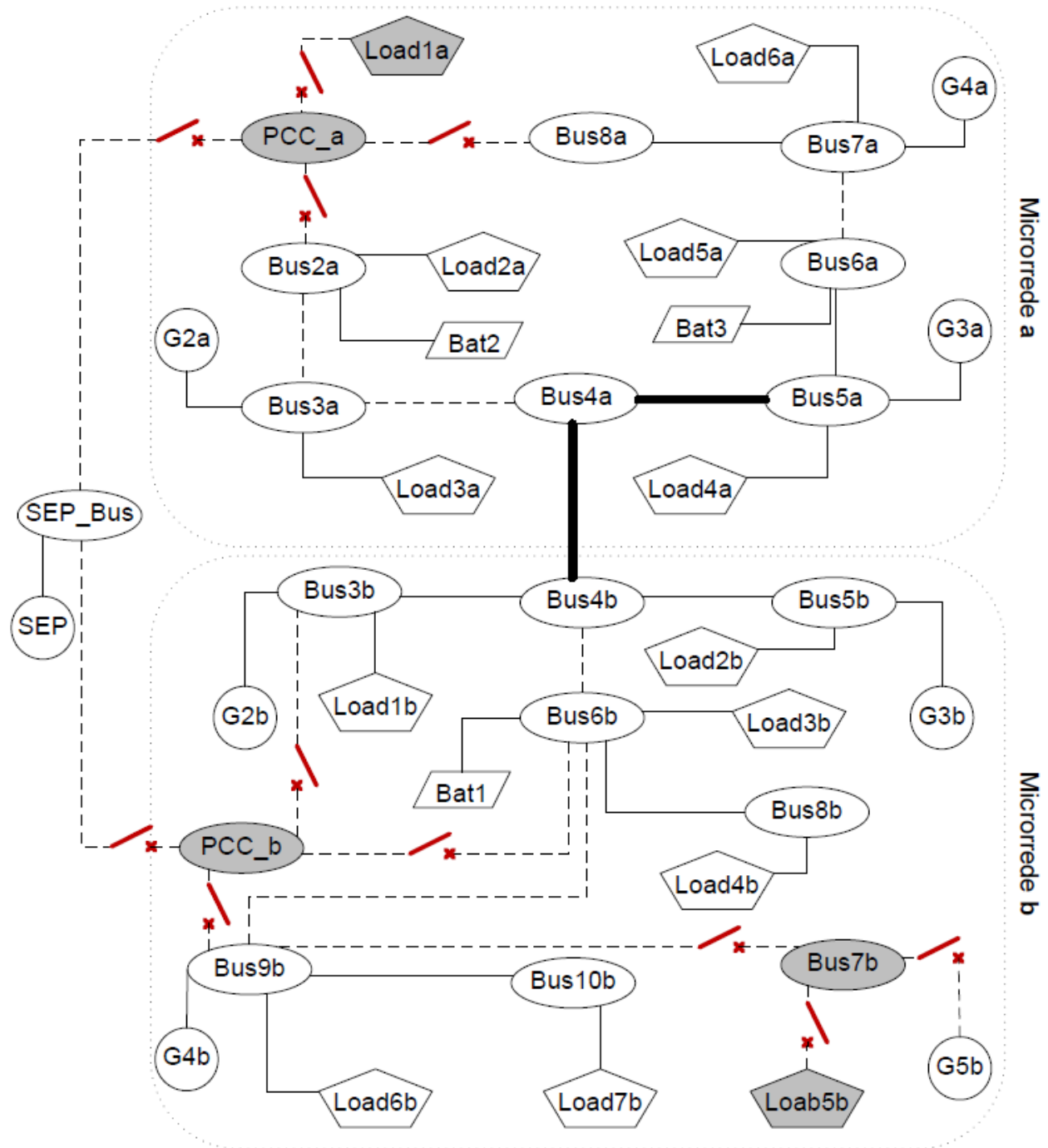


Figura 23 - Cenário 5: rede em estado de reconfiguração após falha nos barramentos PCC_b, Bus7b e PCC_a.

4.2 Conclusão dos Resultados

Na ausência de falhas, a potência fornecida pelo SEP através de PCC se soma à capacidade total das microfones internas, atendendo normalmente as cargas. No entanto, se ocorre ilhamento e/ou falha(s) interna(s) à microrrede, e a mesma ainda não dispõe de baterias, cooperação e nem mesmo reconfiguração, a rede pode ser levada a uma situação crítica com baixos desempenhos locais (I_{CA}) e globais (I_{CAM}) de reconfiguração. Promover a cooperação

entre microrredes interligadas pode melhorar o desempenho global de reconfiguração, com a consequente melhoria no I_{CAM} . Observa-se, por outro lado, que a utilização de baterias em uma microrrede pode melhorar seu desempenho local da reconfiguração (I_{CA}), tendo como contrapartida o relativo alto custo financeiro das baterias. E, finalmente, conclui-se que a aplicação da metodologia de reconfiguração (que inclui cooperação), associada á utilização de baterias, contribui para manutenção do estado pré-falha da microrrede, favorecendo tanto melhorias locais como globais (I_{CA} e I_{CAM}).

Capítulo 5: Conclusões

5.1 Considerações Finais

As redes inteligentes podem operar com diferentes topologias de interconexão (configurações) entre seus componentes, o que contribui para uma maior continuidade de suprimento às cargas. Os sistemas de proteção de redes inteligentes são projetados para detectar e desconectar componentes adjacentes a quaisquer nós da rede que estejam em falha, a fim de evitar que o problema se propague. Tais sistemas utilizam estratégia de proteção de sistemas elétricos em zonas, e seus componentes atuam de forma cooperativa e autônoma. No entanto, visto que as microrredes (as quais compõem as redes inteligentes) possuem uma capacidade limitada de geração de energia elétrica, isolar simplesmente os equipamentos em falha, em geral, não é suficiente para reestabelecer o balanço de potência quando ocorrem falhas mais severas. Logo, a resolução do chamado problema de reconfiguração apresenta caminhos alternativos, a fim de estabelecer conexões entre as cargas que não pertençam à região em falha e às fontes que permanecem disponíveis e conectadas à rede de energia.

Além das situações de falha, as soluções de reconfiguração de redes inteligentes são particularmente úteis e fundamentais para tratar o problema de intermitência, característico de geradores baseados em fontes renováveis, tais como, por exemplo, geradores eólicos e painéis fotovoltaicos.

O presente trabalho focou no estudo de uma metodologia de reconfiguração, com o intuito de manter o balanço de potência de porções de uma rede inteligente não atingidas por falhas e minimizar a rejeição de cargas, principalmente as de maior prioridade e de maior potência.

A principal realização dessa dissertação foi a apresentação de uma metodologia para reconfiguração de redes inteligentes de energia elétrica que inclui:

- Representação das redes de energia elétrica com grafos;
- Divisão interna das microrredes que compõem a rede inteligente em zonas de proteção;
- Manutenção de balanço entre capacidade de geração e demanda das cargas (balanço de potência);
- Algoritmo de reconfiguração com suporte de inteligência computacional na etapa de rejeição de carga;

- Formalização de indicadores de desempenho de reconfiguração, a fim de permitir a comparação de diferentes cenários e as soluções advindas da aplicação de distintas metodologias de reconfiguração que venham a ser propostas no futuro.

Podem-se ainda citar as seguintes realizações:

- Proposta de um conjunto de estados da topologia de uma rede inteligente, os quais ocorrem durante a execução da metodologia de reconfiguração;
- Apresentação de requisitos básicos de sistema de proteção para redes inteligentes;
- Aplicação de busca em largura (BFS) para encontrar possíveis caminhos com balanço de potência entre microfones e demanda de cargas quando ocorre situação de contingência;

A metodologia de reconfiguração de redes inteligentes foi aplicada a três casos de estudo. Os resultados obtidos foram caracterizados de forma qualitativa através de grafos, e de forma quantitativa através dos indicadores de desempenho formalizados na presente dissertação. Dessa forma, para reprodução de experimentos e caracterização, foram estudados os seguintes casos:

- SPS de 8 barras (Padamati, et al., 2007);
- CERTS modificado (Shariatzadeh, et al., 2011).

O terceiro caso estudado foi uma rede inteligente proposta pelo presente trabalho contendo duas microrredes, semelhantes às supracitadas SPS e CERTS, incluindo também as respectivas conexões com um Sistema Elétrico de Potência (SEP) e dispositivos de armazenamento de energia (baterias). As duas microrredes dessa rede inteligente trabalham em cooperação e, dessa forma, podem mitigar impactos de contingências.

Nos estudos de caso, as seguintes informações foram registradas para diversos cenários de contingência:

- Barramento(s) em falha;
- Cargas desconectadas (rejeitadas) para manter o balanço de potência;
- Razão de desconexão de cada carga. Nesse item, duas possíveis razões foram consideradas: isolamento de falha e rejeição de carga definida pelo sistema de reconfiguração;
- Grafos para caracterização qualitativa dos resultados de reconfiguração;
- Indicadores de desempenho para caracterização quantitativa dos resultados de reconfiguração.

A partir das informações registradas foi possível observar o que pode ocorrer com a rede inteligente quando se encontra em alguns dos seus possíveis estados: Estado Normal, Estado de Emergência e Estado de Reconfiguração.

Quando a rede inteligente opera em Estado Normal, de fato se encontra livre de contingências do tipo falhas, manutenção planejada ou desequilíbrio. Nesse estado, a potência fornecida pelo SEP através de PCC se soma à capacidade total das microfones internas atendendo normalmente as cargas.

Quando a rede inteligente encontra-se em Estado de Emergência, contingências ocorridas podem resultar em ilhamento e/ou falha(s) interna(s) em microrredes que compõem a rede inteligente.

Quando a rede inteligente está em Estado de Reconfiguração, o impacto das contingências sobre a continuidade de fornecimento depende dos recursos que a rede inteligente possui. Quando a mesma ainda não dispõe de baterias, cooperação e nem mesmo reconfiguração, a rede pode ser levada a uma situação crítica com baixos desempenhos locais (I_{CA}) e globais (I_{CAM}) de reconfiguração. Promover a cooperação entre microrredes interligadas pode melhorar o desempenho global de reconfiguração, com consequente melhoria no I_{CAM} . Observa-se, por outro lado, que a utilização de baterias em uma microrrede pode melhorar seu desempenho local de reconfiguração (I_{CA}), tendo como contrapartida o relativo alto custo financeiro das baterias. E, finalmente, conclui-se que a aplicação da metodologia de reconfiguração (que inclui cooperação), associada à utilização de baterias, contribui para a manutenção do estado pré-falha da microrrede, favorecendo tanto melhorias locais como globais (I_{CA} e I_{CAM}). Portanto, a análise dos resultados revelou que a metodologia aplicada funciona de forma satisfatória para os casos estudados, sendo uma boa alternativa para usar a energia produzida por redes inteligentes de forma eficiente.

5.2 Trabalhos futuros

O presente trabalho foca na condição de operação estável (em regime permanente), isto é, após o transitório entre os possíveis modos de operação da rede inteligente. Dessa forma, considerou-se que as baterias estavam plenamente carregadas no momento em que ocorreram as falhas, e que elas são capazes de manter suas cargas durante o período em que são demandadas. A intermitência das fontes renováveis que compõem cada microrrede também foi igualmente abstraída. Dessa forma, entre os possíveis tópicos para trabalhos futuros, inclui-se a análise do desempenho da reconfiguração em função dos transitórios do

sistema como, por exemplo, carga/descarga das baterias e intermitência característica das fontes renováveis.

Além disso, a função de avaliação (Equação 2) da etapa de rejeição de carga do algoritmo de reconfiguração possui dois fatores de ponderação, um relacionado à magnitude de potência das carga (W_M) e outro relacionado à prioridade das cargas (W_P). No presente trabalho, tais fatores foram considerados iguais a 0,5, dando igual peso às duas características. Entretanto, acreditamos que, dependendo do cenário de reconfiguração, a característica de potência de carga pode ser mais importante do que a característica de prioridade da carga e vice-versa. Logo, os fatores de ponderação podem ser ajustados de forma automática, a fim de “otimizar” solução de reconfiguração.

O conceito de redes inteligentes simplifica a interação entre fontes de energia e consumidores, de forma semelhante ao que já ocorre na internet (Rey, 2011). Dessa forma, cada consumidor de energia se torna um potencial fornecedor de energia elétrica e, tanto fontes como cargas podem ser conectadas/desconectadas a qualquer instante (*plug-and-play*) na rede elétrica. Dessa forma, em uma rede inteligente, o somatório das cargas instaladas pode naturalmente ser maior que a geração instalada, pois as cargas não ficam necessariamente todas conectadas o tempo todo. Nesse caso, a eventual conexão de uma nova carga pode causar o desequilíbrio entre capacidade de geração e a potência nas cargas (balanço de potência), de modo a requerer uma reconfiguração da rede inteligente. Essa nova carga com intenção de obter conexão com rede inteligente, deveria ter a possibilidade de informar por comunicação digital a sua potência e prioridade para o EMS da rede, a fim de receber autorização para conexão. Caso essa autorização seja concedida, em razão do nível de potência e prioridade da carga, uma reconfiguração da rede pode ser necessária, com eventual mudança de topologia e desligamento de outras cargas menos prioritárias. Portanto, outro item para futuros trabalhos seria incluir o evento “desequilíbrio no balanço de potência” entre as situações que podem desencadear o processo de reconfiguração da rede inteligente.

Referências Bibliográficas

- Aamodt, A. & Plaza, E., 1994. Case-Based Reasoning: Foundational Issues, Methodological Variations, and System Approaches. *AICom - Artificial Intelligence Communications*, Volume Vol. 7: 1, pp. pp. 39-59..
- ABB - Asea Brown Boveri Ltd, 2008. *When Grids Get Smart - ABB's Vision for the Smart Grid*. [Online] Disponível em: [http://www02.abb.com/db/db0003/db002698.nsf/0/23bd705661c12f6ec12575bb002a5be9/\\$file/ABB+paper+smart+grids+June+version.pdf](http://www02.abb.com/db/db0003/db002698.nsf/0/23bd705661c12f6ec12575bb002a5be9/$file/ABB+paper+smart+grids+June+version.pdf) [Acesso em 24 Agosto 2012].
- ABB, 2012. *Type CO Circuit Opening Overcurrent Relay*. [Online] Disponível em: [http://www05.abb.com/global/scot/scot229.nsf/veritydisplay/913b92760e5ed74085256eac00564bc3/\\$file/41-103h.pdf](http://www05.abb.com/global/scot/scot229.nsf/veritydisplay/913b92760e5ed74085256eac00564bc3/$file/41-103h.pdf). [Acesso em 07 Agosto 2012].
- Ahuja, A., Das, S. & Pahwa, A., 2007. An AIS-ACO Hybrid Approach for Multi-Objective Distribution System Reconfiguration. *IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS*, 22(3).
- Amin, M. M., Moussa, H. B. & Mohamed, O. A., 2012. Wide area measurement system for smart grid applications involving hybrid energy sources. *Energy Systems Optimization, Modeling, Simulation, and Economic Aspects*, 14 Janeiro.
- Anderson, P. M., 1998. *Power System Protection*. s.l.:John Wiley & Sons.
- ANEEL, 2010. *ANEEL abre audiência para definir novo padrão de medidor de energia*. [Online] Disponível em: http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/noticias/Output_Noticias.cfm?Identidade=3571&id_area=90 [Acesso em Julho 2011].
- Berg Insight's, 2009. *Smart Metering in Western Europe*. [Online] Disponível em: <http://berginsight.com/ReportPDF/ProductSheet/bi-sm6-ps.pdf> [Acesso em Julho 2011].
- Bi, T., Ni, Y., Shen, C. M. & Wu, F. F., 2002. Efficient multiway graph partitioning method for fault section estimation in large-scale power networks. *Generation, Transmission and Distribution, IEE Proceedings-*, Maio, 149(3), pp. 289-294.
- Blackburn, J. L. & Domin, T. J., 2006. Introduction and General Philosophies. In.: *Protective Relaying - Principles and Applications - Third Edition*. s.l.:Taylor & Francis Group, LLC.
- Borlick, R. L., 2010. *Pricing negawatts: DR design flaws create perverse incentives*. [Online] Available at: http://www.fortnightly.com/uploads/08012010_EnergyRisk1.pdf [Acesso em 29 Março 2012].

- Brahma, S. M. & Girgis, A. A., 2004. Multi-agents based protection for distributed generation systems. *IEEE Trans. Power Delivery*, pp. 56-63.
- Cecati,, C., Mokryani, G., Piccolo, A. & Siano, P., 2010. *An Overview on the Smart Grid Concept*. s.l., s.n.
- CERTS, 2012. *Consortium for Electric Reliability Technology Solutions*. [Online] Available at: <http://certs.lbl.gov/> [Acesso em 16 agosto 2012].
- Chai, S.-K. & Sekar, A., 2001. *GRAPH THEORY APPLICATION TO DEREGULATED POWER SYSTEM*. s.l., IEEE, pp. 117-121.
- EEl, 2006. *Deciding on "Smart" Meters: The Technology Implications*". [Online] Disponível em: http://www.eei.org/ourissues/electricitydistribution/Documents/deciding_on_smart_meters.pdf [Acesso em Julho 2011].
- Engelbrecht, A. P., 2007. *Computational Intelligence - An Introduction*. 2ª ed. Pretoria, South Africa: John Wiley & Sons, Ltd.
- EXAME, 2011. [Online] Disponível em: <http://exame.abril.com.br/economia/meio-ambiente-e-energia/noticias/audiencia-debate-novo-modelo-de-medidor-eletronico>
- Farhangi, H., 2010. The path of the smart grid. *IEEE Power and Energy Magazine* , Fevereiro, pp. 18 - 28.
- Fehrenbacher, K., 2011. [Online] Disponível em: <http://gigaom.com/cleantech/another-reason-we-need-the-smart-grid-record-heat/> [Acesso em Julho 2011].
- FERC, 2008. [Online] Disponível em: <http://www.ferc.gov/legal/staff-reports/12-08-demand-response.pdf> [Acesso em Julho 2011].
- Glover, J. D., Sarma, M. S. & Overbye, T. J., 2012. *Power System - Analysis & Design*. 5ª ed. s.l.:Cengage Learning.
- Haron, A. R., Mohamed, A. & Shareef,, H., 2012. A Review on Protection Schemes and Coordination Techniques in Microgrid System. *Journal of Applied Sciences*, Issue 12, pp. 101-112.
- Haupt, R. L. & Haupt, S. E., 2004. *PRACTICAL GENETIC ALGORITHMS*. 2ª ed. Hoboken: New Jersey.
- Hewitson, L., Brown, M. & Ramesh, B., 2004. Practical Power Systems Protection. In:: s.l.:Newnes - Elsevier, pp. 133-145.
- IEEE Power & Energy Society , 1997. Proposed terms and definitions for flexible AC transmission system (FACTS). *IEEE Transactions on Power Delivery*, Volume 12 Issue:4, pp. 1848 - 1853.

- IEEE, 2012. *IEEE Global History Network*. [Online] Disponível em: http://www.ieeeahn.org/wiki/index.php/Pearl_Street_Station [Acesso em 29 Setembro 2012].
- Javadian, S. A., Haghifam, M. R. & Barazandeh, P., 2008. *An adaptive over-current protection scheme for MV distribution networks including DG*. Cambridge, s.n., pp. 2520-2525.
- Kagan, N., Schmidt, H. P., Oliveira, C. C. B. & Kagan, H., 2009. Problema da Reconfiguração da Rede em Situação de Contingência. In: *Métodos de Otimização Aplicados a Sistemas Elétricos de Potência*. São Paulo: Blucher, p. 119.
- Kezunovic, M., Liu, C.-C., McDonald, J. & Smith, L., 2001. *IEEE Tutorial on Fault Analysis*, College Station, TX: Texas A&M University.
- Kezunovic, M., Spasojevic, P., Fromen, C. & D.R., S., 1993. An expert system for transmission substation event analysis. *IEEE Transactions on Power Delivery*, Volume 8 Issue:4, pp. 1942 - 1949.
- Kindermann, G., 2005. Relé de Distância. In: *Proteção de Sistemas Elétricos de Potência*. 2ª ed. Florianópolis - SC: s.n., pp. 179-196.
- Kumar, N., Srivastava, A. K. & Schulz, N. N., 2007. *Shipboard Power System Restoration Using Binary Particle Swarm Optimization*. Las Cruces, NM, Power Symposium, 2007. NAPS '07. 39th North American.
- Lasseter, R. H., 2002. *MicroGrids*, s.l.: Consortium for Electric Reliability Technology Solutions.
- Lasseter, R. H., 2007. Microgrids and Distributed Generation. *Journal of Energy Engineering, American Society of Civil Engineers*, setembro.
- Lasseter, R. H. & Piagi, P., 2004. *Microgrid: A Conceptual Solution*. Madison, WI, USA, Power Electronics Specialists Conference, 2004. PESC 04. 2004 IEEE 35th Annual.
- Linden, R., 2012. *Algoritmos Genéticos*. 3ª ed. Rio de Janeiro: Ciência Moderna.
- Li, Z., Chen, X., Yu, K. & Liu, H., 2008. *A Hybrid Particle Swarm Optimization Approach for Distribution Network Reconfiguration Problem*. Pittsburgh, PA, Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century.
- Luan, W. P., Irving, M. R. & Daniel, J. S., 2002. Genetic algorithm for supply restoration and optimal load shedding in power system distribution networks. *IEEE Proc: -Gener. Transm. Distrib*, 149(2).
- Mao, Y. & Miu, K. N., 2003. Switch Placement to Improve System Reliability for Radial Distribution Systems with Distributed Generation. *IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS*, 4 Novembro, 18(4), pp. 1346- 1352.

- Ma, Y. et al., 2009. *An Initial study on computational intelligency for smart grid*. Baoding, IEEE.
- Mason, C. R., 1956. *The Art & Science of Protective Relaying*. [Online]
Available at: <http://www.gedigitalenergy.com/multilin/notes/artsci/artsci.pdf>
[Acesso em 08 Agosto 2012].
- McDonald, J., 2003. Substation automation. IED integration and availability of information. *Power and Energy Magazine*, Volume 1 Issue:2 , pp. 22-31.
- NEMA, 2008. *NEMA Defines Electric Supply Chain "Intelligence"*. [Online]
Available at: <http://www.nema.org/news/Pages/2008-01-22-NEMA-Defines-Electric-Supply-Chain-Intelligence.aspx>
[Acesso em 14 Outubro 2012].
- NEMA, 2009. *Levels of Intelligence - White Paper*. [Online] Disponível em:
http://www.nema.org/Policy/Energy/Smartgrid/Documents/Levels_of_Intelligence_White_Paper.pdf [Acesso em 14 Outubro 2012].
- Nguyen, P. H. et al., 2012. *Application of the Graph Theory in Managing*. [Online]
Disponível em: <http://www.intechopen.com/books/new-frontiers-in-graph-theory/application-of-the-graph-theory-in-managing-power-flows-in-future-electric-networks>
- Nuqui, R. F., 2001. *State Estimation and Voltage Security Monitoring Using Synchronized Phasor Measurements*, Blacksburg: s.n.
- Oualmakran, Y., Meléndez, J. & Herraiz, S., 2011. *Opportunities and challenges for smart power restoration and reconfiguration*, Girona, Spain: IEEE.
- Padamati, R. K., Schulz, N. N. & Srivastava, A. K., 2007. *Application of Genetic Algorithm for Reconfiguration of Shipboard Power System*. Las Cruces, NM, Power Symposium, 2007. NAPS '07. 39th North American.
- Panigranhi, B. K., Abraham, A. & Das, S., 2010. *Computacional Intelligence in power Engineering*. Berlin: Springer-Verlag.
- QIAO, Y., LU, Z. & MEI, S., 2009. *Microgrid reconfiguration in catastrophic failure of large power systems*. Nanjing, China, s.n.
- Rey, J. P., 2011. *Renewable Energy / Microgrids and Smart Grids (Course Notes - Minicourse)*. Vitória - ES - Brasil: UFES - DEL.
- Sedgewick, R., 1990. *Algorithms in C*. s.l.:Addison-Wesley.
- Sedgewick, R., 2001. *Algorithms in C, Part 5: Graph Algorithms (3rd Edition): Graph Algorithms Pt.5*. 3ª ed. s.l.:Addison-Wesley Professional.

- Shariatzadeh, F., Zamora, R. & Srivastava, A. K., 2011. *Real Time Implementation of Microgrid Reconfiguration*. Pullman, WA, USA , North American Power Symposium (NAPS).
- Sioshansi, F. P., 2012. *Integrating Renewable, Distributed & Efficient Energy*. s.l.:Academic Press - Elsevier.
- Soares, G. F. W. et al., 2010. Comparação De Custos Entre Sistemas Fotovoltaicos Individuais E Minicentrais Fotovoltaicas Para Eletrificação Rural. Belém, CEPEL; ELETROBRAS
- U.S. Department of Energy, s.d. *The Smart Grid: An Introduction*. [Online] Disponível em: <http://energy.gov/oe/downloads/smart-grid-introduction-0> [Acesso em 13 10 2012].
- US Department of Energy, 2012. *Smart Grid Energy Definitions and Glossary*. [Online] Disponível em: http://www.synaptitudeconsulting.com/knowledge/smart_grid_center/smart_grid_energy_definitions_a_j [Acesso em 29 Março 2012].
- Venayagamoorthy, G. K., 2011. Dynamic, Stochastic, Computational and Scalable Technologies for Smart Grids. *IEEE COMPUTATIONAL INTELLIGENCE MAGAZINE*, Agosto, pp. 22 - 35.
- Vuppapapati, S. H. K. & Srivastava, A. K., 2010. Application of ant colony optimization for reconfiguration of shipboard power system. *International Journal of Engineering, Science and Technology*, Volume 2, pp. 119-131.
- Wang, X. & Vittal, V., 2004. *System Islanding Using Minimal Cutsets with Minimum Net Flow*. s.l., IEEE, pp. 379 - 384.
- Zeng, X., Li, K. K., Chan, W. L. & Su, S., 2004. *Multi-agents based protection for distributed generation systems*. Hong Kong, s.n., pp. 393-397.

APÊNDICE A - Conceitos básicos de Teoria de Grafos:

- Introdução à Teoria de Grafos
- Representação de Grafos
- Métodos de Busca em Grafos
- Digrafos

Introdução á Teoria de Grafos

Diversos problemas são formulados em termos de objetos e suas interconexões. Os circuitos elétricos são um exemplo óbvio, visto que seus elementos (capacitores, resistores, indutores, entre outros) estão fisicamente conectados entre si. Tais circuitos podem ser representados e processados computacionalmente a fim de responder perguntas simples como, por exemplo, “Os elementos do circuito estão todos interconectados?”; ou ainda perguntas mais complexas como “Se esse circuito for construído, funcionará?”. A resposta para a primeira pergunta depende apenas das propriedades das interconexões (condutores elétricos), no entanto a resposta para a segunda pergunta depende de informações detalhadas tanto sobre as interconexões quanto dos objetos que elas conectam. Essas situações podem ser adequadamente representadas através de grafos.

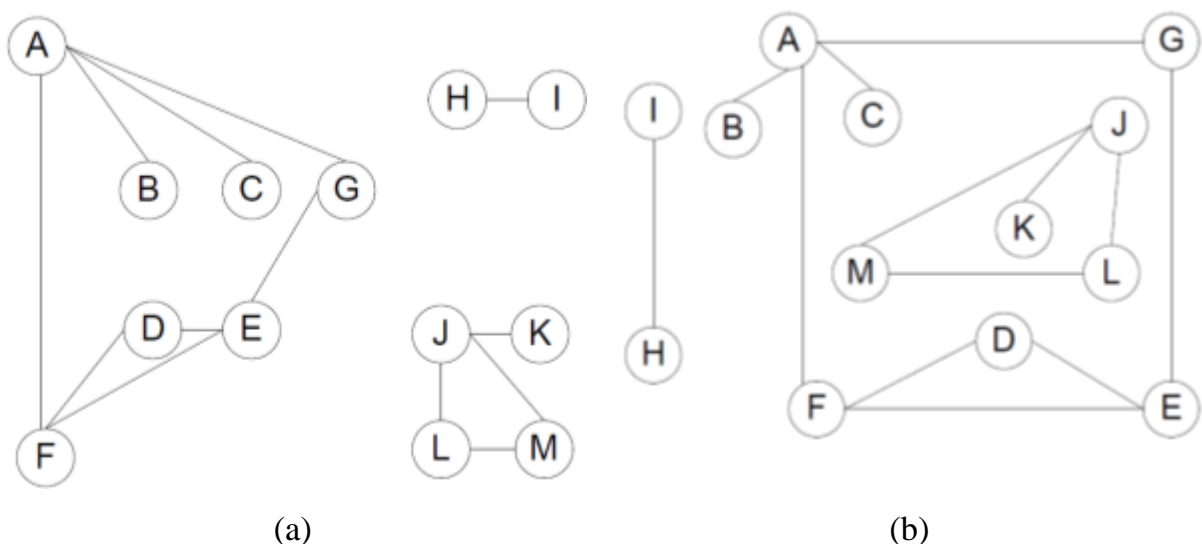


Figura 24 - Duas representações do mesmo grafo.

Um grafo é um conjunto de vértices e arestas (Sedgewick, 1990). *Vértices* são objetos simples os quais podem possuir nomes e propriedades. Uma *aresta* (*edge*) é a conexão entre

dois vértices. Pode-se desenhar um grafo marcando, por exemplo, pontos como vértices e traçando linhas para interconectar os vértices, no entanto deve-se considerar que grafos são definidos independentes de sua representação. Por exemplo, os dois desenhos da Figura 24 representam o mesmo grafo. Pode-se definir o grafo da Figura 24 afirmando que ele consiste do conjunto de vértices A B C D E F G H I J K L M e do conjunto de arestas entre os vértices AG AB AC LM JM JL JK ED FD HI FE AF GE.

Um *caminho (path)* entre dois vértices quaisquer x e y é uma lista de vértices no qual sucessivos vértices são conectados por arestas do grafo. Por exemplo, BAFEG é um caminho de B a G na Figura 24.

Representação de Grafos

Para processar grafos computacionalmente o primeiro passo é mapear os nomes (*id*) dos vértices a um inteiro entre 1 e V , onde V é a quantidade total de vértices no grafo. A principal utilidade desse mapeamento é o acesso rápido (indexado) à informação de cada vértice. Uma forma direta de representação do grafo é a chamada *matriz de adjacência* (ou matriz de conectividade). Trata-se uma matriz quadrada (dimensão V) e com valores booleanos. Se o elemento da linha x e coluna y for igual a 1 (*true*) então há uma aresta que estabelece conexão entre os vértices x e y e, em grafos direcionados, o sentido dessa conexão seria de x para y . Ainda para grafos direcionados, se o elemento da linha y e coluna x for igual a 1, então existe aresta que realiza conexão no sentido de y para x . A matriz de adjacências para o grafo da Figura 24 está na Figura 25.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M
A	1	1	1	0	0	1	1	0	0	0	0	0	0
B	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
C	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
D	0	0	0	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0
E	0	0	0	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0
F	1	0	0	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0
G	1	0	0	0	1	0	1	0	0	0	0	0	0
H	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0
I	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0
J	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1
K	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0
L	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	1
M	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	1

Figura 25 - Representação de uma matriz de adjacências

A representação na forma de matriz de adjacências tem desempenho satisfatório

somente para grafos *densos*, ou seja, com a maioria dos elementos da matriz com valor lógico 1. A matriz de adjacências requer V^2 bits para armazenamento e V^2 passos para inicializá-la. Se o número de vértices (o número de bits 1's na matriz) é proporcional a V^2 , então o tempo de inicialização é aceitável pois são também necessários V^2 passos para ler todas as arestas. No entanto, se o grafo é *esparso* (maioria dos elementos da matriz com valor lógico zero), a simples inicialização da matriz pode se tornar o fator dominante no tempo de execução do algoritmo.

A representação na forma de *estrutura de adjacências* é mais adequada para a representação de grafos esparsos (Sedgewick, 2001). Na estrutura de adjacências cada vértice possui uma *lista de adjacências* com todos os vértices conectados ao mesmo. A estrutura de adjacências para o grafo da Figura 24 está na Figura 26. Nesse tipo de representação cada vértice também é representado duas vezes: uma aresta conectando x e y é representada como um vértice contendo x na lista de adjacências de y e um vértice contendo y na lista de adjacências de x .

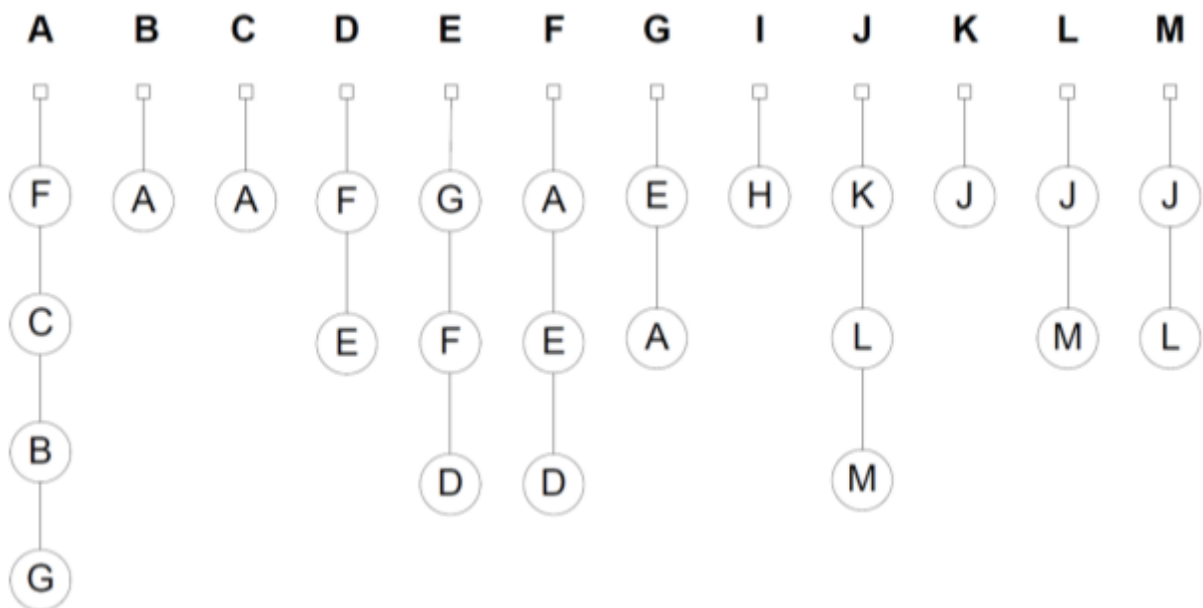


Figura 26 - Uma representação em estrutura de adjacências.

Normalmente é necessário associar outras informações aos vértices e arestas do grafo, a fim de permitir que o mesmo modele objetos mais complexos (Sedgewick, 1990). Podem-se associar informações adicionais a cada vértice utilizando matrizes ou vetores (*arrays*) indexados a partir do índice dos vértices.

Métodos de Busca em Grafos

Os algoritmos de busca em grafos permitem que os mesmos sejam percorridos, e que sejam respondidas questões como, por exemplo, “Qual o menor caminho?” ou “Quais elementos do grafo estão conectados?”.

Uma técnica chamada *busca em profundidade* (*Depth-first search* - DFS) sempre escolhe pesquisar em “maior profundidade” no grafo durante a busca. Portanto, a DFS escolherá sempre o próximo vértice adjacente (filho - *children*) ainda não visitado, até atingir um vértice cujos filhos já tenham sido todos visitados anteriormente. Quando isso ocorre, o algoritmo retorna ao vértice anterior, e continua a busca a partir do mesmo através de vértices ainda não explorados. Uma forma de representar a operação de busca é redesenhar o grafo conforme indicado na *árvore de busca* da Figura 27, o qual se refere ao grafo da Figura 24. Ao percorrer a árvore em pré-ordem⁸ obtemos a ordem em que os elementos foram percorridos durante a busca. Para a porção do grafo da Figura 24 com elementos de A até G, por exemplo, a ordem seria: A F E G D C B.

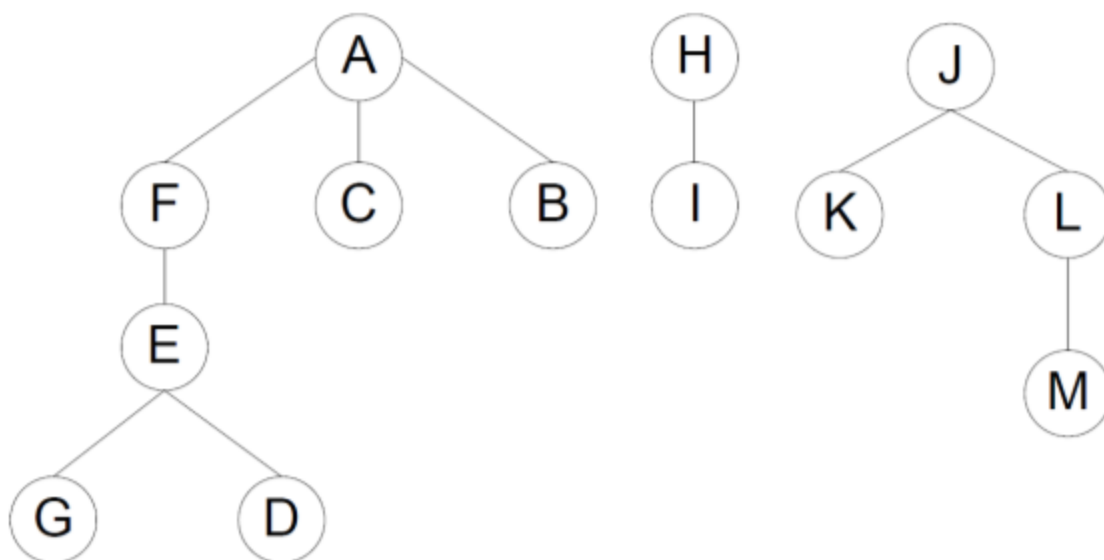


Figura 27 - Árvore de busca em profundidade.

Outra técnica clássica de busca em grafos é a busca em largura (*Breadth-First Search* - BFS). Nesse algoritmo primeiramente são percorridos todos os filhos de um vértice antes de proceder percorrendo filhos dos filhos. Quando a BFS é aplicada ao grafo da Figura 24 é obtida a árvore de busca da Figura 28.

⁸Estratégia de exploração que visita primeiro o nó raiz, depois o filho mais à esquerda e finalmente o mais à direita.

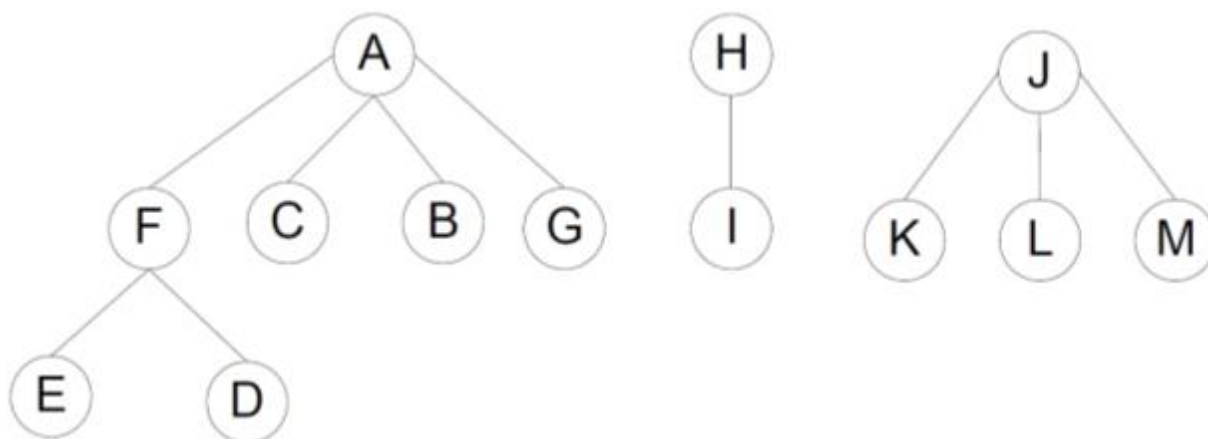
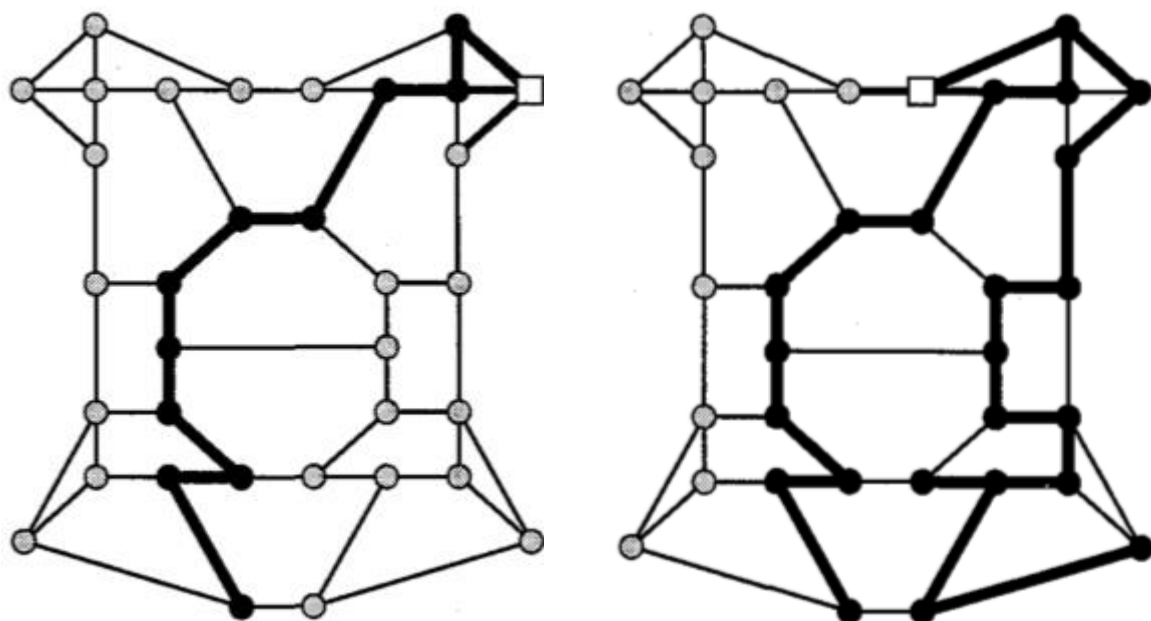


Figura 28 - Árvore de busca em largura.

Nesse caso, para a porção do grafo da Figura 24 com elementos de A até G, a ordem seria: A F E D C B G.

O contraste entre a DFS e a BFS é mais evidente quando é observamos sua aplicação a um grafo maior (Sedgewick, 1990). A Figura 29 mostra a operação de busca em profundidade em um grafo nos instante em que a busca já percorreu 1/3 e 2/3 do total do grafo. A Figura30 também ilustra os estados correspondentes a 1/3 e 2/3 da operação, no entanto, nesse caso foi utilizada busca em largura.



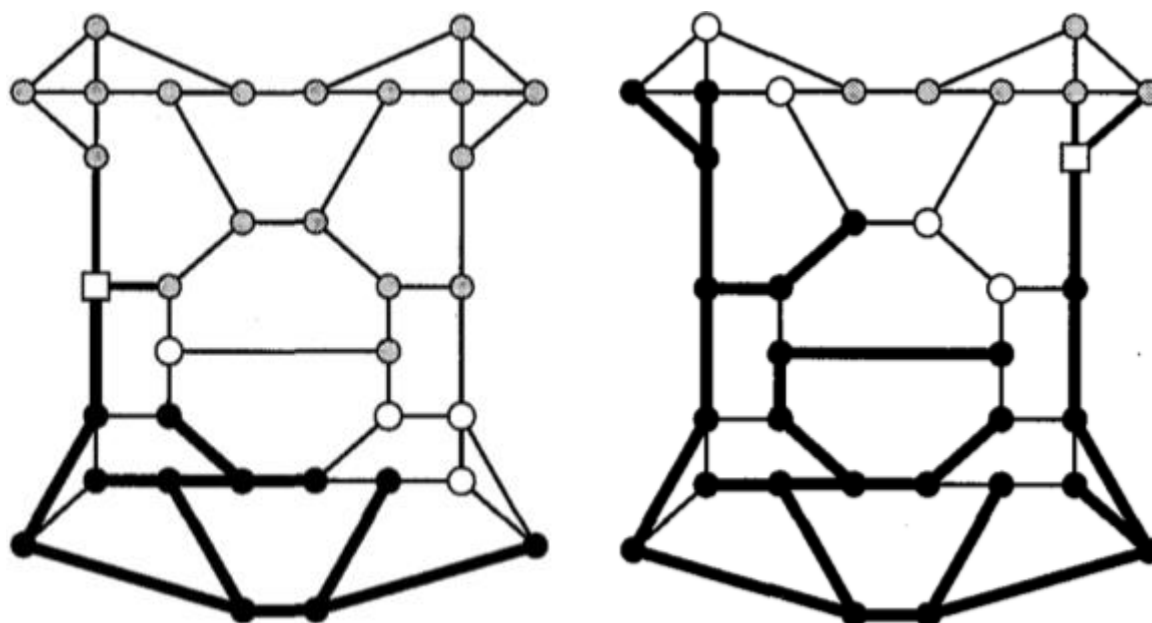
(a) Após percorrer 1/3 do total do grafo

(b) Após percorrer 2/3 do total do grafo

Figura 29 - Busca em profundidade em um grafo maior (Sedgewick, 1990).

Nos diagramas da Figura 29 e Figura30 os vértices e arestas já percorridos estão em

negrito, os vértices não visitados estão em cinza. Tanto nos diagramas da BFS como no da DFS a busca foi iniciada no vértice inferior esquerdo. Observa-se que a busca em profundidade percorre o grafo através de vértices cada vez mais distantes da origem, retornando para vértices mais próximos da origem da busca somente quando encontra um vértice sem vizinho que ainda não foram visitados. A busca em largura, por sua vez, percorre primeiramente todos os vértices mais próximos para depois procurar em vértices mais afastados.



(a) Após percorrer 1/3 do total do grafo

(b) Após percorrer 2/3 do total do grafo

Figura30 - Busca em largura em um grafo maior (Sedgewick, 1990)

Dígrafos

Os grafos mostrados até aqui nessa subseção são todos do tipo não direcionado. Nos grafos direcionados, também conhecidos como *dígrafos*, as arestas são unidirecionais: considera-se que o par de vértices, que definem uma aresta, estão em determinada ordem que especifica a adjacência unidirecional. Dessa forma é somente possível ir do primeiro vértice para o segundo, e não o contrário (Sedgewick, 2001). Muitas aplicações (por exemplo, grafos que representam um sistema de distribuição de energia elétrica) são naturalmente representadas por meio de dígrafos.

As arestas de dígrafos são consideradas direcionadas, sendo que seu primeiro vértice é chamado de fonte (ou *source*) e o segundo é o destino. Na representação do mesmo são desenhadas setas traçadas a partir da fonte, apontado para o destino.

APÊNDICE B - Fundamentos de Sistemas de Proteção de Sistemas Elétricos:

- Proteção por relé de sobrecorrente
- Proteção por relé direcional
- Zonas de Proteção

Proteção por relé de sobrecorrente

Os sistemas de proteção possuem três componentes básicos:

1. Transformadores de instrumentação;
2. Relés;
3. Disjuntores.

A Figura 31 mostra um diagrama esquemático básico de proteção contra sobrecorrente com: (1) um tipo de transformador de instrumentação (o transformador de corrente - TC); (2) um relé de sobrecorrente (SC); e (3) um disjuntor (DJ) para uma linha monofásica. A função do TC é reproduzir em seu enrolamento secundário uma corrente I' que é proporcional à corrente I de seu enrolamento primário. O TC converte correntes do primário da ordem de quilo ampères para correntes no secundário na faixa de 0-5 ampères, por conveniência de medida.

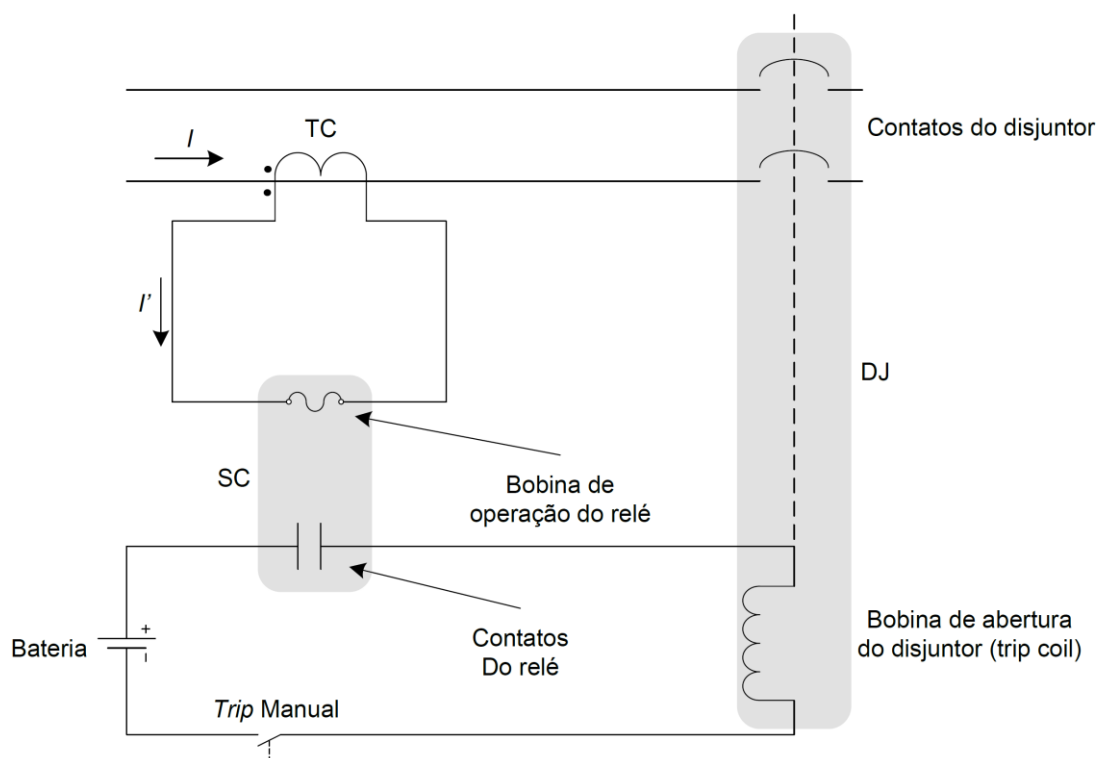


Figura 31 - Esquemático de proteção contra sobrecorrente

Existem dois tipos de relés de sobrecorrente, os instantâneos e os temporizados (*time-delay*). A função dos relés é discriminar entre operação normal e condições de falha do sistema elétrico (Mason, 1956). O relé SC da Figura 31 possui uma bobina de operação, a qual é conectada ao enrolamento secundário do TC. O relé de sobrecorrente instantâneo responde a magnitudes de corrente de entrada, conforme mostrado pelas regiões de abertura do disjuntor (*trip*) e de bloqueio (**Figura 32**). Quando I_p excede uma corrente específica de acionamento, chamada de corrente de *pick-up*, I_p , a bobina de operação faz com que os contatos normalmente abertos do relé fechem “instantaneamente”. Quando os contatos do relé fecham, a bobina de abertura do disjuntor (*tripcoil*) é energizada, resultando no *trip* do disjuntor. Os relés de sobrecorrente instantâneos tratam transientes com valores de pico maiores que I_p como se fossem falhas e acionam o *tripcoil* do disjuntor. Para permitir que transientes de menor impacto sejam desprezados, é necessário adicionar algum atraso.

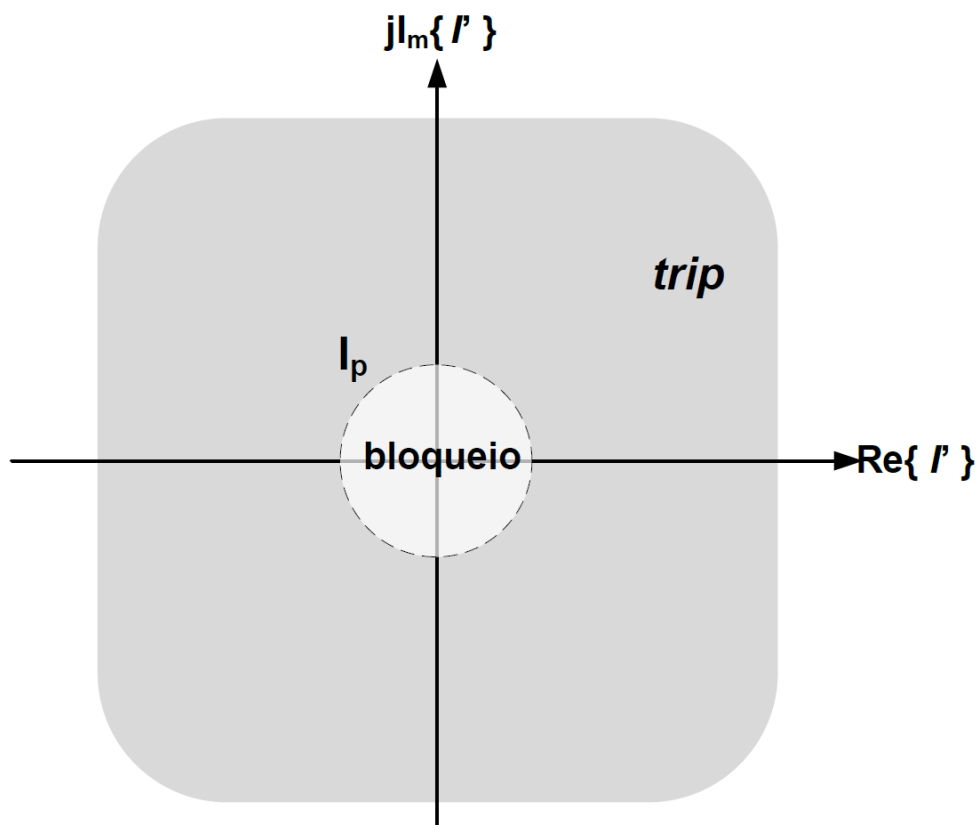


Figura 32 - Relés de sobrecorrente instantâneos: Regiões de bloqueio e trip-adaptado de(Glover, et al., 2012).

Relés de sobrecorrente temporizados também respondem à magnitude da corrente de entrada, no entanto com um atraso intencional para sua atuação. Conforme mostrado na

Figura 33, o atraso depende da magnitude da corrente de entrada do relé. Se I' é um múltiplo muito grande de I_p , então o relé opera (*trip*) após um pequeno intervalo de tempo. Para múltiplos menores da corrente de pick-up, o relé opera após um tempo mais longo. E se $I' < I_p$, o relé permanece em sua posição de bloqueio (fechado).

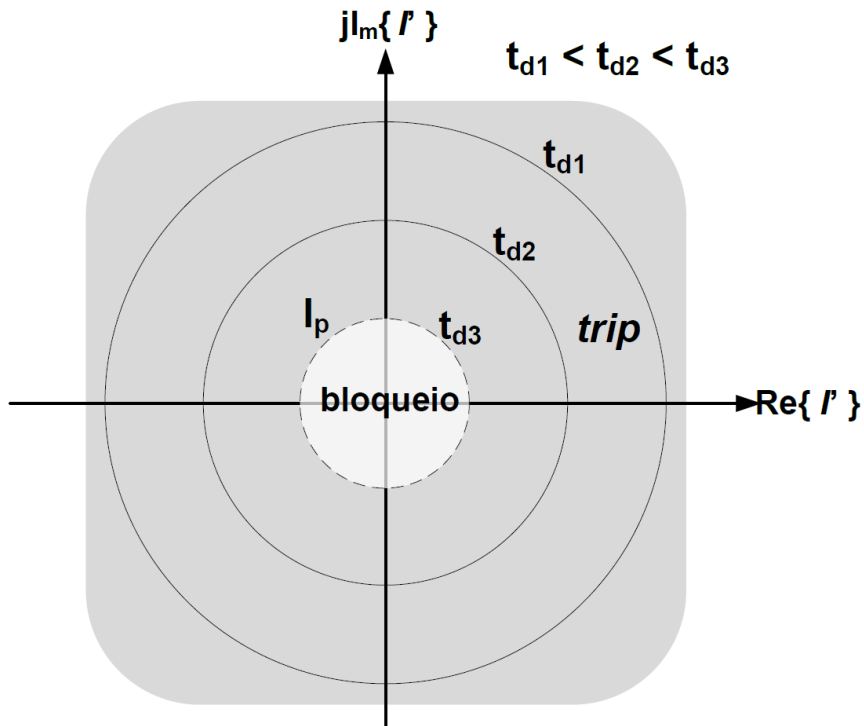


Figura 33 - Relés de sobrecorrente temporizado: Regiões de bloqueio e trip-adaptado de (Glover, et al., 2012).

As curvas características dos relés temporizados são usualmente um gráfico do tempo de operação versus corrente de entrada (múltiplo da corrente de pick-up). As curvas são assintóticas ao eixo vertical e decrescem com uma potência inversa da magnitude para valores que excedem a corrente de pick-up. Essa característica de tempo inverso pode ser deslocada para cima e para baixo através de ajustes no relé (*tap setting*). Apesar das curvas de ajuste na Figura 34 serem discretas, valores intermediários podem ser obtidos pela interpolação entre as curvas.

Muitos sistemas radiais são protegidos por relés de sobrecorrente temporizados utilizando a coordenação das curvas de tempo inverso (Glover, et al., 2012). Atrasos temporizados podem ser selecionados, de forma que o disjuntor mais próximo à falha abra, enquanto outros disjuntores a montante, com maior ajuste de atraso, permanecem fechados.

Isto é, os relés podem ser coordenados para operar em sequência, de forma a interromper a mínima quantidade de cargas durante falhas.

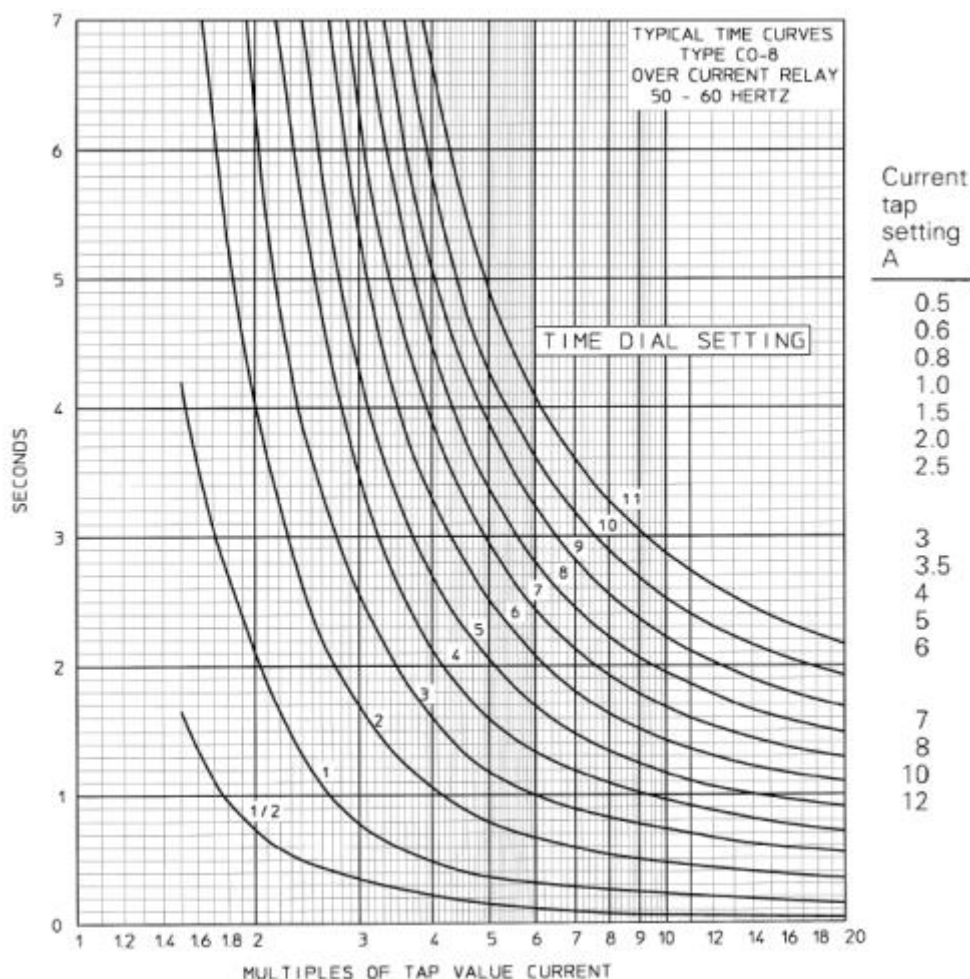


Figura 34 - Curvas característica do relé de sobrecorrente temporizado CO-8 (ABB, 2012).

Lê-se em (Hewitson, et al., 2004) que uma coordenação adequada entre os relé é viável quando as correntes de falhas têm ordem de grandeza muito maior que as correntes normais das cargas. Além disso, a coordenação entre relés usualmente se limita a um número máximo de disjuntores em um sistema radial (cinco ou menos), caso contrário, o relé mais próximo da fonte pode necessitar de um ajuste de atraso excessivo.

O sistema radial com diagrama unifilar da Figura 35 será utilizado para exemplificar como funciona a coordenação de relés (Glover, et al., 2012). Considere a falha P1 ocorrida à direita do disjuntor B3. Nessa falha, deseja-se que o disjuntor B3 abra enquanto o disjuntor B2 e B1 permaneçam fechados. Dessa forma, B3 ficará responsável pela proteção contra

qualquer falha que ocorra à sua direita. Caso o disjuntor B3 falhe, B2 deverá abrir após algum atraso temporizado, permitindo uma proteção de reserva (*backup protection*).

Caso ocorra a falha P2, entre B2 e B3, é necessário que B2 abra, mantendo B1 fechado. Nessa configuração, as cargas L2 e L3 serão interrompidas. Visto que a falha é mais próxima da fonte, a corrente de falha será maior que a da falha P1, considerada no parágrafo anterior. O disjuntor B2 foi configurado para abrir em menor corrente para o mesmo atraso, portanto abrirá mais rapidamente. Além disso, o relé B1 foi configurado para abrir com um maior atraso que B2.

Em resumo, B2 tem função de proteção primária para falhas que ocorram entre B2 e B3, assim como proteção de *backup* para falhas que ocorram à direita de B3. Semelhantemente, o disjuntor B1 é responsável pela proteção primária contra falhas que ocorram entre B1 e B2, assim como será proteção de *backup* para falhas a jusante.

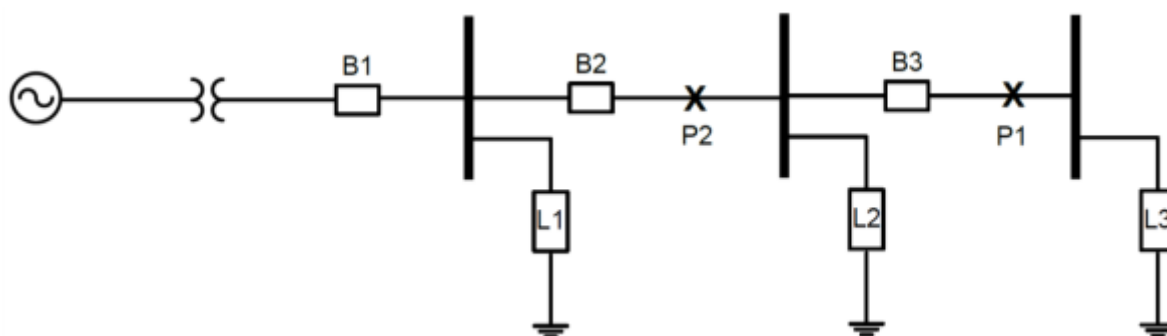


Figura 35 - Diagrama unifilar de um sistema radial.

O chamado intervalo de coordenação é o intervalo de tempo entre a atuação da proteção primária e a proteção de *backup*. A determinação precisa desse intervalo pode ser complexa, principalmente devido a erros de TCs e componentes de *off-set* da corrente de falha (Mason, 1956). Os tempos típicos para o intervalo de coordenação estão entre 0,2 e 0,5 segundos na maioria das aplicações práticas (Glover, et al., 2012).

Este cenário mostra que a atuação temporizada é necessária em algumas aplicações, e a coordenação entre relés deve ser precisamente calibrada. Executar essa coordenação de proteção temporizada em sistemas elétricos com múltiplas fontes em diferentes localizações é uma tarefa árdua (Anderson, 1998). Em nós de uma rede elétrica interconectada (com malhas) e geração distribuída, as correntes de falha podem percorrer mais de um caminho, apresentando todo um novo conjunto de condições para a coordenação de proteção. Portanto a

proteção de microrredes apenas com relés de sobrecorrente não é a mais apropriada, devido à existência de malhas e geração distribuída.

Proteção por relé direcional

Relés direcionais são projetados para atuar quando as correntes de falha ocorrem em apenas uma direção (Kindermann, 2005). Além disso, viabilizam que os sistemas com geração distribuída (diversas malhas) sejam protegidos, como se tivessem características de redes radiais, viabilizando sua coordenação de proteção.

A título de exemplo, considere o relé direcional D da Figura 36, o qual é necessário para restringir a operação apenas às falhas ocorridas à direita do TC. Visto que a impedância da linha é predominantemente reativa, uma falha em P1 à direita de TC terá uma corrente de falha I na direção do barramento 1 para o barramento 2. Essa corrente estará atrasada em quase 90° da tensão V do barramento. Convenciona-se que a direção dessa corrente de falha é direta. Por outro lado, uma falha em P2, à esquerda do TC, terá uma corrente de falha que está adiantada, com relação à corrente do barramento, em quase 90° . A direção dessa corrente de falha é chamada de reversa.

O relé direcional tem duas entradas:

- A tensão de referência $V = V / 0^\circ$;
- A corrente $I = I / \phi$.

As regiões de acionamento (*trip*) e de bloqueio do relé são mostradas na Figura 37, e podem ser descritas por:

$$\begin{aligned} -180^\circ < (\phi - \phi_1) < 0^\circ &: \text{acionar disjuntor (trip);} \\ \text{Qualquer outro ângulo: manter o disjuntor} & \hspace{10em} \text{Equação 11} \\ \text{fechado (bloqueio)} & \end{aligned}$$

Onde ϕ é o ângulo da corrente com relação à tensão e define as fronteiras entre as regiões de bloqueio e *trip* (Glover, et al., 2012).

Os contatos do relé de sobrecorrente SC e o relé direcional D estão conectados em série na Figura 36, de forma que a bobina de abertura do disjuntor é energizada apenas quando a corrente do secundário do TC:

1. Excede o valor de *pick-up*;
2. Está na direção direta para acionamento do disjuntor (*tripping direction*).

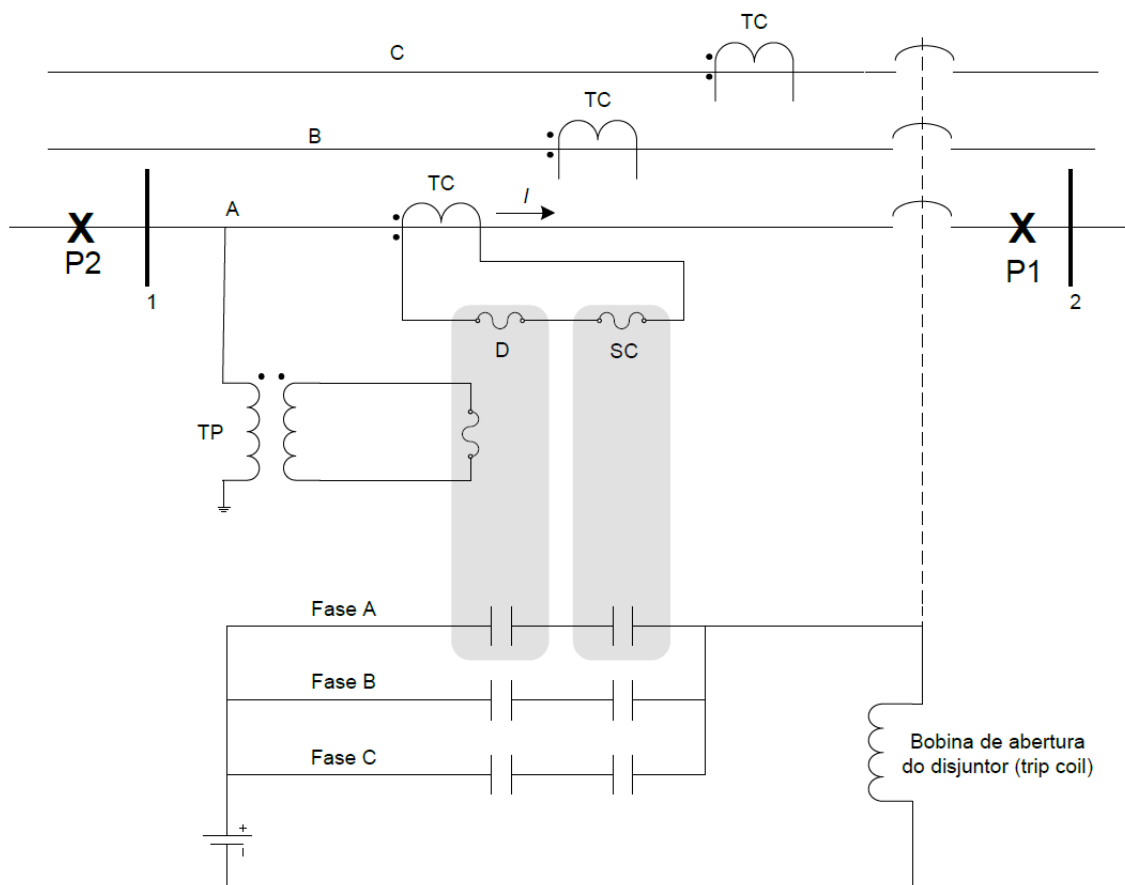


Figura 36- Relé direcional em série com relé de sobrecorrente. Apenas a fase A é mostrada.

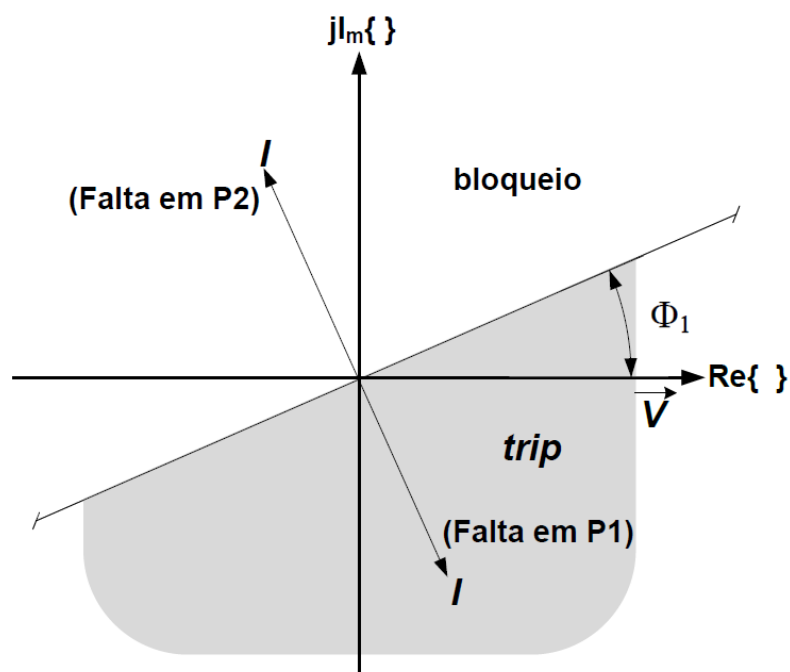


Figura 37 - Relé direcional: Regiões de bloqueio e *trip* no plano complexo - adaptado de (Glover, et al., 2012).

Coordenar relés de sobrecorrente quando existem duas ou mais fontes em diferentes localizações de um sistema elétrico, como é o caso das microrredes, é uma tarefa árdua. Considere o sistema com duas fontes, como o mostrado na Fig. 8. Suponha que ocorra uma falha em P1. Espera-se que B23 e B32 abram (*trip*), de forma que as três cargas não tenham seu fornecimento interrompido. Se utilizássemos relés de sobrecorrente temporizados, poderíamos configurar B23 para atuar antes que B21. No entanto, considere que ocorra uma falha em P2. O disjuntor B23 abrirá antes do B21, e a carga L2 será desconectada.

Quando uma falha pode ser alimentada tanto pela esquerda, como pela direita, relés de sobrecorrente não podem ser coordenados. No entanto relés direcionais podem ser utilizados para lidar com esse problema.

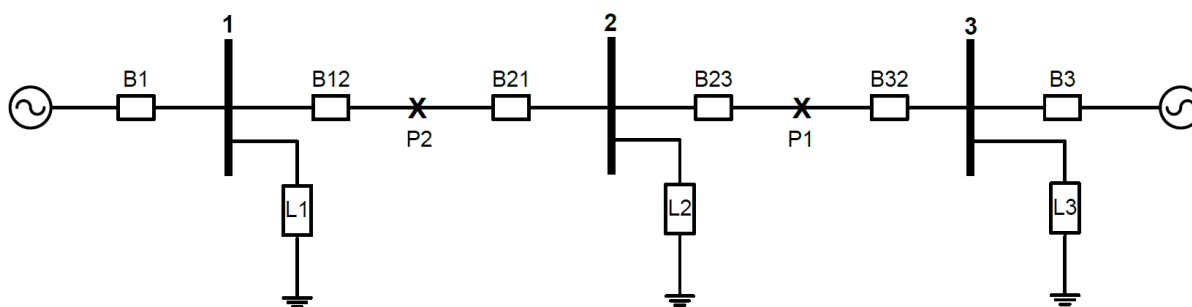


Figura 38 - Diagrama unifilar de um sistema com duas fontes.

Zonas de proteção

O conceito de divisão do sistema elétrico em zonas de proteção é fundamental para redes que podem ser reconfiguradas e que possuem geração distribuída (Blackburn & Domin, 2006). Quando ocorre uma falha em qualquer lugar de uma zona, o sistema de proteção deve atuar para isolar aquela zona do resto do sistema elétrico.

Diferentes zonas de proteção são definidas para:

- Geradores;
- Transformadores;
- Barramentos;
- Linhas de transmissão e distribuição;
- Motores.

A Figura 39 é utilizada para ilustrar o conceito de zonas de proteção. Cada zona é delimitada por uma linha pontilhada. A Zona 1, por exemplo, contém um gerador e o disjuntor que o conecta a um transformador. Em alguns casos, uma zona pode conter mais de

um componente (Mason, 1956). A Zona 3, por exemplo, inclui uma unidade gerador-transformador e o disjuntor que o conecta a um barramento, e a Zona 10 contém um transformador e uma linha de distribuição.

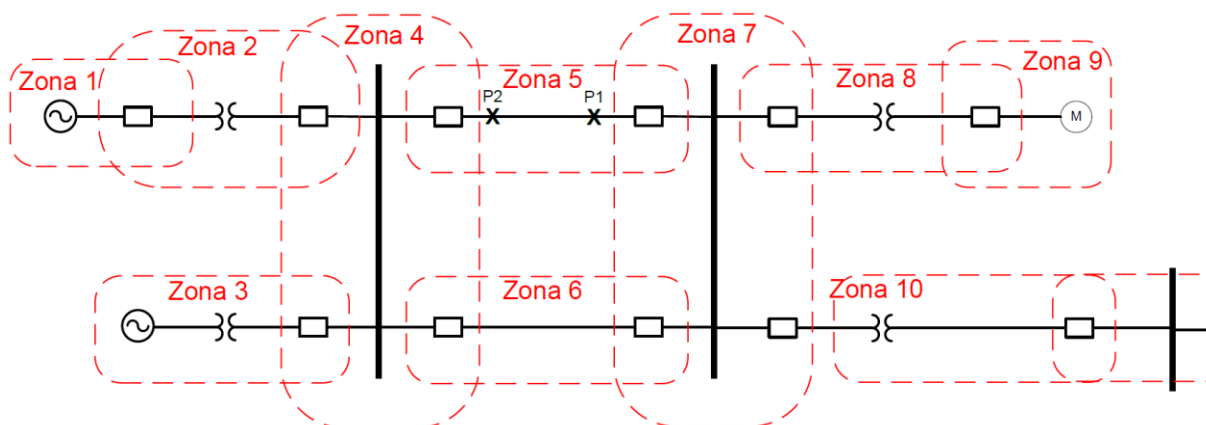


Figura 39 - Zonas de proteção de um sistema de energia elétrica.

As zonas de proteção possuem as seguintes características (Glover, et al., 2012):

- As zonas se sobrepõem;
- Os disjuntores estão localizados dentro das regiões de sobreposição;
- Se uma falha ocorre em qualquer lugar dentro de uma zona, todos os disjuntores situados naquela zona abrem para isolar a falha.

Zonas vizinhas se sobrepõem para evitar a possibilidade de que haja áreas desprotegidas. Caso não houvesse essa sobreposição, as pequenas áreas situadas entre zonas adjacentes não seriam protegidas.

Visto que o isolamento das regiões afetadas por falha é realizada por disjuntores, esses devem ser inseridos entre qualquer equipamento situado em uma zona e cada conexão com o restante do sistema elétrico. Por essa razão, os disjuntores identificam os limites de cada zona. Por exemplo, na Figura 39, a zona 5 está conectada com as zonas 4 e 7. Portanto um disjuntor é localizado dentro da região de intersecção entre as zonas 5 e 4, e também entre as zonas 5 e 7.

Caso ocorra uma falha dentro de uma zona, o sistema de proteção atua abrindo todos os disjuntores situados dentro daquela zona. Por exemplo, se uma falha ocorre em P1 (Figura 39), na linha de distribuição da zona 5, então todos os disjuntores da zona 5 devem abrir. Se a falha ocorre dentro de uma intersecção entre duas zonas, então uma região maior do sistema de energia elétrica é atingida, pois duas zonas têm seus disjuntores abertos. Para minimizar

essa possibilidade, as regiões de sobreposição entre zonas são mantidas tão pequenas quanto possível.

Para realizar a sobreposição entre zonas é necessário utilizar dois conjuntos de transformadores e relés para cada disjuntor. Por exemplo, o disjuntor da região de sobreposição das zonas 1 e 2 pode ser acionados por qualquer um dos dois TCs, um para a zona 1 e um para zona 2 (Fig. 10).

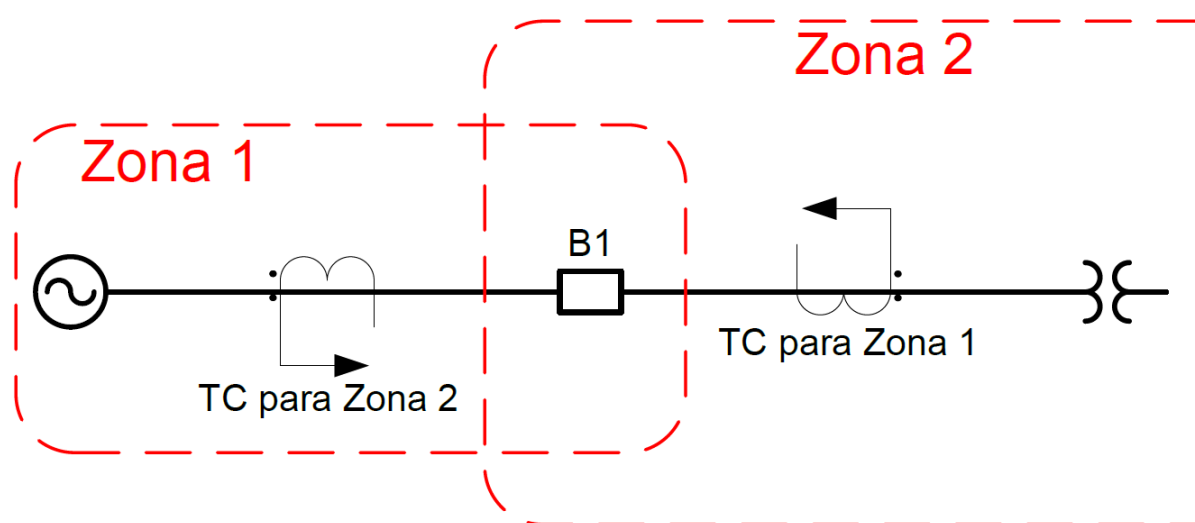


Figura 40- Sobreposição de proteção em torno de um disjuntor.

APÊNDICE C - Interface das rotinas computacionais utilizadas na rejeição de carga com algoritmo genético:

- Formação da população inicial
- Função de avaliação de indivíduos
- Função de seleção de pais
- Operação de recombinação
- Operação de mutação

Formação da população inicial

Tabela 15 - Características e parâmetros da rotina para geração de população inicial.

	Nome	Descrição
Nome da função	Fcn_initial_population	Gera população inicial.
Interface	<pre>function Population =Fcn_initial_population(CromossomesLength,options)</pre>	
Argumentos de entrada	CromossomesLength	Número de genes (variáveis de decisão) de cada cromossomo (indivíduo)
	options	Estrutura de dados que armazena os parâmetros e condições de parada para a execução do algoritmo genético.
Argumento de saída	Population	População inicial (<i>seed</i>) para a execução do algoritmo genético.

Função de avaliação de indivíduos

Tabela 16 - Características e parâmetros da função de avaliação.

	Nome	Descrição
Nome da função	Fcn_fitness	Realiza a avaliação de cada indivíduo

Tabela 17 - Características e parâmetros da função de avaliação. (continuação)

Interface	<code>function scores = Fcn_fitness(BRK_STATUS,lds,gen_cap,Wm,Wp)</code>	
Argumentos de entrada	BRK_STATUS	Indivíduo em avaliação. Corresponde ao status dos disjuntores
	Lds	Matriz com valores de potência e prioridade das cargas.
	gen_cap	Vetor com capacidade dos geradores disponíveis
	Wm	Fator de ponderação para a seleção de rejeição de cargas com base na magnitude de potência ativa.
	Wp	Fator de ponderação para a seleção de rejeição de cargas com base na prioridade.
Argumento de saída	scores	Avaliação de cada indivíduo.

Função de seleção de pais

Tabela 18 - Características e parâmetros da função de seleção de pais.

	Nome	Descrição
Nome da função	Fcn_selection_sus	Seleciona indivíduos aptos a gerarem filhos.
Interface	<code>function parents = Fcn_selection_sus(expectation,nParents,options)</code>	
Argumentos de entrada	expectation	Razão entre a avaliação de cada indivíduo e so somatório de todas as avaliações da população.
	nParents	Quantidade de indivíduos candidatos a pais que participam da seleção.
	options	Estrutura de dados que armazena os parâmetros e condições de parada para a execução do algoritmo genético.
Argumento de saída	parents	Pais selecionados pela função de seleção.

Operação de recombinação

Tabela 19 - Características e parâmetros da operação de recombinação.

	Nome	Descrição
Nome da função	Fcn_selection_sus	Seleciona indivíduos aptos a gerarem filhos.
Interface	<pre>xoverKids = Fcn_crossover (parents, options, CromossomesLength, FitnessFcn, Population)</pre>	
Argumentos de entrada	parents	Pais selecionados pela função de seleção.
	options	Estrutura de dados que armazena os parâmetros e condições de parada para a execução do algoritmo genético.
	CromossomesLength	Número de genes (variáveis de decisão) de cada cromossomo (indivíduo)
	FitnessFcn	Rotina computacional que realiza a avaliação de cada indivíduo
	Population	População da atual geração
Argumento de saída	xoverKids	Filhos resultantes da recombinação de pais.

Operação de mutação

Tabela 20 - Características e parâmetros da operação de mutação.

	Nome	Descrição
Nome da função	Fcn_mutation	Aplica mutação aos filhos resultantes da recombinação.
Interface	<pre>functionmutationChildren = Fcn_mutation (parents, options, CromossomesLength, ... , thisPopulation, mutationRate)</pre>	
Argumentos de entrada	parents	Pais selecionados pela função de seleção.

Tabela 21 - Características e parâmetros da operação de mutação (continuação).

Argumentos de entrada	options	Estrutura de dados que armazena os parâmetros e condições de parada para a execução do algoritmo genético.
	CromossomesLength	Número de genes (variáveis de decisão) de cada cromossomo (indivíduo)
	thisPopulation	População da atual geração
	mutationRate	Probabilidade de um gene sorteado passar por mutação.
Argumento de saída	mutationChildren	Filhos resultantes da mutação.

APÊNDICE D – Resultados de Estudos de Caso:

- Caso SPS de 8 Barras
- Caso CERTS Modificado
- Caso Rede Inteligente com Duas Microredes

Caso SPS de 8 Barras

É apresentada aqui uma breve análise e, da Tabela 22 até a Tabela 29, cada cenário é ilustrado através de grafos, que representam a rede durante falha e após reconfiguração, permitindo uma observação qualitativa dos resultados.

No cenário 1, a falha ocorreu no barramento *Bus1*, e o sistema de proteção isolou todos os componentes adjacentes da rede, desconectando, inclusive, a carga *Load1* e o gerador *G1*. Com isso, cargas e geradores ainda interconectados foram submetidos a um balanço de potência negativo: a capacidade de geração disponível é de 44kW, enquanto a demanda das cargas é de 46kW. Portanto, para manutenção do balanço de potência positivo é iniciada uma busca em largura (BFS) de um caminho com balanço de potência positivo. Visto que o caminho encontrado não apresenta balanço de potência adequado, foi necessário realizar rejeição de cargas ao longo do mesmo, aplicando a técnicas de algoritmo genético, o qual determinou, com critérios de prioridade e potência de carga, que a carga *Load4* deve ser rejeitada.

Nos cenários 2 e 4 não foi necessário rejeitar cargas, visto que o isolamento das falhas pelo sistema de proteção foi suficiente para reestabelecer um balanço de potência positivo. Enquanto que no cenário 3 a falha ocorreu no barramento 4, e o sistema de proteção atuou isolando-a, e desconectando, inclusive, a carga *Load4* e o gerador *G3*. No entanto, novamente foi necessário realizar a rejeição de cargas, visto que o balanço de potência novamente não foi restaurado após a busca em profundidade. Dessa forma, foi definido na execução do algoritmo de reconfiguração que a carga *Load1* deve ser rejeitada devido a sua baixa prioridade e baixa potência.

Para o cenário 7 bastou que o sistema de proteção isolasse as falhas simultâneas ocorridas em dois barramentos. Por outro lado, nos cenários 5 e 8, o balanço de potência só foi alcançado após isolamento das falhas e rejeição de uma carga, o que promoveu o desligamento das cargas *Load2* e *Load5*, respectivamente.

No cenário 6 as falhas ocorreram nos barramentos *Bus1* e *Bus5*. Após o isolamento da falha, tanto os barramento *Bus2* como *Bus6* apresentaram um balanço de potência negativo. Nesse caso, duas ilhas foram formadas, incluindo esses barramentos com balanço de potência negativo. Sendo assim, o algoritmo de reconfiguração foi aplicado separadamente em cada ilha e as cargas *Load2* e *Load5* foram rejeitadas, mesmo tendo alta prioridade, visto que não havia potência de geração suficiente para suportá-las.

Tabela 22 - Caso SPS de 8 barras: Reconfiguração após falha no barramento Bus1.

Cenário N°	Barramento em Falha	C_R [MW]	f_R	I_{CA}
1	Bus1	44	0,55	0,917
Carga Desconectada		Razão da Desconexão da Carga		
Load1		Isolamento de falha		
Load4		Rejeição de carga definida pelo sistema de reconfiguração		
Grafo da Microrrede em Estado de Emergência				
Grafo da Microrrede em Estado de Reconfiguração				

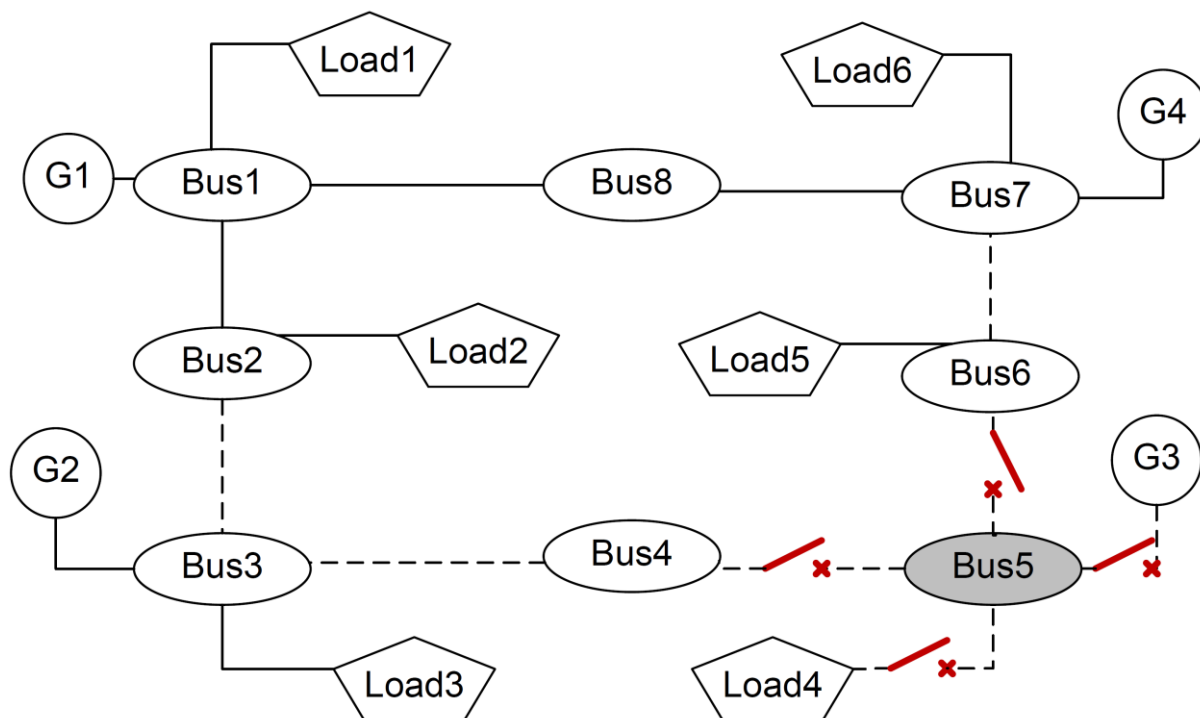
Tabela 23 - Caso SPS de 8 barras: Reconfiguração após falha no barramento Bus3.

Cenário N°	Barramento em Falha	C_R [MW]	f_R	I_{CA}
2	Bus3	46	0,575	0,958
Carga Desconectada		Razão da Desconexão da Carga		
Load3		Isolamento de falha		
Grafo da Microrrede em Estado de Emergência				
Grafo da Microrrede em Estado de Reconfiguração				

Tabela 24 - Caso SPS de 8 barras: Reconfiguração após falha no barramento Bus5.

Cenário N°	Barramento em Falha	C_R [MW]	f_R	I_{CA}
3	Bus5	44	0,55	0,917
Carga Desconectada		Razão da Desconexão da Carga		
Load1		Rejeição de carga definida pelo sistema de reconfiguração		
Load4		Isolamento de falha		

Grafo da Microrrede em Estado Emergência



Grafo da Microrrede em Estado de Reconfiguração

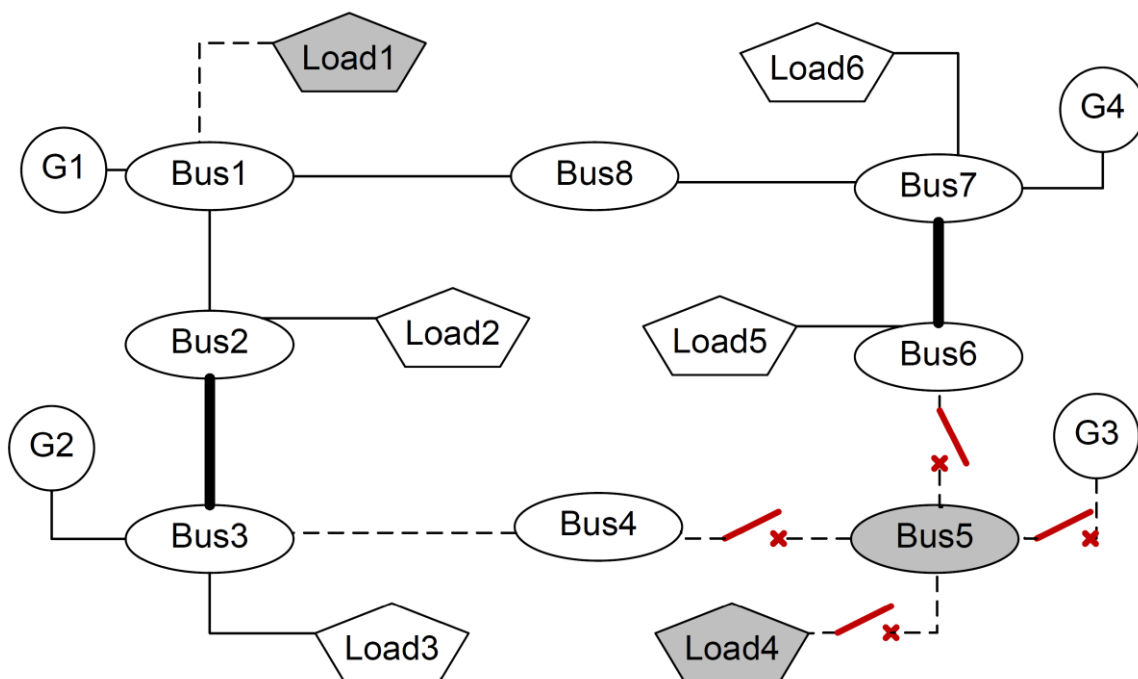


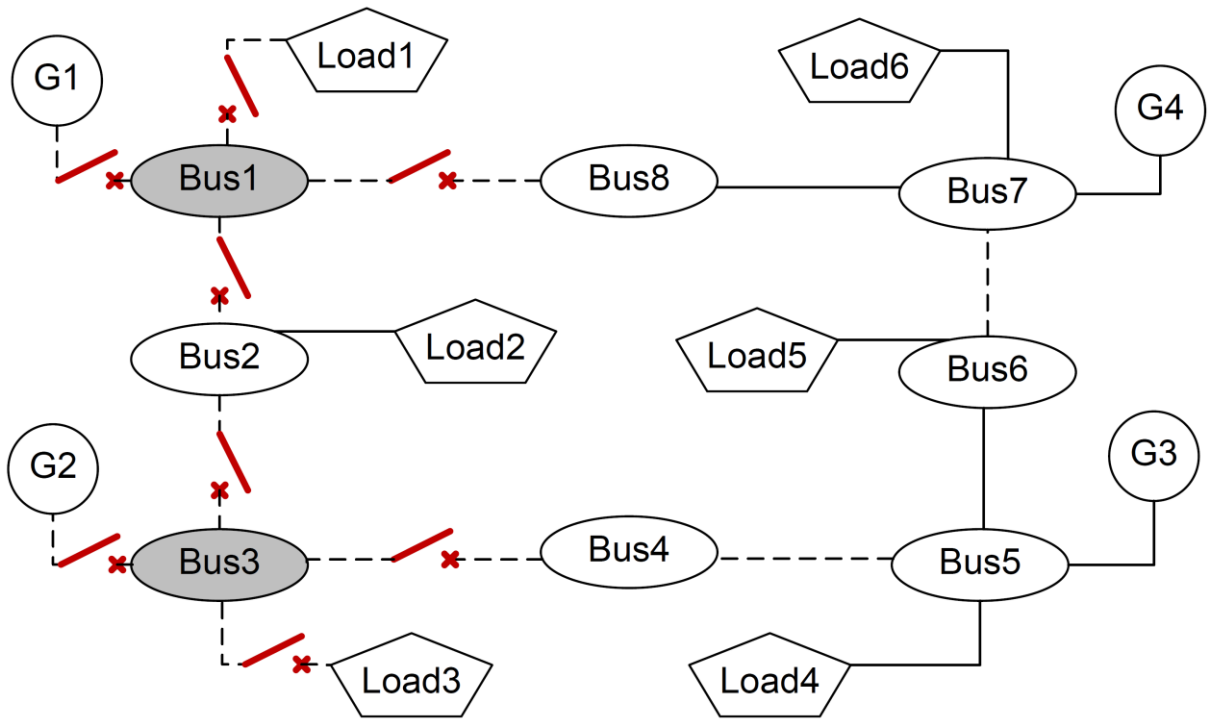
Tabela 25 - Caso SPS de 8 barras: Reconfiguração após falha no barramento Bus7.

Cenário N°	Barramento em Falha	C_R [MW]	f_R	I_{CA}
4	Bus7	46	0,575	0,958
Carga Desconectada		Razão da Desconexão da C7arga		
Load6		Isolamento de falha		
Grafo da Microrrede em Estado Emergência				
Grafo da Microrrede em Estado de Reconfiguração				

Tabela 26 - Caso SPS de 8 barras: Reconfiguração após falha nos barramentos Bus1 e Bus3.

Cenário N°	Barramento em Falha	C_R [MW]	f_R	I_{CA}
5	Bus1 e Bus3	24	0,3	0,5
Carga Desconectada		Razão da Desconexão da Carga		
Load1		Isolamento de falha		
Load2		Rejeição de carga definida pelo sistema de reconfiguração		
Load3		Isolamento de falha		

Grafo da Microrrede em Estado Emergência



Grafo da Microrrede em Estado de Reconfiguração

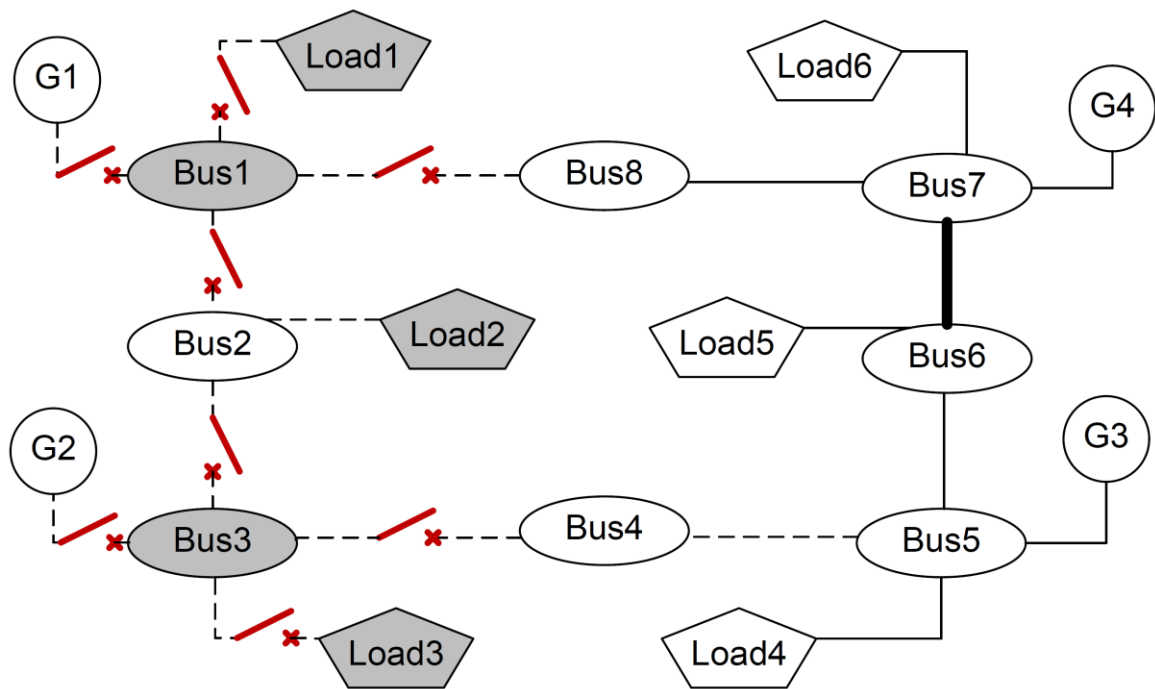
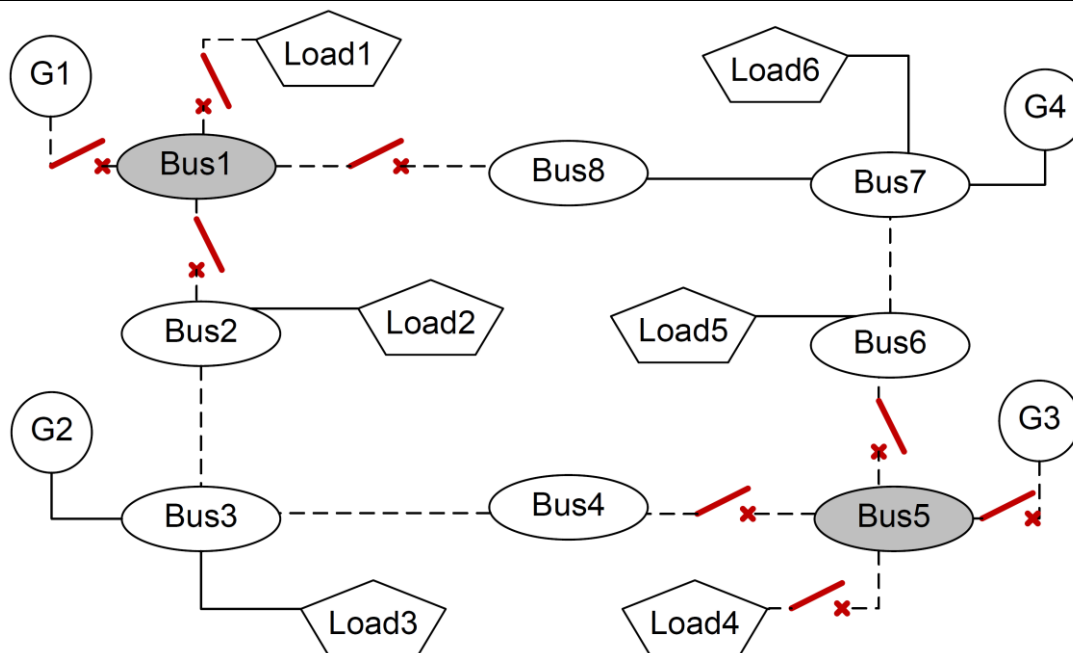


Tabela 27 - Caso SPS de 8 barras: Reconfiguração após falha nos barramentos Bus1 e Bus5.

Cenário N°	Barramento em Falha	C_R [MW]	f_R	I_{CA}
6	Bus1 e Bus5	4	0,05	0,083
Carga Desconectada		Razão da Desconexão da Carga		
Load1		Isolamento de falha		
Load2		Rejeição de carga definida pelo sistema de reconfiguração		
Load4		Isolamento de falha		
Load5		Rejeição de carga definida pelo sistema de reconfiguração		

Grafo da Microrrede em Estado Emergência



Grafo da Microrrede em Estado de Reconfiguração

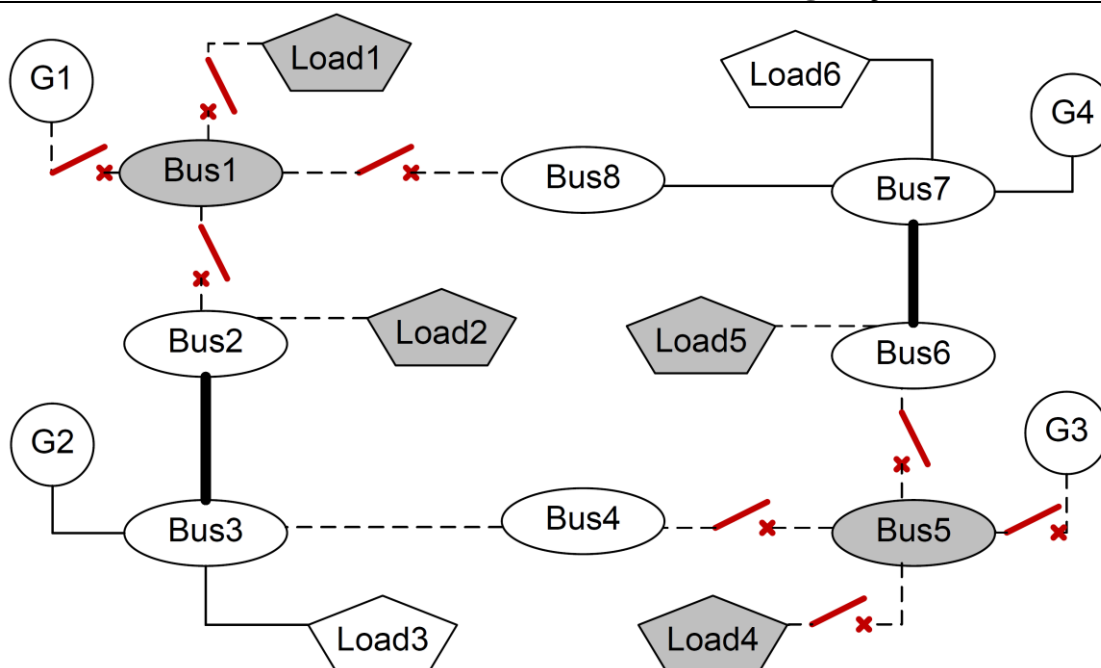
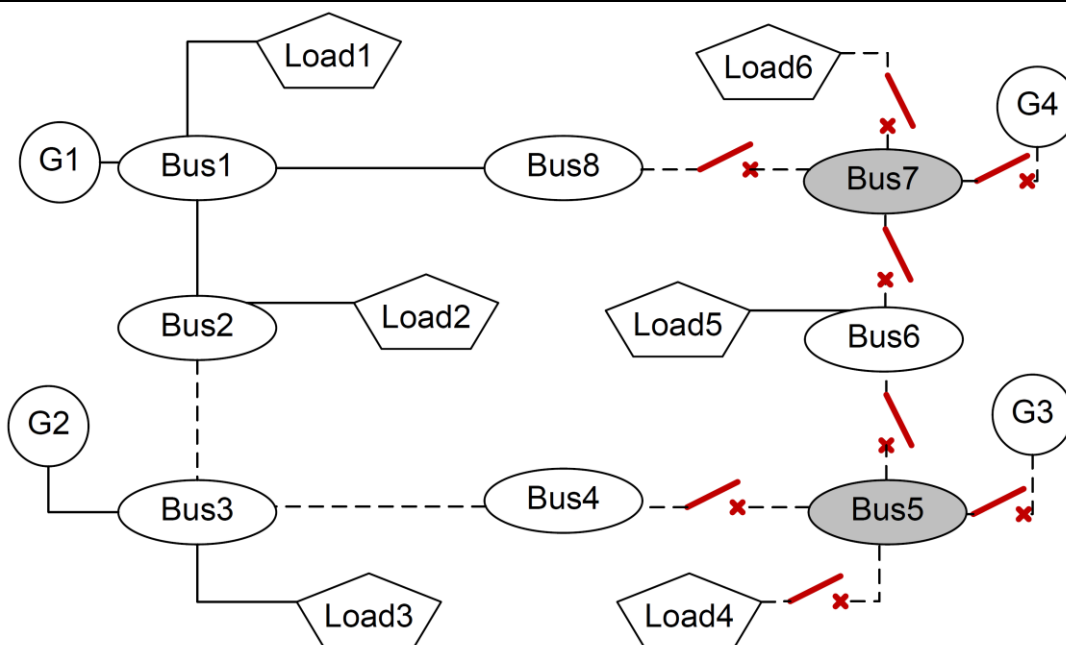


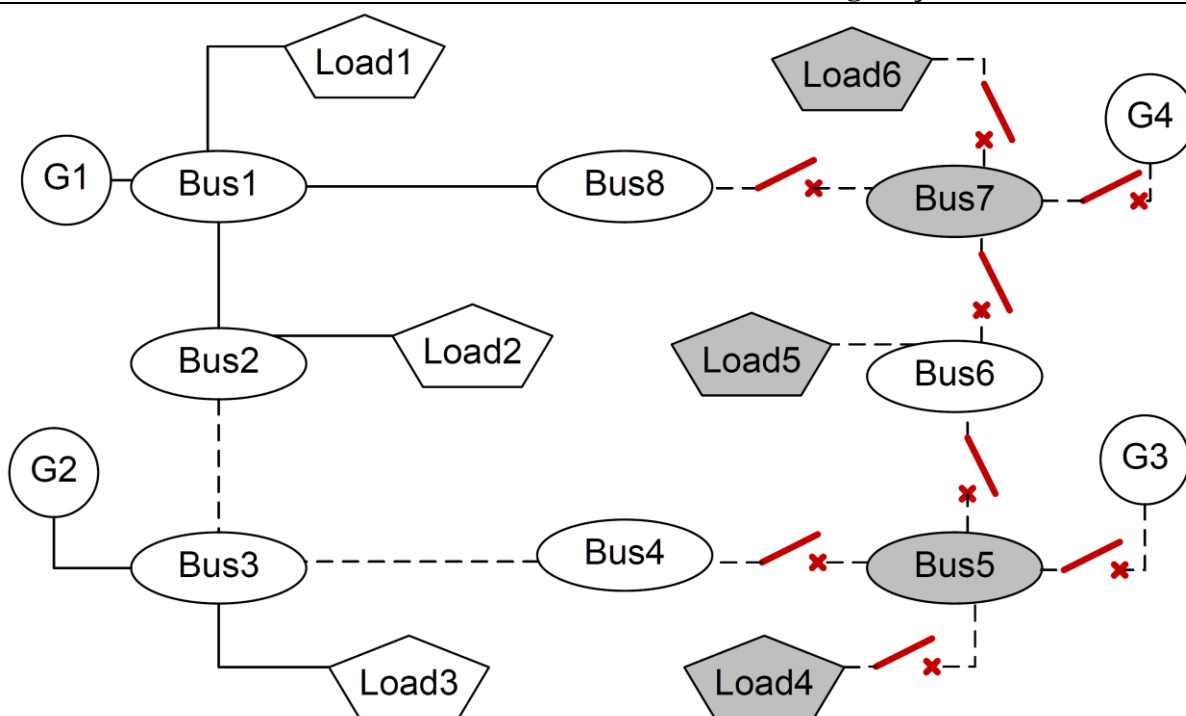
Tabela 29 - Caso SPS de 8 barras: Reconfiguração após falha nos barramentos Bus5 e Bus7.

Cenário N°	Barramento em Falha	C_R [MW]	f_R	I_{CA}
8	Bus5 e Bus7	24	0,3	0,5
Carga Desconectada		Razão da Desconexão da Carga		
Load4		Isolamento de falha		
Load5		Rejeição de carga definida pelo sistema de reconfiguração		
Load6		Isolamento de falha		

Grafo da Microrrede em Estado de Emergência



Grafo da Microrrede em Estado de Reconfiguração



Caso CERTS Modificado

É apresentada aqui uma breve análise e, da Tabela 30 até a Tabela 32, cada cenário é ilustrado através de grafos, que representam a rede durante falha e após reconfiguração, permitindo uma observação qualitativa dos resultados.

No cenário 1, a falha ocorreu somente no barramento *Bus1* e o sistema de proteção desconecta o gerador *G1* para isola-la. A ausência da potência de geração de *G1* é compensada quando o algoritmo genético rejeita a carga *Load4*.

No cenário 3, as falhas ocorrem simultaneamente nos barramentos *Bus1* e *Bus5*. O isolamento da falha em *Bus1* acarreta na perda da capacidade de geração de *G1* e a falha em *Bus5* desconecta o gerador *G3* (além da carga *Load2*). Para restaurar o balanço de potência da microrrede, o algoritmo de reconfiguração define que a carga *Load4* também deve ser desconectada.

No cenário 2, as falhas ocorrem simultaneamente nos barramentos *Bus1* e *Bus7*. O isolamento da falha em *Bus1* tem as mesmas consequências observadas no cenário 3. O isolamento da falha ocorrida em *Bus5* resulta na desconexão da carga *Load5* e do gerador *G5*, o qual possui a maior capacidade na microrrede. Além da carga *Load5*, Shariatzadeh, ET AL. (2011) relata que somente as cargas *Load3* e *Load4* devem ser desconectadas na etapa de rejeição de cargas. No entanto essa reconfiguração encontrada em (Shariatzadeh, et al., 2011) acarreta em balanço de potência negativo, visto que a potência de geração (*G2*, *G3* e *G4*) é de somente 180kW e a demanda (somatório de *Load1*, *Load2*, *Load6* e *Load7*) é de 220kW. Por outro lado, o algoritmo utilizado no presente trabalho definiu que além da desconexão da carga *Load5* para isolamento da falha, as cargas *Load3*, *Load4*, *Load6* e *Load7* devem ser também desconectadas.

Tabela 31 - Caso CERTS Modificado: Reconfiguração após falha nos barramentos Bus1 e Bus7.

Cenário N°	Barramento em Falha	C_R [MW]	f_R	I_{CA}
2	Bus1 e Bus7	160	0,409	0,44
Cargas Desconectadas		Razão da Desconexão da Carga		
Load3		Rejeição de carga definida pelo sistema de reconfiguração		
Load4		Rejeição de carga definida pelo sistema de reconfiguração		
Load5		Isolamento de falha		
Load6		Rejeição de carga definida pelo sistema de reconfiguração		
Load7		Rejeição de carga definida pelo sistema de reconfiguração		
Grafo da Microrrede em Estado Emergência				
Grafo da Microrrede em Estado de Reconfiguração				

Tabela 32 - Caso CERTS Modificado: Reconfiguração após falha nos barramentos Bus1 e Bus5.

Cenário N°	Barramento em Falha	C_R [MW]	f_R	I_{CA}
3	Bus1 e Bus5	240	0,614	0,667
Cargas Desconectadas		Razão da Desconexão da Carga		
Load2		Isolamento de falha		
Load4		Rejeição de carga definida pelo sistema de reconfiguração		
Grafo da Microrrede em Estado Emergência				
Grafo da Microrrede em Estado de Reconfiguração				

Rede Inteligente com Duas Microrredes

É apresentada aqui uma breve análise e, da Figura 41 até a Figura 44, cada cenário é ilustrado através de grafos, que representam a rede durante falha e após reconfiguração, permitindo uma observação qualitativa dos resultados. Todos os cenários foram simulados fazendo uso das baterias, reconfiguração e cooperação entre as microrredes.

No cenário 5 ocorreu uma falha dentro da “Microrrede b” no barramento Bus7b . Além disso, nesse cenário a “Microrrede b” ficou isolada tanto do SEP (pois ocorreu uma falha no PCC_b) quanto da “Microrrede a” (devido a falha no Bus4a). Essa situação está representada na Figura 41, onde os barramentos em falha estão sombreados e isolados através de chaves abertas. A Figura 42 mostra como ficou a rede inteligente após reconfiguração. Nesse caso foi fechada a chave conectando o Bus4b ao Bus6b (representada por uma aresta em negrito) proporcionando um caminho entre a bateria Bat1 e as cargas Load1b e Load2b. Para manter o balanço de potência entre microfones e cargas conectadas, o sistema de reconfiguração decidiu rejeitar a carga Load4b, pois a mesma possui menor prioridade que as cargas Load1b e Load2b.

E, finalmente, no cenário 6 ocorreram falhas internas tanto na “Microrrede b”(Bus7b) quanto na “Microrrede a” (Bus5a). Além disso, a “Microrrede b” ficou sem uma ligação direta ao SEP pois também ocorreu uma falha no PCC_b. No entanto, a conexão entre “Microrrede a” e o SEP foi preservada (Figura 43). Nesse cenário o sistema de reconfiguração criou um caminho entre o SEP e a “Microrrede b” passando através da “Microrrede a”, fechando, chaves que interligam, nessa ordem, Bus2a, Bus3a, Bus4a e Bus4b (Figura 44). Novamente a cooperação entre as microrredes da rede inteligente evitou quaisquer rejeições de carga.

A Tabela 33 resume os resultados de reconfigurações realizadas nesses dois cenários.

Tabela 33 - Caso Rede Inteligente com Duas Microrredes: Resumo das reconfigurações

Cenário	Falhas	Cargas Desconectadas	Razão da Desconexão	ICA	
				a	b
5	PCC_b, Bus7b e Bus4a	Load4b	Rejeição de carga definida pelo sistema de reconfiguração	1	0,78
		Load5b	Isolamento de falha		
6	PCC_b, Bus7b e Bus5a	Load5b	Isolamento de falha	0,96	0,94
		Load4a	Isolamento de falha		

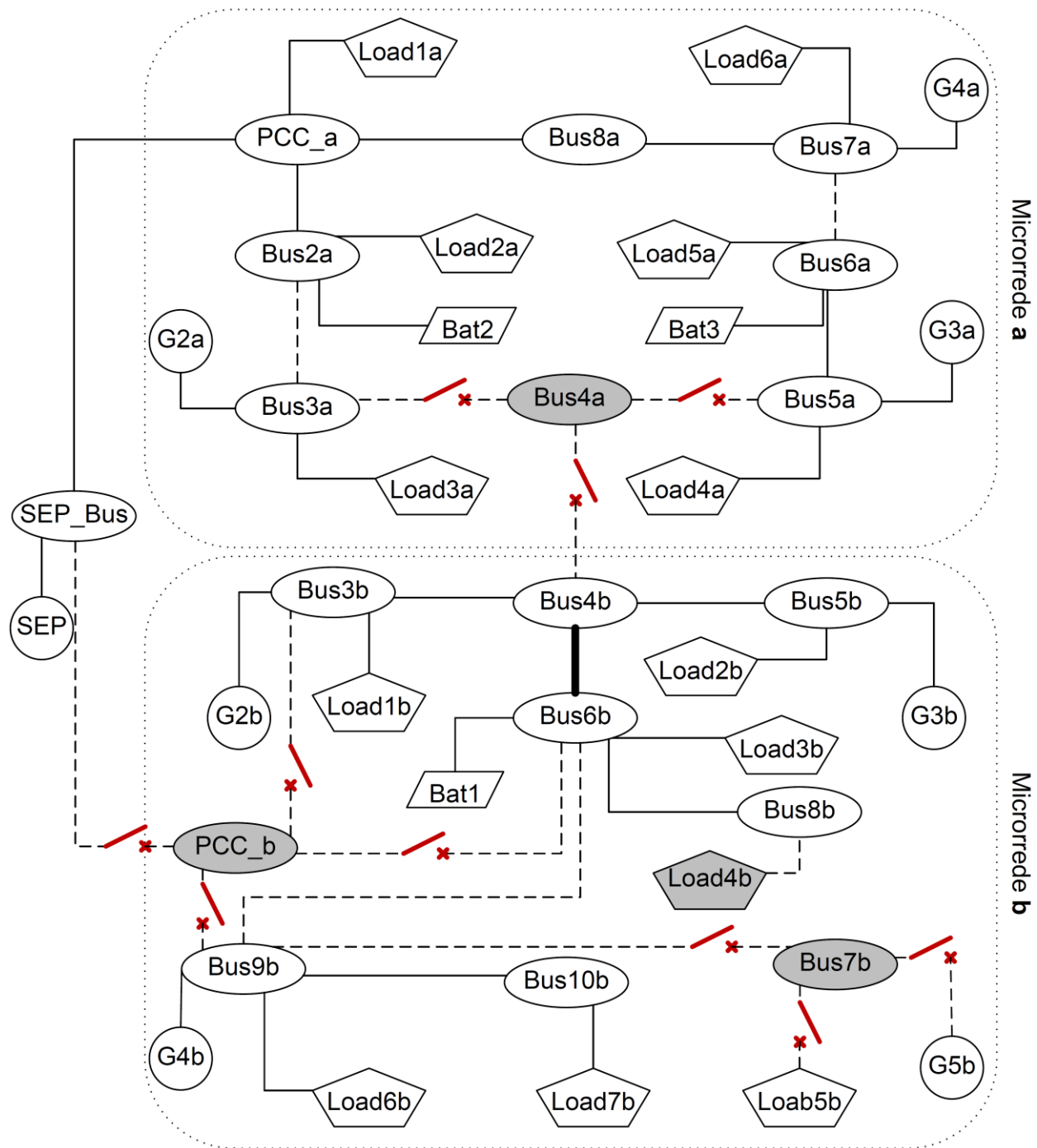


Figura 42 – Cenário 5: rede em estado de reconfiguração após falha nos barramentos PCC_b, Bus7b e Bus4a.

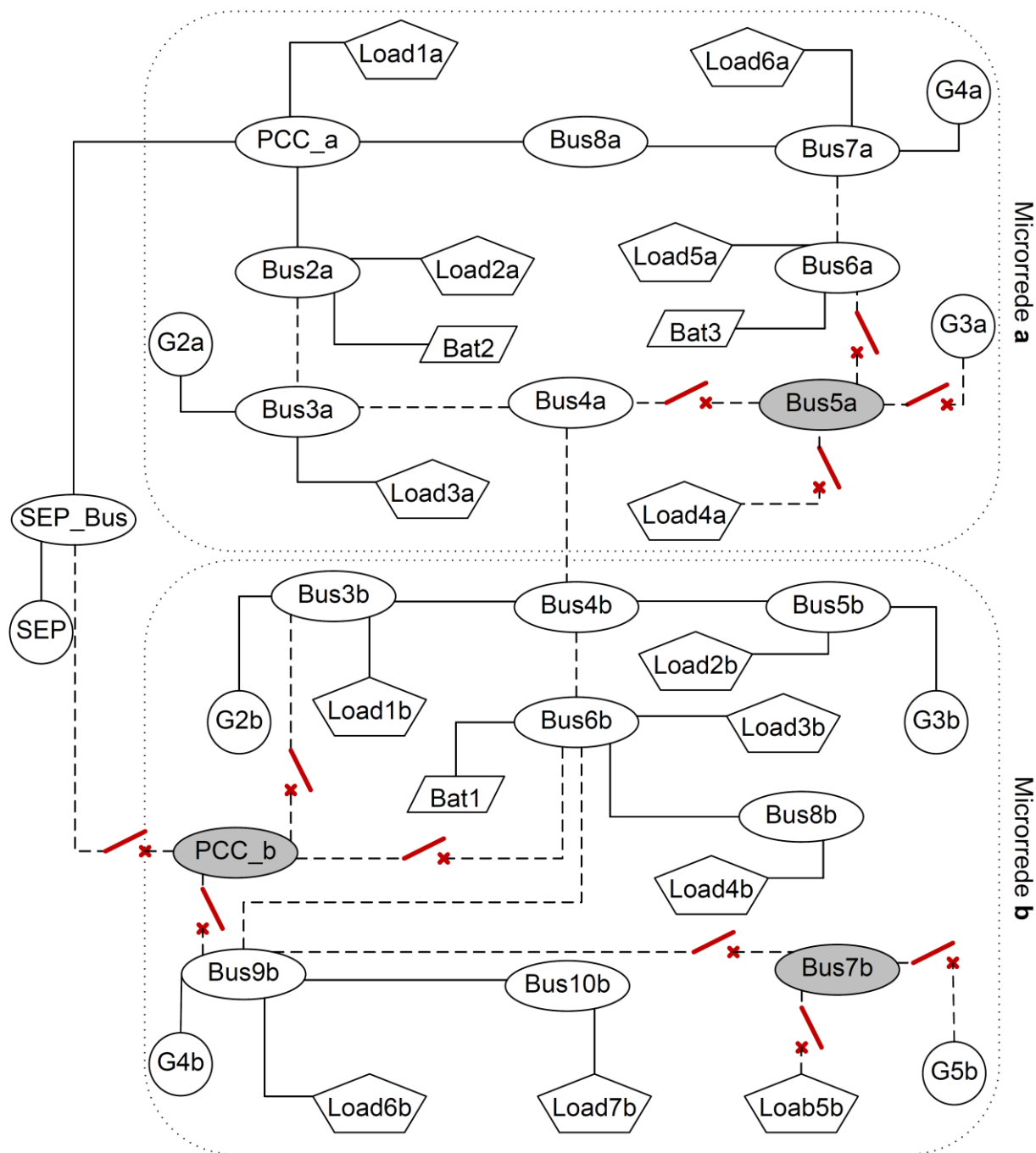


Figura 43 - Cenário 6: rede em estado de emergência após falha nos barramentos PCC_b, Bus7b e Bus5a.

