

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA MARIA  
CENTRO DE TECNOLOGIA  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM  
ENGENHARIA ELÉTRICA**

**RECONFIGURAÇÃO DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO  
CONSIDERANDO MULTIVARIÁVEIS E GERAÇÃO  
DISTRIBUÍDA**

**DISSERTAÇÃO DE MESTRADO**

**Ana Paula Carboni de Mello**

**Santa Maria, RS, Brasil**

**2014**



# **RECONFIGURAÇÃO DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO CONSIDERANDO MULTIVARIÁVEIS E GERAÇÃO DISTRIBUÍDA**

**Ana Paula Carboni de Mello**

Dissertação apresentada ao Curso de Mestrado do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Área de Concentração em Processamento de Energia, da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM, RS), como requisito parcial para obtenção do grau de **Mestre em Engenharia Elétrica.**

**Orientador: Prof. Dr. Daniel Pinheiro Bernardon**

**Santa Maria, RS, Brasil**

**2014**



**Universidade Federal de Santa Maria  
Centro de Tecnologia  
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica**

A Comissão Examinadora, abaixo assinada,  
aprova a Dissertação de Mestrado

**RECONFIGURAÇÃO DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO  
CONSIDERANDO MULTIVARIÁVEIS E GERAÇÃO DISTRIBUÍDA**

elaborada por  
**Ana Paula Carboni de Mello**

como requisito parcial para obtenção do grau de  
**Mestre em Engenharia Elétrica**

**COMISSÃO EXAMINADORA:**

---

**Daniel Pinheiro Bernardon, Dr.**  
(Presidente/Orientador)

---

**Luciano Lopes Pfitscher, Dr. (UFSC)**

---

**Vinícius Jacques Garcia, Dr. (UFSM)**

Santa Maria, 28 de Fevereiro de 2014.

Ficha catalográfica elaborada através do Programa de Geração Automática da Biblioteca Central da UFSM, com os dados fornecidos pela autora.

Mello, Ana Paula Carboni de

RECONFIGURAÇÃO DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO  
CONSIDERANDO MULTIVARIÁVEIS E GERAÇÃO DISTRIBUÍDA  
/ Ana Paula Carboni de Mello. – 2014.

141 p. ; 30cm.

Orientador: Daniel Pinheiro Bernardon

Dissertação (mestrado) – Universidade Federal de Santa Maria,  
Centro de Tecnologia, Programa de Pós-Graduação em Engenharia  
Elétrica, RS, 2014

1. AHP 2. *Branch Exchange* 3. Geração distribuída 4.  
Reconfiguração de redes de distribuição I. Bernardon, Daniel Pinheiro  
II. Título.

---

©2014

Todos os direitos autorais reservados a Ana Paula Carboni de Mello. A reprodução de partes ou do todo deste trabalho só poderá ser feita mediante a citação da fonte.

Endereço: Avenida Roraima, 1000, Prédio 10, Bairro Camobi, Santa Maria, RS, 97105-900

Endereço Eletrônico: [anamello.iju@gmail.com](mailto:anamello.iju@gmail.com)

---

*Dedico este trabalho, com muito carinho, as  
pessoas mais importantes da minha vida:  
Meus pais, **Antonio e Cleide**, meu irmão **José  
Paulo**, e meu noivo **Guilherme!***



## **AGRADECIMENTOS**

Agradeço a Deus pela proteção e apoio em cada momento da minha vida.

Aos meus pais Antônio e Cleide pela vida, exemplos, amor e entusiasmo com cada passo dado.

Ao meu irmão José Paulo pelo apoio, amizade e incentivo, sempre presentes.

Ao meu noivo Guilherme por todo amor, carinho, compreensão e incentivo na execução deste trabalho. Obrigada meu amor.

Ao professor Daniel Pinheiro Bernardon pela oportunidade, orientação, amizade e confiança com que sempre pude contar ao longo desta parceria que se iniciou no 2º semestre de Graduação e se estende na Pós Graduação, dando bons frutos.

Aos professores da Pós Graduação em Engenharia Elétrica, Alzenira Abaide, Luciane Neves Canha, Felix Farret e Mauricio Sperandio pelos ensinamentos transmitidos que foram fundamentais na construção do meu conhecimento.

Aos membros da banca professores Luciano Lopes Pfitscher e Vinícius Jacques Garcia, pelas contribuições e pelo exemplo de profissionalismo o qual tive o prazer de conviver e aprender nesta ponte UNIPAMPA – UFSM.

Aos amigos e colegas do Centro de Estudos em Energia e Sistemas de Potência (CEESP) Adir, Andrius, Bruno, Dion Lenon, Iuri, Laura, Leonardo e Nelson pelo bom convívio e amizade!

Ao engenheiro Sérgio Bordignon pela ajuda na obtenção dos dados da usina da Muxfeldt Marin & Cia (Mux Energia).

A empresa AES Sul pelo incentivo financeiro ao desenvolvimento do Projeto de Pesquisa & Desenvolvimento (P&D) que orientou este trabalho. Ao engenheiro Maicon Ramos pela troca de ideias e amizade.

A todos que conviveram comigo e que me incentivaram na realização deste trabalho.



*"O segredo do sucesso é a constância de  
propósito"*  
**Benjamim Disraeli**



## RESUMO

Dissertação de Mestrado  
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica  
Universidade Federal de Santa Maria, RS, Brasil

### RECONFIGURAÇÃO DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO CONSIDERANDO MULTIVARIÁVEIS E GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

AUTORA: ANA PAULA CARBONI DE MELLO  
ORIENTADOR: DANIEL PINHEIRO BERNARDON

Local e Data da defesa: Santa Maria, 28 de Fevereiro de 2014.

A nova concepção do sistema elétrico de potência, chamada *Smart Grid*, surgiu como um novo desafio especialmente para as redes de distribuição de energia, as quais necessitam promover maiores funcionalidades como o acompanhamento em tempo real das informações sobre o consumo de energia dos consumidores, a massiva automação com dispositivos e equipamentos mais inteligentes, o monitoramento e atuação rápida frente a problemas, a conexão de geração distribuída, entre outros aspectos. A conexão de fontes de geração distribuída como a eólica e fotovoltaica na rede de distribuição vem se tornando uma prática cada vez mais comum e tem grande influência sobre vários aspectos da rede de distribuição, sobretudo na reconfiguração do sistema. A topologia inicial dos alimentadores pode não ser a ideal após a conexão das centrais de geração, uma vez que o fluxo de potência é modificado com a presença da geração distribuída. Neste sentido, este trabalho apresenta uma metodologia para o gerenciamento das redes de distribuição através da reconfiguração da topologia dos alimentadores e da conexão de geradores distribuídos baseados na geração eólica, fotovoltaica e hidráulica. A solução do problema de reconfiguração é baseada na técnica heurística *Branch Exchange*, onde se procura a otimização de múltiplos objetivos. Para a seleção das configurações das redes é utilizado o método de tomada de decisão multicriterial AHP (*Analytic Hierarchy Process*). A fim de ilustrar a eficiência da metodologia, são apresentados os resultados para uma rede real de uma concessionária de energia elétrica, considerando diferentes cenários de carga e de disponibilidade de geração dos geradores distribuídos, bem como a validação dos resultados através do método de busca exaustiva.

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



## **ABSTRACT**

Master Thesis  
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica  
Universidade Federal de Santa Maria

### **RECONFIGURATION OF DISTRIBUTION NETWORK CONSIDERING DISTRIBUTED GENERATION AND MULTIVARIABLES CRITERIA**

AUTHOR: ANA PAULA CARBONI DE MELLO  
ADVISOR: DANIEL PINHEIRO BERNARDON

Place and Date: Santa Maria, February 28<sup>th</sup>, 2014.

The new design of electric power system, called Smart Grid, has emerged as a new challenge especially for power distribution networks, which need to promote greater functionality such as real-time monitoring of the information about the energy consumption of consumers, the massive automation with smarter equipment and devices, monitoring and quick action when facing problems, connection of distributed generation, among others. The connection of distributed generation sources such as wind and solar power in the distribution network is becoming an increasingly common practice and it has great influence on several aspects of the distribution network, especially in system reconfiguration. The initial topology of the feeders may not be ideal after the connection of the power generation, as well as the power flow is modified by the distributed generation. In this sense, this Master Thesis presents a methodology for the management of distribution networks through reconfiguration of the network topology and the power injection of distributed generators based on wind, photovoltaic and hydroelectric generation. The solution of the reconfiguration problem is based on heuristic technique Branch Exchange, which seeks to optimize multiple objectives. To select the networks configuration the multi-criteria decision AHP (Analytic Hierarchy Process) method is used. To illustrate the efficiency of the methodology the results for a real network of an electric utility are presented, considering different scenarios of load and distributed generation availability, as well as validation of the results by the exhaustive search method.

**Keywords:** AHP. Branch Exchange. Distributed generation. Reconfiguration of distribution network.



## LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 – Classificação dos métodos de otimização relacionados à reconfiguração .....	33
Figura 3.1 – Esquemático de um aerogerador .....	45
Figura 3.2 – Curva de potência do aerogerador fabricante Enercon, modelo E53.....	46
Figura 3.3 – Velocidade média dos ventos no Observatório Espacial Sul.....	47
Figura 3.4 – Partes básicas de um sistema de geração fotovoltaica .....	48
Figura 3.5 – Curvas características de corrente e tensão para o módulo KD245GH .....	48
Figura 3.6 – Radiação global horizontal para o Observatório em São Martinho da Serra – RS .....	51
Figura 3.7 – Temperatura do ar no Observatório em São Martinho da Serra – RS .....	51
Figura 3.8 – Gráfico para escolha do tipo de turbina .....	54
Figura 3.9 – Leitura da memória de massa para a potência gerada de uma CGH equipada com turbina de 1000 kW localizada no Estado do Rio Grande do Sul .....	54
Figura 3.10 – Disposição típica dos elementos mais comuns em micro e pequenas centrais hidrelétricas .....	55
Figura 4.1 – Equipamentos típicos de um sistema de distribuição.....	58
Figura 4.2 – Estados operativos da rede de distribuição .....	59
Figura 4.3 – Perfis de carga de dois alimentadores distintos.....	60
Figura 4.4 – Perfis de carga após a reconfiguração e a inserção de potência da geração fotovoltaica .....	60
Figura 4.5 – Efeito sobre as perdas de energia em relação ao tamanho e localização .....	63
Figura 4.6 – Estados da automação da distribuição.....	67
Figura 4.7 – Chave de manobra automática .....	68
Figura 4.8 – Arquitetura geral do sistema de reconfiguração.....	69
Figura 5.1 – Etapas do processo de reconfiguração .....	77
Figura 5.2 – Curva de demanda do alimentador: (a) predominantemente residencial e (b) predominantemente industrial .....	78
Figura 5.3 – Comportamento da potência ativa em patamares de geração considerando diferentes condições de vento: (a) 5 de janeiro, (b) 30 de março, (c) 23 de julho e (d) 26 de agosto de 2012.....	82
Figura 5.4 – Comportamento da potência ativa em patamares de geração considerando diferentes condições de radiação e temperatura: (a) 5 de janeiro, (b) 30 de março, (c) 23 de julho e (d) 26 de agosto de 2012 .....	84
Figura 5.5 – Comportamento da potência ativa da CGH Avante: (a) 5 de janeiro, (b) 30 de março, (c) 23 de julho e (d) 26 de agosto de 2012 .....	86
Figura 5.6 – Rede de distribuição: (a) configuração original (b) primeira reconfiguração.....	87
Figura 5.7 – Segunda reconfiguração .....	88

Figura 5.8 – Primeira reconfiguração em sentido contrário.....	88
Figura 5.9 – (a) Configuração original (b) Reconfiguração no alimentador original .....	89
Figura 5.10 – Reconfiguração trocando o sentido e o alimentador de conexão da GD.....	90
Figura 5.11 – Nova reconfiguração com a conexão da GD no alimentador AL4.....	90
Figura 5.12 – Fluxograma das Etapas A e B do método de reconfiguração.....	91
Figura 5.13 – Fluxograma das etapas do processo de reconfiguração da rede de distribuição	95
Figura 6.1 – Diagrama simplificado da rede de distribuição com as centrais de GD.....	98
Figura 6.2 – Configuração final da rede sem GD após as reconfigurações .....	105
Figura 6.3 – Distribuição de cargas entre os alimentadores: (a) antes da reconfiguração e (b) após a reconfiguração.....	106
Figura 6.4 – Configuração final da rede com GD a plena capacidade após a reconfiguração	113
Figura 6.5 – Distribuição de cargas entre os alimentadores da rede com GD a plena capacidade: (a) antes da reconfiguração e (b) após a reconfiguração.....	114
Figura 6.6 – Distribuição de cargas entre os alimentadores da rede com GD em baixa capacidade: (a) antes da reconfiguração e (b) após a reconfiguração.....	119
Figura A.1 – Rede de distribuição simplificada para comparação .....	137
Figura A.2 – Rede de distribuição simplificada para comparação .....	137
Figura A.3 – Topologia da rede após as reconfigurações .....	140

## LISTA DE TABELAS E QUADROS

Tabela 3.1 – Condições Padrão de Teste (STC).....	49
Tabela 3.2 – Classificação das centrais hidrelétricas quanto à potência e queda de projeto....	53
Tabela 5.1 – Limites de potência ativa por fonte para cada unidade de geração distribuída ...	76
Tabela 5.2 – Discretização das curvas de demanda por classe de consumo para as condições de carga leve, média e pesada de acordo com o patamar de carga.....	79
Tabela 5.3 – Comportamento da geração eólica considerando diferentes condições de vento	81
Tabela 5.4 – Discretização das curvas da potência ativa da fonte eólica .....	81
Tabela 5.5 – Comportamento da geração fotovoltaica considerando diferentes condições de radiação e temperatura.....	83
Tabela 5.6 – Discretização das curvas da potência ativa da fonte solar .....	84
Tabela 5.7 – Comportamento da geração hidráulica da CGH Avante para o ano de 2012.....	85
Tabela 5.8 – Discretização das curvas da potência ativa da fonte hidráulica.....	85
Tabela 5.9 – Escala numérica para comparação e julgamentos (SAATY, 1990) .....	92
Tabela 5.10 – Índice de consistência em relação ao número de critérios comparados (SAATY e OZDEMIR, 2003).....	94
Tabela 6.1 – Avaliação da demanda para a rede teste sem geração distribuída (caso base) ....	99
Tabela 6.2 – Resultado individual da análise de cada chave de interligação para o caso base .....	100
Tabela 6.3 – Escolha dos valores para normalização dos resultados .....	100
Tabela 6.4 – Normalização dos resultados de cada teste individual para o caso base .....	101
Tabela 6.5 – Definição da sequência de chaveamento com aplicação do método AHP .....	104
Tabela 6.6 – Resultado seguindo a aplicação da sequência de chaveamento das interligações .....	105
Tabela 6.7 – Resultado final da análise de reconfiguração sem GD para o Patamar 5 .....	106
Tabela 6.8 – Resultado final por patamar para a análise da rede sem geração distribuída ....	107
Tabela 6.9 – Avaliação da demanda nos alimentadores da rede com GD a plena capacidade .....	108
Tabela 6.10 –Potência ativa injetada na rede por fonte para o dia 5 de janeiro de 2012 .....	108
Tabela 6.11 – Avaliação da potência ativa injetada na rede pela GD a plena capacidade .....	109
Tabela 6.12 – Resultado individual da análise das chaves de interligação para o Patamar 3 considerando a rede com GD a plena capacidade .....	110
Tabela 6.13 – Normalização dos resultados de cada teste individual para o Patamar 3 considerando a rede com GD a plena capacidade .....	111
Tabela 6.14 – Definição da sequência de chaveamento com aplicação do método AHP para o Patamar 3 considerando a rede com GD a plena capacidade .....	112

Tabela 6.15 – Resultado seguindo a aplicação da sequência de chaveamento das interligações .....	113
Tabela 6.16 – Resultado final da análise de reconfiguração para o Patamar 3 considerando a rede com a GD a plena capacidade .....	114
Tabela 6.17 – Resultado final por patamar da rede com GD em plena capacidade.....	115
Tabela 6.18 –Potência ativa injetada na rede por fonte para o dia 23 de julho de 2012.....	116
Tabela 6.19 – Avaliação da potência ativa injetada na rede pela GD em baixa capacidade .	116
Tabela 6.20 – Resultado individual da análise das chaves de interligação para o Patamar 3 considerando a rede com GD em baixa capacidade.....	117
Tabela 6.21 – Definição da sequência de chaveamento com aplicação do método AHP para o Patamar 3 considerando a rede com GD em baixa capacidade.....	118
Tabela 6.22 – Resultado seguindo a aplicação da sequência de chaveamento das interligações .....	118
Tabela 6.23 – Resultado final da análise de reconfiguração para o Patamar 3 considerando a rede com GD em baixa capacidade.....	119
Tabela 6.24 – Resultado final por patamar da rede com GD em baixa capacidade.....	120
Tabela 6.25 – Resultado comparativo considerando o 3º Patamar .....	121
Tabela A.1 – Informação dos ramos para o sistema teste .....	138
Tabela A.2 – Informação dos nós para o sistema teste .....	138
Tabela A.3 – Resultado da análise individual para cada chave de interligação.....	139
Tabela A.4 – Resultado final após a execução da sequência de chaveamentos.....	140
Tabela A.5 – Resultado da busca exaustiva para a rede da Figura A.1 .....	141
Quadro 1 – Comparação entre métodos de solução baseados em conhecimento e em modelos físicos ou biológicos .....	37
Quadro 2 – Revisão na literatura apresentada em GUEDES et al.(2013).....	41

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ACO	– <i>Ant Colony Optimization</i> , Otimização por Colônia de Formigas
AG	– Algoritmo Genético
AHP	– <i>Analytic Hierarch Process</i>
AL	– Alimentador
AMI	– <i>Advanced Metering Infrastructure</i>
ANEEL	– Agência Nacional de Energia Elétrica
ASD	– Análise de Sistemas de Distribuição
AT	– Alta Tensão
BT	– Baixa tensão
CGH	– Central Geradora Hidrelétrica
COD	– Centro de Operação da Distribuição
DA	– <i>Distribution Automation System</i>
DEC	– Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
DMIC	– Duração Máxima de Interrupção Contínua por Unidade Consumidora
DMS	– <i>Distribution Management System</i>
EPE	– Empresas de Planejamento Estratégico
ENS	– Energia Não Suprida
FEC	– Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
FIC	– Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora
FO	– Função Objetivo
GD	– Geração Distribuída
GIS	– <i>Geographical Information System</i>
IED	– <i>Intelligent Eletronic Device</i>
IEEE	– <i>Institute of Eletrical and Eletronic Engineers</i>
MT	– Média tensão
NA	– Estado Normalmente Aberto
NF	– Estado Normalmente Fechado
ONS	– Operador Nacional do Sistema Elétrico
PCH	– Pequena Central Hidrelétrica
PSO	– <i>Particle Swarm Optimization</i> , Otimização por Enxame de Partículas
PRODIST	– Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica
SA	– <i>Simulated Annealing</i> , Arrefecimento Simulado
SCADA	– Sistemas de Controle Supervisório e Aquisição de Dados
STATCOM	– Compensador estático de reativos
STC	– <i>Standard Test Conditions</i> , Condições Padrão de Teste
TAP	– <i>Transformer Adjust Position</i>
TS	– <i>Tabu Search</i> , Busca Tabu
UTR	– Unidade Terminal Remota



## LISTA DE SÍMBOLOS E VARIÁVEIS

$A$	–	Seção transversal de área
$AM$	–	Massa de ar
$C_n$		Critério de avaliação $n$
$C_p$	–	Coefficiente de potência
$C_P$	–	Número de consumidores do trecho protegido
$C_S$	–	Número de consumidores servidos
$d$	–	Duração da falha no trecho protegido
$G$	–	Irradiação solar
$G_{STC}$	–	Radiação global para a condição do STC
$h$	–	Altura da água
$H_{liq}$	–	Altura de queda líquida
$IC$	–	Índice de consistência do julgamento
$i_k$	–	Corrente elétrica
$I_{Kmáx}$	–	Corrente máxima admissível do equipamento ou condutor no ramo “ $k$ ”
$k$	–	Índice do ramo
$IR$	–	Índice aleatório de consistência do julgamento
$L$	–	Demanda do trecho de rede protegido
$N_i$	–	Número de consumidores
$N_r$	–	Número total de ramos
$p$	–	Pressão da água
$P_{GDn}$	–	Potência ativa fornecida pelo gerador distribuído $n$
$P_{STC}$	–	Potência máxima para a condição do STC
$Q$	–	Vazão de água
$RC$	–	Razão de consistência do julgamento
$r_k$	–	Resistência elétrica do ramo
$T$	–	Temperatura ambiente
$T_{STC}$	–	Temperatura para a condição do STC
$U_i$	–	Tempo médio de indisponibilidade
$v$	–	Velocidade de vento
$V_K$	–	Tensão em regime permanente
$w_k$	–	Peso do critério $k$
$\Delta t$	–	Intervalo de tempo do patamar
$\rho$	–	Densidade específica do ar
$\gamma$	–	Fator de correção da temperatura
$\eta_T$	–	Rendimento da turbina hidráulica
$\lambda$	–	Taxa média de falha



## SUMÁRIO

<b>1. INTRODUÇÃO .....</b>	<b>27</b>
<b>1.1 Motivação e justificativa .....</b>	<b>28</b>
<b>1.2 Objetivos e contribuições .....</b>	<b>29</b>
<b>1.3 Organização da Dissertação .....</b>	<b>30</b>
<b>2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA .....</b>	<b>33</b>
<b>2.1 Métodos de otimização aplicados à reconfiguração .....</b>	<b>33</b>
2.1.1 Métodos baseados em conhecimento .....	34
2.1.2 Métodos baseados em modelos físicos .....	35
2.1.3 Análise e comparação entre métodos de solução .....	37
<b>2.2 Reconfiguração na presença de geração distribuída.....</b>	<b>38</b>
2.2.1 Problema mono objetivo .....	38
2.2.2 Problema multiobjetivo .....	39
2.2.2.1 Tomada de decisão .....	40
<b>3. GERAÇÃO DISTRIBUÍDA EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO .....</b>	<b>43</b>
<b>3.1 Considerações iniciais .....</b>	<b>43</b>
<b>3.2 Fontes e tecnologias de geração distribuída.....</b>	<b>44</b>
3.2.1 Geração eólica.....	44
3.2.2 Geração fotovoltaica .....	47
3.2.3 Geração hidrelétrica .....	52
<b>3.3 Considerações finais do capítulo .....</b>	<b>56</b>
<b>4. RECONFIGURAÇÃO DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO CONSIDERANDO A INSERÇÃO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA .....</b>	<b>57</b>
<b>4.1 Considerações iniciais .....</b>	<b>57</b>
<b>4.2 Estados do sistema de distribuição .....</b>	<b>58</b>
<b>4.3 Inserção de geração distribuída em sistemas de distribuição .....</b>	<b>61</b>
<b>4.4 Automação das redes de distribuição .....</b>	<b>66</b>
<b>4.5 Considerações finais do capítulo .....</b>	<b>69</b>
<b>5. METODOLOGIA PROPOSTA.....</b>	<b>71</b>
<b>5.1 Formulação do problema.....</b>	<b>71</b>
5.1.1 Função objetivo e restrições.....	72
<b>5.2 Reconfiguração com a inserção de unidades de geração distribuída .....</b>	<b>76</b>
5.2.1 Avaliação da demanda .....	77

5.2.2 Avaliação da geração distribuída.....	79
5.2.2.1 Dados meteorológicos.....	79
5.2.2.2 Perfil de geração .....	80
5.2.3 Otimização da rede.....	86
5.2.3.1 Estratégia de seleção das configurações .....	86
5.2.3.2 Análise multicriterial: <i>Analytic Hierarchy Process</i> (AHP) .....	91
5.2.4 Tomada de decisão e definição da sequência de chaveamentos.....	94
<b>5.3 Considerações finais do capítulo .....</b>	<b>96</b>
<b>6. RESULTADOS .....</b>	<b>97</b>
<b>6.1 Considerações iniciais.....</b>	<b>97</b>
<b>6.2 Aplicação da metodologia .....</b>	<b>98</b>
6.2.1 Avaliação da rede sem geração distribuída (caso base) .....	99
6.2.2 Avaliação da rede com geração distribuída a plena capacidade.....	107
6.2.3 Avaliação da rede com geração distribuída em baixa capacidade.....	115
<b>6.3 Considerações finais do capítulo .....</b>	<b>121</b>
<b>7. CONCLUSÕES .....</b>	<b>123</b>
<b>7.1 Contribuições do trabalho.....</b>	<b>125</b>
<b>7.2 Sugestões de continuidade.....</b>	<b>125</b>
<b>7.3 Publicações relacionadas ao trabalho .....</b>	<b>126</b>
<b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....</b>	<b>127</b>
<b>APÊNDICE A – COMPARAÇÃO ENTRE MÉTODOS DE RECONFIGURAÇÃO ..</b>	<b>137</b>

## 1. INTRODUÇÃO

O sistema elétrico de potência, especialmente o sistema de distribuição, está passando por grandes transformações em sua estrutura atual a fim de incorporar tecnologias de automação e comunicação à rede elétrica, permitindo maior confiabilidade, segurança e eficiência operacional a partir de uma nova concepção de redes elétricas mais inteligentes, conhecidas como *Smart Grids*.

A *Smart Grid* ou Rede Elétrica Inteligente (REI), como vem sendo traduzida para o português, refere-se a um sistema que utiliza tecnologia digital avançada para monitorar e gerenciar o transporte de eletricidade em tempo real com fluxo de energia e de informações bidirecionais entre o sistema de fornecimento de energia e o cliente final (CGEE, 2012). Apesar das redes inteligentes incorporarem alguns recursos já utilizados nas concessionárias de energia elétrica, muitas de suas funcionalidades surgiram em resposta às novas tecnologias inseridas no sistema de distribuição, como o advento dos veículos elétricos, as diversas tecnologias de geração distribuída, a medição inteligente, os sistemas de gerenciamento de iluminação, entre outros (WEI, YU-HUI e JIE-LIN, 2009).

Entre algumas das funcionalidades desejadas em uma rede inteligente destacam-se, de acordo com BROWN (2008): a auto recuperação do sistema, a alta confiabilidade e qualidade da energia entregue, a resistência a ataques cibernéticos, a possibilidade de integração em larga escala de geração distribuída, o armazenamento de energia e a minimização dos custos de operação e manutenção.

Neste sentido, os novos conceitos aplicados ao sistema de distribuição trazem a intensificação do uso de informações obtidas a partir da comunicação entre os equipamentos do sistema, permitindo o desenvolvimento de funções específicas para cada uma das áreas envolvidas no desenvolvimento das redes inteligentes. Entre estas funções, destacam-se a

reconfiguração da topologia dos alimentadores e a conexão da geração distribuída à rede distribuição em baixa e média tensão.

A conexão de fontes de geração distribuída, como a eólica e fotovoltaica, vem se tornando uma prática cada vez mais comum e tem grande influência sobre vários aspectos da rede de distribuição, sobretudo na reconfiguração do sistema. Tradicionalmente, como as redes de distribuição operam em uma topologia radial, onde existe um único caminho para o fluxo de energia desde a subestação até a carga, ocorre que as perdas de energia ao longo dos alimentadores são mais elevadas e acontece a diminuição dos níveis de tensão, ocasionando impactos negativos no desempenho do sistema. Neste sentido, a reconfiguração dos alimentadores torna-se uma estratégia importante, pois pode auxiliar na operação das redes, reduzindo o impacto deste problema.

Como o fluxo de potência também sofre a influência da geração distribuída, ocorre que a topologia inicial dos alimentadores pode não ser a ideal para a operação do sistema após a conexão de centrais de geração. Assim, a reconfiguração também pode auxiliar para um melhor aproveitamento da geração distribuída, encontrando através de reconfigurações na topologia dos alimentadores a configuração com o melhor desempenho das centrais na operação do sistema.

## 1.1 MOTIVAÇÃO E JUSTIFICATIVA

Ainda que intensamente pesquisado ao longo dos anos, o problema de reconfiguração de redes de distribuição nunca esteve tão presente como nas discussões recentes. A reconfiguração em condições normais de operação consiste na alteração da topologia da rede em função de manobras nas chaves, permitindo a transferência de carga de um alimentador para o outro de forma a atingir a melhor eficiência possível na operação da rede, atendendo todas as cargas com maior confiabilidade, segurança e sem interrupções no fornecimento de energia.

Por conta da dificuldade computacional<sup>1</sup> na busca da melhor configuração de operação do sistema, uma vez que existem muitas combinações candidatas à alteração da rede, dificilmente a reconfiguração é utilizada como estratégia para melhorar a operação normal das redes. No entanto, o novo contexto dos sistemas de distribuição com as redes inteligentes coloca a reconfiguração em um lugar de destaque, tornando-a uma importante ferramenta para a adequação da rede em tempo real. Da mesma forma, a maior integração da geração

---

<sup>1</sup> Dificuldade computacional: Requer recursos significativos para solução, tais como tempo e armazenamento.

distribuída também é incentivada frente à escassez de fontes de energia de grande porte próximas aos centros de consumo.

No caso da reconfiguração das redes em condição normal com a conexão de geradores distribuídos, é de interesse de pesquisadores, empresas e concessionárias de energia o desenvolvimento de metodologias e ferramentas computacionais que auxiliem na análise da reconfiguração e da influência da geração distribuída nas redes de distribuição, permitindo flexibilidade na operação através de métodos eficientes de otimização que considerem a relação entre as variações de demanda e de energia produzida através das centrais de geração distribuída, a fim de tornar a topologia da rede adaptável conforme a necessidade de carga e da disponibilidade de recursos de geração de energia.

Neste sentido, a proposta desta Dissertação está focada no desenvolvimento de metodologias que no futuro atendam a estas necessidades e que permitam a implantação gradual de redes inteligentes, tendo em mente que a modificação do sistema de distribuição atual para uma rede propriamente inteligente é um processo que levará décadas (BROWN, 2008). Para isso, nesta Dissertação é avaliada a reconfiguração de uma rede real de distribuição com a inserção de fontes de geração distribuída, como eólica, solar e hidráulica. A solução do problema de reconfiguração é baseada em uma adaptação da técnica heurística *branch exchange*, incluindo a análise de alimentadores com e sem as fontes de geração distribuída, onde se procura a otimização de múltiplos objetivos, como a redução de perdas de energia, do número de consumidores interrompidos e da energia não distribuída. A definição da sequência de chaveamento para as reconfigurações é obtida com a aplicação do método de análise multicriterial AHP (*Analytic Hierarchy Process*). A fim de ilustrar a eficiência da metodologia são apresentados os resultados considerando diferentes cenários de operação para uma rede real de distribuição de uma concessionária de energia, bem como a validação dos resultados pelo método de busca exaustiva.

## 1.2 OBJETIVOS E CONTRIBUIÇÕES

O objetivo geral desta Dissertação é o desenvolvimento e análise de uma metodologia de reconfiguração de redes de distribuição no estado normal de operação com a inserção de geração distribuída.

Como objetivos específicos podem ser citados:

- Analisar o perfil de demanda horária do sistema através de curvas típicas de carga dos alimentadores, considerando a discretização das curvas de carga por valores de demanda máxima, divididos em seis patamares de carga;
- Analisar o perfil de energia produzida por centrais de geração distribuída de diferentes tecnologias, incluindo a fonte eólica, solar e hidráulica, considerando a discretização das curvas de geração das centrais por valores médios de geração, divididos em seis patamares de geração;
- Aplicar restrições específicas para o cálculo da potência fornecida por cada unidade de geração a partir da tecnologia e dos recursos locais de geração disponíveis, como: velocidade do vento, níveis de radiação e vazão turbinável;
- Considerar dados reais para composição dos cenários de demanda dos alimentadores e das centrais de geração distribuída, obtidos na região da cidade de Santa Maria no Estado do Rio Grande do Sul;
- Determinar a melhor topologia de operação das redes de distribuição com geradores distribuídos considerando diferentes cenários de operação.

A metodologia proposta apresenta algumas contribuições em relação aos trabalhos de Bernardon (2007) e Pfitscher (2013), os quais foram utilizados como referência na elaboração desta Dissertação.

### 1.3 ORGANIZAÇÃO DA DISSERTAÇÃO

Esta Dissertação está organizada em sete capítulos e um apêndice. No Capítulo 1 é apresentada uma visão geral sobre os novos conceitos aplicados ao sistema de distribuição, com foco na reconfiguração das redes de distribuição e na geração distribuída.

O Capítulo 2 apresenta uma revisão bibliográfica e estado da arte dos principais métodos de otimização para reconfiguração, e os principais aspectos considerados em trabalhos de reconfiguração com geração distribuída.

O Capítulo 3 apresenta os princípios básicos das fontes de geração de energia elétrica a partir da energia eólica, fotovoltaica e hidráulica. São relacionados os conceitos que permitem determinar o aproveitamento máximo do potencial disponível que pode ser entregue a rede de distribuição por cada tecnologia de geração considerada no trabalho.

O Capítulo 4 trata dos principais aspectos relacionados ao problema da reconfiguração e de como a geração distribuída impacta neste problema. Além disso, são apresentados os novos conceitos relacionados à automação das redes de distribuição.

O Capítulo 5 descreve as etapas da metodologia desenvolvida, incluindo as estratégias de análise dos perfis de carga e de geração das fontes de geração distribuída, o detalhamento da técnica de otimização e da análise multicriterial das alternativas de solução.

O Capítulo 6 apresenta os testes e resultados obtidos com a aplicação da metodologia e com o estudo em um modelo real de rede de distribuição.

O Capítulo 7 apresenta as principais conclusões, sugestões para continuidade do trabalho e as publicações realizadas no decorrer do Mestrado.

O Apêndice A apresenta a validação dos resultados com o algoritmo de Busca Exaustiva.



## 2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Este capítulo tem por objetivo apresentar uma síntese da revisão bibliográfica e do estado da arte da reconfiguração de sistemas de distribuição radiais com geradores distribuídos. O capítulo foi dividido em duas partes principais, destacando os principais métodos de otimização aplicados à reconfiguração com e sem geração distribuída, e considerando problemas mono e multiobjetivo.

### 2.1 MÉTODOS DE OTIMIZAÇÃO APLICADOS À RECONFIGURAÇÃO

Na literatura, os principais métodos de otimização para resolver o problema de reconfiguração vêm sendo discutidos há bastante tempo, principalmente por reduzirem o número de soluções a serem avaliadas. Estes métodos têm sido classificados em quatro categorias: heurística, meta-heurística, sistemas especialistas e programação matemática (NAGATA e SASAKI, 2001). Além desta classificação, os métodos também podem ser agrupados em métodos baseados em conhecimento ou métodos baseados em modelos físicos ou biológicos, como exemplificado na Figura 2.1.

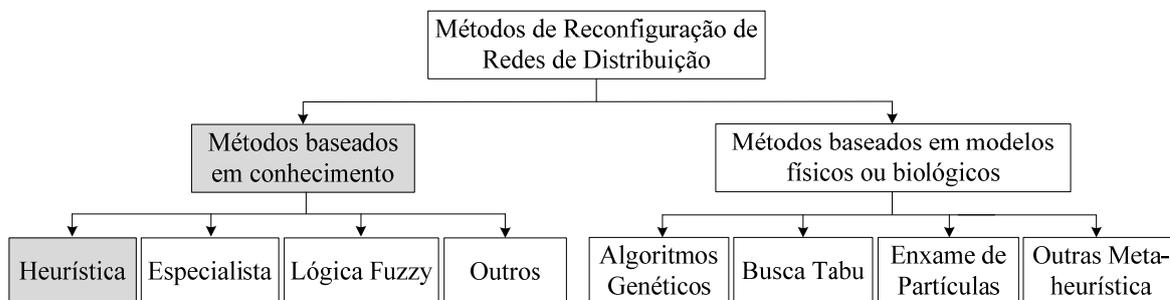


Figura 2.1 – Classificação dos métodos de otimização relacionados à reconfiguração

### 2.1.1 Métodos baseados em conhecimento

Em relação aos métodos baseados em conhecimento, destacam-se os de sistemas especialistas, lógica *fuzzy* e de busca heurística. Especialmente na estratégia de busca heurística, o objetivo é definir o estado inicial do problema a ser analisado e a partir de estratégias heurísticas (construtiva, destrutiva ou *Branch Exchange*), modificar sucessivamente o estado do sistema em direção à solução do problema (KAGAN et al., 2009).

Nesta Dissertação é dada ênfase à estratégia de busca heurística *Branch Exchange*, escolhida para o desenvolvimento do trabalho. Ao longo deste capítulo são apresentadas as considerações que motivaram esta escolha.

#### Busca Heurística (*Branch Exchange*)

Este método foi proposto inicialmente por Civanlar et al. (1988) através de uma estratégia conhecida como “troca de ramos” ou *Branch Exchange*, para o controle e planejamento em tempo real das configurações da rede visando à redução de perdas. A estratégia *Branch Exchange* consiste em realizar mudanças sucessivas na configuração da rede, de forma a analisar combinações de fechamento de chaves normalmente abertas e abertura de chaves normalmente fechadas, mantendo a radialidade da rede.

A estratégia *Branch Exchange* é amplamente utilizada na solução de problemas de reconfiguração de redes de distribuição e considera somente as configurações radiais em qualquer estágio do processo de busca na solução do problema (KAGAN et al., 2009).

Os trabalhos de [(ABABEI e KAVASSERI, 2011; GUPTA, SWARNKAR e NIAZI, 2012)] utilizam o método *Branch Exchange* para minimização de perdas em sistemas testes de distribuição padrão IEEE (*Institute of Electrical and Electronic Engineers*), indicando melhoria no tempo de execução da otimização. Da mesma forma, o trabalho de (LI et al., 2009) refere-se ao método *Branch Exchange* para minimização de perdas; entretanto, os autores realizam uma adaptação do método baseada em análises de sensibilidade e discutem os efeitos da geração distribuída quando conectada aos alimentadores de distribuição durante a reconfiguração da rede. Apesar disso, os autores não utilizam uma rede real e caracterizam a potência da geração distribuída de forma aleatória com valor fixos, o que não corresponde a uma situação de operação real.

Farahani et al. (2012) utilizam o método *Branch Exchange* para aplicação da reconfiguração no horizonte de planejamento de dois anos, a fim de encontrar as melhores

configurações da rede com a redução de perdas e melhoria dos níveis de tensão, com o foco na alocação de banco de capacitores no sistema.

### 2.1.2 Métodos baseados em modelos físicos

#### Algoritmo Genético

A aplicação do método de Algoritmos Genéticos (AG) concentra a maior parcela de trabalhos para minimização de perdas por reconfiguração de redes. Os AGs foram inspirados na evolução natural das espécies. Segundo (COSTA, 1999), a metáfora da evolução sugere que as populações de indivíduos evoluam de acordo com o princípio da seleção natural da sobrevivência dos mais fortes, onde indivíduos mais adaptados ao ambiente terão mais chances de sobreviverem e se reproduzirem, enquanto que os menos aptos serão eliminados com o passar do tempo, em virtude da limitação de recursos existentes no ambiente.

O trabalho de Bento e Kagan (2008) propõe uma metodologia para minimizar as perdas de energia empregando AG básico e algumas de suas variantes para seus operadores genéticos: seleção, cruzamento e mutação. Os resultados apresentam uma rede real em tempos de execução compatíveis para aplicações em atividades de planejamento, expansão e operação.

Braz e Souza (2011) apresentam uma abordagem com duas codificações de rede empregando AG. A primeira nomeia-se subtrativo e começa com a rede em malha, obtida fechando todas as chaves, e prossegue sequencialmente abrindo uma a uma até que a topologia radial seja obtida. A segunda chama-se aditivo e faz o inverso. As técnicas propostas são capazes de reduzir o espaço de busca de solução para radialidade e compreendem, além da minimização de perdas, a minimização de operações de comutação, bem como as restrições de limite térmico e queda de tensão.

#### Busca Tabu

A técnica de Busca Tabu (TS – *Tabu Search*) consiste na busca de configurações que modificam o comportamento da uma heurística de busca local. A solução do espaço de busca não é interrompida quando não há mais alterações que melhorem a solução atual. Desse modo, o algoritmo não retorna a locais já explorados (evitando configurações “Tabus”), mostrando ser mais inteligente do que outros métodos de busca local (SILVA et al., 2009).

Mekhamer et al. (2008) apresentam um algoritmo TS para minimizar as perdas de potência ativa. O procedimento de TS convencional é melhorado utilizando uma lista tabu com tamanho variável adaptável ao tamanho do sistema, com ajustes dos parâmetros do algoritmo durante o procedimento da busca para evitar a convergência lenta e mínimos locais. Resultados de simulação comparam o desempenho com o método *Simulated Annealing* (SA) e mostram que o algoritmo TS é mais eficiente que SA quanto à precisão da solução.

### **Enxame de Partículas**

O método de otimização por Enxame de Partículas (PSO – *Particle Swarm Optimization*) é baseado em uma população de indivíduos capazes de interagir entre si e com o meio. Com base nas propriedades de auto avaliação, comparação e imitação, os indivíduos são capazes de lidar com um número de possíveis situações que o ambiente lhes apresenta (SERAPIÃO, 2009).

Lu et al. (2009) propõem um algoritmo baseado em PSO que divide um sistema de rede de distribuição de larga escala em muitos subsistemas, e faz a otimização em pequenos blocos. O valor ideal de cada subsistema é aceito como o valor ideal de cada partícula. Aplicando o PSO se obtém então a solução ótima global. Dessa forma, são reduzidas a complexidade e as dimensões da variável de otimização do sistema, além de promover uma melhor velocidade e precisão de convergência. Segundo os autores, o algoritmo proposto não é tão rápido como o algoritmo TS, porém, é melhor na velocidade de convergência e é mais eficiente na capacidade de otimização global. A vantagem é mais significativa com o aumento da escala das redes de distribuição.

### **Colônia de Formigas**

O método de Colônia de Formigas (ACO – *Ant Colony Optimization*) simula o comportamento de uma colônia de formigas, em especial a maneira como as formigas são capazes de determinar o menor caminho para uma fonte de alimento. Os trabalhos de Souza et al. (2010) e Abdelaziz et al. (2012) utilizam o algoritmo ACO para resolver o problema de reconfiguração com o objetivo de minimizar as perdas de energia. O ACO se diferencia de outros métodos na literatura por gerar somente soluções intermediárias factíveis, melhorando a eficiência computacional nos resultados.

## Outros Métodos

Além dos métodos apresentados, outros métodos como *Branch and Bound*, Redes de Petry, Busca Harmônica (HSA, *Harmonic Search Algorithm*), Estratégia Evolutiva, Evolução Diferencial, Evolução Quântica, entre outros, também foram utilizados para resolver o problema de reconfiguração de redes de distribuição (PFITSCHER, 2013; QUEIROZ, 2010; RADHA e RUGHOOPUTH, 2010; SILVA et al., 2009; MENDOZA et al., 2009).

### 2.1.3 Análise e comparação entre métodos de solução

A fim de ressaltar as diferenças entre os métodos analisados, é apresentada uma comparação entre as generalidades do método heurístico *Branch Exchange* baseado em conhecimento com os métodos baseados em modelos físicos ou biológicos, conforme ilustrado no Quadro 1.

Método	Modelo de conhecimento: Heurístico ( <i>Branch Exchange</i> )	Modelo físico ou biológico
Tempo Computacional	Baixo	Médio baixo
Características	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Define o estado inicial do problema a ser analisado e modifica sucessivamente o estado do sistema em direção à solução;</li> <li>• Considera somente configurações radiais em qualquer estágio do processo de busca;</li> <li>• Cada nó da árvore de busca corresponde a uma possível solução do problema (KAGAN et al., 2009).</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Pesquisam soluções ótimas a partir de um conjunto de soluções, não a partir de uma única.</li> </ul>
Vantagens	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Possibilita a análise de redes reais e de grande porte, com flexibilidade de adaptação (PFITSCHER, 2013);</li> <li>• Espaço de busca reduzido;</li> <li>• Possibilita a manutenção de certo grau de precisão na solução enquanto assegura tempo de processamento aceitável (KAGAN et al., 2009).</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Converge de forma rápida em direção à solução de boa qualidade;</li> <li>• Além da solução principal, fornece várias alternativas com valores próximos a ela.</li> </ul>
Desvantagens	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Geralmente não se pode garantir que a solução “ótima” seja encontrada.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• A restrição de radialidade precisa ser tratada pelo método utilizado;</li> <li>• Pode ocorrer convergência prematura ou divergência, conduzindo a soluções distantes da solução “ótima”.</li> </ul>

Quadro 1 – Comparação entre métodos de solução baseados em conhecimento e em modelos físicos ou biológicos

Conforme apresentado do Quadro 1, os métodos baseados em modelos físico ou biológico convergem de forma mais rápida em direção a solução de boa qualidade quando comparado com o método *Branch Exchange*. Por outro lado, o método *Branch Exchange* possibilita análise de redes reais (grande e médio porte) sem simplificações, suscetíveis a mudanças de parâmetros e expansões e, além disso, possui um tempo computacional baixo. Salienta-se também que com a utilização deste método não há a convergência prematura ou divergência nas soluções, as quais podem estar distantes do ótimo global, apenas não há garantia de que a solução ótima seja encontrada, mas o algoritmo pode fornecer alternativas com valores próximos a ela, uma vez que é um algoritmo de busca local.

Algumas das principais características do *Branch-Exchange* que diferem esta técnica de busca dos métodos tradicionais de otimização são apontadas no trabalho de Pfitscher (2013) e referem-se à redução do tempo de processamento computacional devido à limitação do espaço de busca de soluções e também por não necessitarem de ajustes dos parâmetros caso haja alteração da rede. Outra importante característica é que a radialidade da rede é mantida sem necessidade de verificar se a solução é inconsistente (PFITSCHER, 2013).

## 2.2 RECONFIGURAÇÃO NA PRESENÇA DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Para buscar um desempenho ainda melhor da rede de distribuição, pesquisas mais recentes têm apresentado alternativas conjuntas com a reconfiguração, como a incorporação da geração distribuída, que é conectada próxima aos centros de carga e diretamente nas redes de baixa ou média tensão das concessionárias de energia. A seguir são apresentados alguns trabalhos recentes que incorporam a geração distribuída nas análises de reconfiguração, tratando de problemas mono e multiobjetivo.

### 2.2.1 Problema mono objetivo

Rao et al. (2012) analisam, através de um algoritmo meta-heurístico, os locais onde se poderia reconfigurar a rede e os melhores pontos que resultariam em benefícios para instalar unidades de GD com a potência de até 2 MW, para cinco cenários distintos de operação do sistema. Apesar de não aplicar a metodologia em uma rede real, os autores comparam a redução de perdas para três níveis de carregamento.

Vargas e Samper (2012) apresentam um método heurístico para redução de perdas em um sistema de gerenciamento inteligente de distribuição, visando à reconfiguração automática de uma rede real com GD. Os autores consideram a potência total da GD igual a 4,9 MW, representando 25% da carga total do sistema, e mostram que existe um aumento no número de iterações do algoritmo em relação à configuração sem GD. Os autores concluem que a GD melhora o perfil de tensão nos alimentadores onde está instalada, diminuindo as perdas de energia do sistema em relação à configuração sem GD.

Zhang, Ma e Xu (2012) propõem uma abordagem para minimização de perdas considerando a teoria dos grafos e a análise conjunta de cenários com variações de potência de saída para três turbinas eólicas com potência de 300 kW e 600 kW. Os resultados mostram que o método possui capacidade de adaptação quando ocorrem mudanças nos níveis da potência de saída das turbinas, mas executa os testes apenas para um sistema padrão IEEE, assumindo valores fixos de potência das turbinas.

Zidan e El-Saadany (2012) discutem que há um crescente interesse na interconexão de fontes de energia renovável em sistemas de distribuição, uma vez que são fontes inesgotáveis e não poluentes. Os autores propõem o uso de um AG em uma rede padrão IEEE para encontrar as perdas sazonais no sistema de distribuição, determinando a configuração ideal da rede para cada estação do ano. Entretanto, os autores consideram na caracterização das cargas e geração a escolha de apenas um dia típico para cada estação do ano.

Su et al. (2011) apresentam uma visão geral da conexão da GD à rede de distribuição, destacando uma série de benefícios que podem ser alcançados com a inserção da GD. Os autores mostram que a GD pode apresentar impactos positivos e negativos no controle de tensão da rede e a reconfiguração do alimentador pode solucionar problemas de sobretensão devido à conexão da GD.

### **2.2.2 Problema multiobjetivo**

Martins e Borges (2011) empregam uma metodologia para o planejamento da expansão de sistemas de distribuição, incluindo alternativas como: reconfiguração da rede, recondutoramento, instalação de novos alimentadores, chaves de manobra e a implantação ou compra de energia proveniente da GD. Os autores agregam múltiplos objetivos em uma função única que inclui perdas de energia, energia não distribuída, custos anualizados associados aos investimentos em reforços na rede de distribuição e encargos com a energia importada da transmissão.

Pereira Neto, Leão e Mantovani (2010) analisam o comportamento da reconfiguração automática de sistemas de distribuição contendo micro centrais de energia eólica, solar e também hidráulica. O problema é modelado como programação não linear inteira mista, onde são considerados dois objetivos principais: minimizar o número de consumidores sem energia e o número de comutações das chaves.

Recentemente, CELLI et al. (2013) apresentaram uma metodologia inovadora para implementação física de redes elétricas inteligentes com foco na infraestrutura de comunicação e modelos de confiabilidade. A reconfiguração *on-line* é apresentada como alternativa para resolver problemas de contingência, além disso, é apresentado um modelo de gestão inteligente que inclui a previsão meteorológica integrada à ferramenta de simulação da rede de distribuição, a fim de reproduzir as flutuações de geração devido ao movimento das nuvens no céu que podem degradar a comunicação sem fio e também influenciar nas variações de carga e geração.

### 2.2.2.1 Tomada de decisão

Quando se estabelece mais de um objetivo, por exemplo, reduzir perdas e aumentar a confiabilidade, a análise deve incorporar métodos de tomada de decisão multicriterial, os quais podem levar em conta a opinião de especialistas na definição da preferência de um objetivo sobre o outro, a fim de verificar qual configuração produz o melhor resultado.

Um dos métodos mais difundidos para a tomada de decisão multicriterial é o *Analytic Hierarchy Process* (AHP), desenvolvido por Thomas L. Saaty entre os anos de 1971 a 1975 (SAATY, 1987). Este método caracteriza-se pelo conceito de modelagem de preferência, e tem como premissa o julgamento e a conversão dos critérios em pesos, afim de que se possa hierarquizar os objetivos por meio de comparações, permitindo a tomada de decisão.

Em geral, para os problemas de otimização multiobjetivo identificam-se duas etapas básicas: a busca de soluções (responsabilidade do método) e a tomada de decisões (responsabilidade do decisor) (GARCIA, 2005). Considerando o ponto de vista do decisor os métodos classificam-se em duas categorias:

- Métodos a-priori: caracterizam-se pela participação do decisor antes de resolver o problema; e

- Métodos a-posteriori: caracterizam-se por realizar inicialmente a busca por soluções Pareto-ótimas<sup>2</sup>, seguida do processo de decisão.

Um quadro resumo, com uma intensa revisão na literatura quanto a metodologias de otimização e a tomada de decisão, diferenciando trabalhos que tratam da reconfiguração quanto ao tratamento mono ou multiobjectivo e à tomada de decisão, é apresentado no trabalho de Guedes et al. (2013) e ilustrado no Quadro 2.

Trabalho	Problema	Tomada de decisão	Metodologia
(MCDERMOTT, DREZGA e BROADWATER, 1999)	Mono	-	Estratégia Construtiva (todas as chaves na condição aberta)
(LIN, CHENG e TSAY, 2000)	Mono	-	Algoritmo Genético
(OLIVEIRA et al., 2004)	Mono	-	<i>Branch Exchange</i>
(GOMES et al., 2006)	Mono	-	Estratégia destrutiva (todas as chaves na condição fechada)
(RAJU e BIJWE, 2008)	Mono	-	Estratégia Construtiva e <i>Branch Exchange</i>
(ABABEI e KAVASSERI, 2011)	Mono	-	<i>Branch Exchange</i>
(NIKNAM et al., 2011)	Mono	-	Auto adaptação PSO
(CHIANG e JUMEAU, 1990)	Multi	a-priori	<i>Simulated annealing</i>
(ROYTELMAN et al., 1996)	Multi	a-priori	Estratégia destrutiva e <i>Branch Exchange</i> (escalar)
(WANG, CHIANG e DARLING, 1996)	Multi	a-priori	<i>Branch Exchange</i>
(HUANG, 2002)	Multi	a-priori	Algoritmo Genético <i>Fuzzy</i>
(LIN et al., 2003)	Multi	a-priori	Algoritmo imune
(HSIAO, 2004)	Multi	a-priori	Algoritmo Evolucionário <i>Fuzzy</i>
(HONG e HO, 2005)	Multi	a-priori	Algoritmo Genético <i>Fuzzy</i>
(DAS, 2006)	Multi	a-priori	<i>Branch Exchange Fuzzy</i>
(AHUJA, DAS e PAHWA, 2007)	Multi	a-posteriori	AIS-ACO
*(RUGTHAICHAROENCHEEP e SIRISUMRANNUKUL, 2009)	Multi	a-priori	Busca Tabu <i>Fuzzy</i>
(TSAI e HSU, 2010)	Multi	a-priori	Algoritmo Evolutivo
(SWARNKAR, GUPTA e NIAZI, 2010)	Multi	a-priori	PSO <i>Fuzzy</i>

\*O trabalho inclui uma metodologia com geração distribuída.

Quadro 2 – Revisão na literatura apresentada em GUEDES et al.(2013)

<sup>2</sup> Pareto-ótima: solução onde não é mais possível melhorar o resultado sem degradar outro ponto observado.

Diante das diversas metodologias analisadas pelos autores, observa-se que a estratégia *Branch Exchange* é a única capaz de ser utilizada tanto de forma mono como multiobjetivo no problema de reconfiguração, e quando aplicada a problemas multiobjetivo caracteriza-se pela participação do decisor antes de resolver o problema.

Estas considerações reforçam a aplicabilidade e a escolha pelo uso do *branch exchange* nas análises desta Dissertação, onde também é utilizado o método de tomada de decisão multicriterial AHP, a fim de determinar a sequência de chaveamentos na execução das reconfigurações. A escolha pelo método de análise hierárquica AHP foi motivada pela simplicidade de uso e confiabilidade que o método apresenta quanto a hierarquização das alternativas para a reconfiguração da rede, em função da relevância dos objetivos.

No próximo capítulo são abordadas as principais particularidades da geração distribuída bem como o equacionamento para a obtenção da potência fornecida das principais fontes de geração distribuída em uso no Brasil.

### **3. GERAÇÃO DISTRIBUÍDA EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO**

Este capítulo apresenta as fontes de geração distribuída com maior tendência de uso para geração de energia elétrica no Brasil. São apresentadas as características básicas, bem como o princípio de conversão de energia para a geração eólica, fotovoltaica e hidráulica, utilizadas no contexto desta Dissertação. A aplicação e discussão dos conceitos relacionados a este capítulo são demonstradas no Capítulo 5.

#### **3.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS**

O uso da Geração Distribuída (GD) vem evoluindo mundialmente nas últimas décadas, principalmente devido à limitação da disponibilidade de energia de fontes não renováveis, como o carvão, gás e petróleo e também devido à preocupação com a emissão de gases na atmosfera por usinas que utilizam estes combustíveis. No cenário mundial, os principais tratados internacionais de redução de emissão de CO<sub>2</sub> referem-se ao protocolo do Kyoto (1988) e à Conferência de Copenhague (2009).

O conceito de geração distribuída não apresenta uma definição universal, sendo caracterizado muitas vezes segundo a visão de entidades de pesquisa ou estudos específicos, apresentando um grande número de termos quanto à tecnologia empregada, a potência nominal dos geradores, o modo de operação, a relação de proximidade com os centros consumidores, a localização na rede elétrica, entre outros (MACIEL, 2012).

Para Ackermann, Andersson e Söder (2001), o conceito de geração distribuída refere-se a uma fonte de energia elétrica diretamente conectada à rede de distribuição ou à rede local dos consumidores. Da mesma forma, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) definiu o termo geração distribuída como: “centrais geradoras de energia elétrica, de qualquer potência, com instalações conectadas diretamente no sistema elétrico de distribuição ou

através de instalações de consumidores, podendo operar em paralelo ou de forma isolada e despachadas – ou não – pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico– ONS” (ANEEL, 2009). Salienta-se que as centrais geradoras podem ser constituídas a partir de diferentes tecnologias, dentre as quais se destacam a energia eólica, solar fotovoltaica, pequenas centrais hidrelétricas, biomassa e gás natural.

### **3.2 FONTES E TECNOLOGIAS DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA**

Nesta Dissertação é considerada a geração distribuída através de três tipos de centrais:

- a) eólica, motivado pelos constantes incentivos promovidos pelo Governo Federal em leilões de energia, como o leilão para contratação de energia reserva 2013 específico para a fonte eólica, onde os novos projetos somam a capacidade de 8.999 megawatts (MW) (EPE, 2013);
- b) fotovoltaica, devido às características naturais favoráveis do país, tais como altos índices de insolação e grandes reservas de quartzo para a produção de silício com alto grau de pureza (EPE, 2012);
- c) micro central hidrelétrica, devido à característica predominante de geração de energia em muitas concessionárias de energia elétrica do país. Este trabalho se refere a centrais geradoras de energia elétrica de médio porte, conectadas diretamente à rede de distribuição em média tensão, sem estarem vinculadas às instalações de um consumidor específico.

#### **3.2.1 Geração eólica**

A geração de energia elétrica a partir do vento é considerada uma das mais promissoras fontes naturais de energia elétrica, principalmente no Brasil, onde existe um dos maiores potenciais eólicos do planeta. Um dos trabalhos pioneiros de geração de energia a partir do vento é o de Warne e Calnan (1977), os autores apresentam uma revisão histórica da geração de energia eólica no período de 1890 a 1977 e destacam que a crise internacional do petróleo de 1973 serviu para mostrar a natureza finita dos combustíveis fósseis e também para alertar quanto à necessidade de geração de eletricidade por novos meios, impulsionando o interesse e investimentos em escalas comerciais da energia eólica.

A ANEEL define Energia Eólica como a energia cinética contida nas massas de ar em movimento (ANEEL, 2005). O aproveitamento da fonte eólica ocorre a partir da conversão da energia cinética pelo movimento de translação em energia cinética de rotação, utilizando para geração de eletricidade uma turbina eólica ou um aerogerador.

A Figura 3.1 ilustra os principais componentes de um aerogerador, o rotor, a nacele, o gerador e a torre.

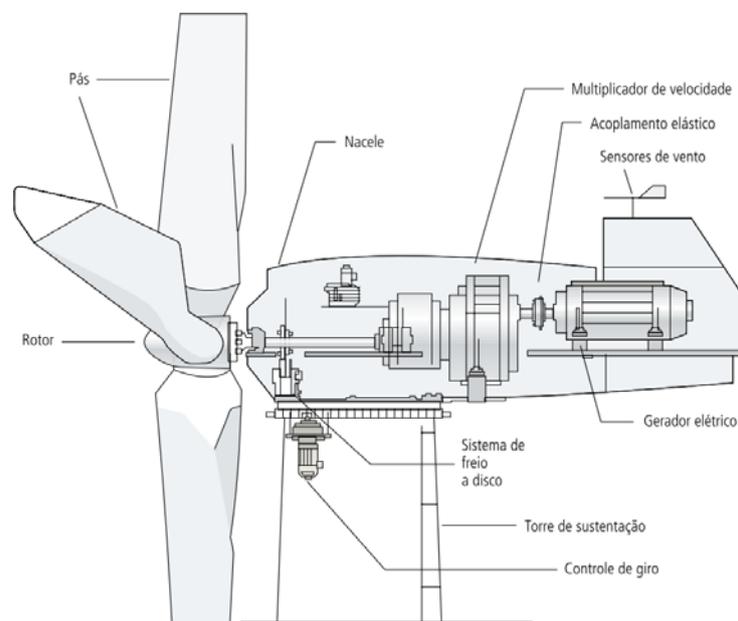


Figura 3.1 – Esquemático de um aerogerador

Fonte: Atlas ANEEL, 3ª Edição (ANEEL, 2005).

O rotor é responsável pela transformação da energia cinética do vento em energia mecânica de rotação. No rotor são fixadas as pás da turbina, que por sua vez são ligadas a um eixo interconectado ao gerador através de uma caixa multiplicadora de velocidades. A nacele é o componente que abriga os mecanismos do gerador para permitir seu funcionamento, por exemplo, o controle de giro, sistema de freio, sensores de vento, entre outros. Por fim, a torre é a base de sustentação e posicionamento para o rotor e a nacele, e compreende uma altura que permita o funcionamento do aerogerador.

### Potência extraída do vento

Apenas parte da potência extraída pelo vento pode ser utilizada para geração de energia elétrica. A quantificação da parcela de energia que pode ser convertida em eletricidade é realizada pelo coeficiente de potência do aerogerador  $C_p$ , o qual representa a relação entre a potência possível de se extrair do vento e quantidade total de potência nele contida (FARRET, 1999; MASTERS, 2004). A Equação (3.1) define a potência efetiva de saída de uma turbina eólica, dada em kgm/s (1 kgm/s corresponde a 9,81 Watts).

$$P_t = \frac{1}{2} \cdot C_p \cdot \rho \cdot A \cdot v^3 \quad (3.1)$$

Onde  $\rho$  representa a densidade específica do ar ( $\text{kg/m}^3$ ),  $A$  é a seção transversal de área ( $\text{m}^2$ ) varrida pelas hélices ou pás do aerogerador, e  $v$  é a velocidade de vento ( $\text{m/s}$ ).

O aerogerador considerado nesta Dissertação foi o do fabricante Enercon, modelo E53, com potência nominal de 800 kW composto por gerador síncrono; o sistema de conexão a rede é através de inversores. A Figura 3.2 ilustra a curva de potência calculada da turbina e do coeficiente de potência em relação à velocidade do vento  $v$ , correspondente à altura da torre de 60 metros e considerando  $\rho$  igual a  $1,225 \text{ kg/m}^3$ .

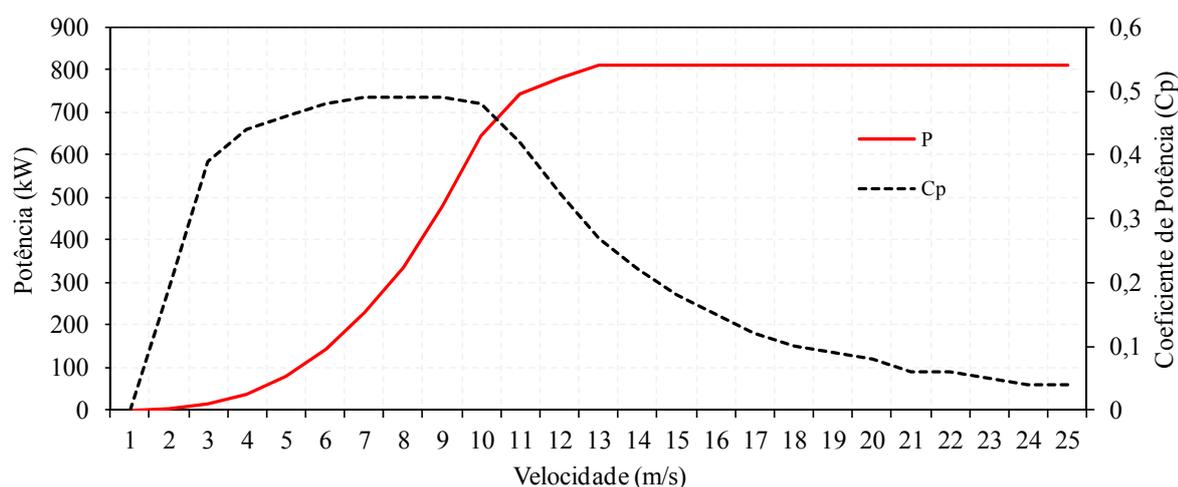


Figura 3.2 – Curva de potência do aerogerador fabricante Enercon, modelo E53

Observa-se que a potência eólica varia de acordo com a ocorrência das velocidades dos ventos, e estes podem apresentar variações diárias, sazonais, anuais e de curta duração (LEITE, 2005), causadas, por exemplo, pelas mudanças climáticas ao longo do dia.

Para demonstrar a variação à qual está submetida a potência de saída de um aerogerador, é ilustrada na Figura 3.3 a variação da velocidade média do vento a uma altura de 50 metros, tomando como referência a estação meteorológica do Observatório Espacial Sul<sup>3</sup>, localizada na cidade de São Martinho da Serra – RS.

<sup>3</sup> Observatório Espacial Sul – Estação meteorológica gerenciada pelo Centro de Previsão do Tempo e Estudos Climáticos (CPTEC) do Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE), localizado na cidade de São Martinho da Serra, no Estado do Rio Grande do Sul.

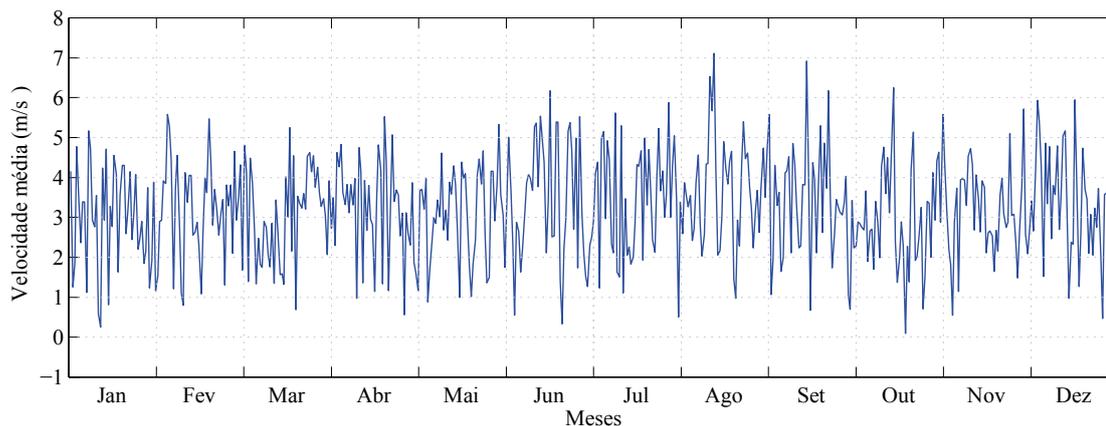


Figura 3.3 – Velocidade média dos ventos no Observatório Espacial Sul

### 3.2.2 Geração fotovoltaica

A geração fotovoltaica faz o uso de elementos semicondutores capazes de gerar eletricidade a partir da conversão direta de energia solar em energia elétrica através de células solares (fotovoltaicas). Embora possa ser simples, este processo de conversão depende das características de cada semicondutor e da qualidade dos materiais empregados na tecnologia de fabricação.

Um sistema fotovoltaico é composto basicamente por arranjos de células fotovoltaicas na configuração série e/ou paralelo. Uma vez que cada célula é capaz de gerar tipicamente entre 1 W a 3 W de potência, faz-se necessário a combinação de células quando se deseja aumentar o nível de potência gerada (LEVA et al., 2004). A estrutura resultante desta combinação é denominada módulo fotovoltaico, comercialmente encontrado com valores de potência que variam tipicamente de 5 W a 245 W (KYOCERA SOLAR, 2013). Dependendo da potência, nível de tensão e corrente desejados no projeto, os módulos fotovoltaicos também podem ser associados em série ou paralelo, constituindo-se por fim um painel fotovoltaico, conforme pode ser observado na Figura 3.4.

Um dos aspectos fundamentais para a implantação de sistemas fotovoltaicos é o conhecimento das características de radiação solar onde se deseja realizar a instalação. Esses dados podem ser obtidos através de informações da base de dados de estações meteorológicas. A norma ABNT NBR 10899:1988 define os principais termos técnicos relativos à conversão fotovoltaica de energia solar, e estabelece a seguinte definição para radiação solar “*Densidade de fluxo de energia da radiação solar, normalmente medida em  $kW/m^2$  ou em  $mW/cm^2$* ” (ABNT, 1988).

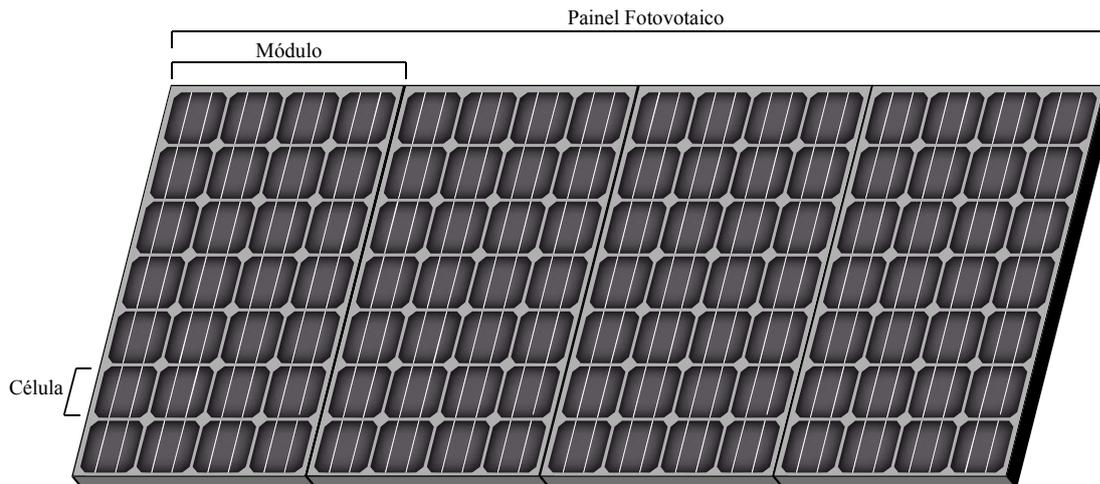


Figura 3.4 – Partes básicas de um sistema de geração fotovoltaica

A radiação solar é a principal variável que afeta a potência gerada através das células fotovoltaicas. Além da radiação solar, a temperatura de operação das células também influencia na quantidade de potência gerada, uma vez que a tensão de saída da célula fotovoltaica é alterada em função da temperatura ambiente. O efeito da variação da temperatura de operação sobre a potência pode ser observado nas curvas características de tensão e corrente (curvas  $I-V$ ) da saída de um módulo fotovoltaico. Para exemplificar este efeito, foram obtidas as curvas características através dos parâmetros do módulo fotovoltaico KD245GH 245 W do fabricante Kyocera. A Figura 3.5 (a) apresenta a curva  $I-V$  característica considerando a variação de temperatura e a Figura 3.5 (b) ilustra as curvas  $I-V$  em função da variação de radiação solar.

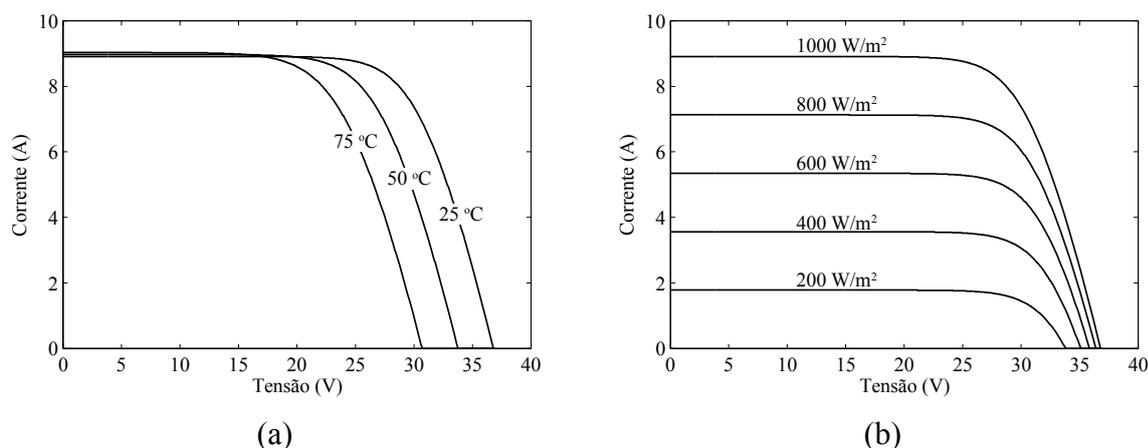


Figura 3.5 – Curvas características de corrente e tensão para o módulo KD245GH

Fonte: Adaptado de (KYOCERA SOLAR, 2013).

### Conversão de energia solar em energia elétrica

O comportamento em operação dos sistemas fotovoltaicos geralmente é caracterizado através da medida da curva de tensão e corrente (curvas  $I-V$ ) de células e módulos fotovoltaicos a partir de Condições Padrão de Teste ou STC (*Standard Test Conditions*), a fim de uniformizar as informações fornecidas pelos fabricantes para que sejam comparados sob as mesmas condições de teste entre distintos laboratórios. Essas condições estabelecem os valores de referência para a irradiação ( $G$ ), temperatura ambiente ( $T$ ) e massa de ar ( $AM$ ), conforme apresentado na Tabela 3.1, e são geralmente alcançadas dentro de simuladores solares confinados.

Tabela 3.1 – Condições Padrão de Teste (STC)

Parâmetro	Valor	Unidade
Irradiação ( $G_{STC}$ )	1000	W/m <sup>2</sup>
Temperatura ambiente ( $T_{STC}$ )	25	°C
Massa de ar ( $AM_{STC}$ )	1,5	-

No entanto, as condições da STC raramente ocorrem em condições reais de operação. Por consequência, a estimativa do comportamento de um módulo fotovoltaico requer extrapolações do ponto de vista das condições reais de operação.

Atualmente não existe uma metodologia padrão para avaliar a produção de energia elétrica dos módulos fotovoltaicos. Assim, existem muitos estudos com variações de métodos para extrapolação considerando as condições reais de operação. Em geral, existem basicamente dois métodos de avaliação da quantidade de potência máxima que os módulos produzem: métodos numéricos e métodos algébricos (FUENTES et al., 2007; KROPOSKI et al., 1994).

Segundo Kroposki et al. (1994) os procedimentos numéricos utilizam o cálculo da potência de pico instantânea da curva  $I-V$  em condições específicas, como a STC. Já os procedimentos algébricos utilizam a análise de regressão de dados medidos de longo prazo, e podem ser utilizados para qualquer condição de funcionamento, sendo os mais indicados para aplicações com dados reais.

A seguir são apresentados brevemente alguns métodos algébricos, a partir do trabalho de Fuentes et al. (2007):

- Ponto de máxima potência aproximado: Aproxima a corrente da célula e a tensão para o ponto de máxima potência a partir da corrente de curto circuito e da tensão de circuito aberto.
- Fator de forma variável com resistência série constante: tanto a corrente de curto circuito da célula como a tensão de circuito aberto variam linearmente com a irradiação e a temperatura. A potência máxima da célula é calculada assumindo que a resistência série é constante ao longo de todas as condições de operação.
- Fator de forma constante: o método atua de forma semelhante ao método anterior porém o fator de forma permanece constante ao invés da resistência.
- Método de Osterwald: É um dos métodos mais usados devido à simplicidade que oferece em relação aos outros métodos. Permite calcular a potência de saída de um sistema fotovoltaico para qualquer valor de irradiação e temperatura da célula. A Equação (3.2) demonstra o método de Osterwald.

$$P_{Máx} = P_{STC} \cdot \frac{G_i}{G_{STC}} \cdot [1 - \gamma \cdot (T_i - T_{STC})] \quad (3.2)$$

Onde  $P_{STC}$  é a potência máxima gerada pelo módulo, dada em (Watts), sendo usualmente a potência nominal anunciada pelo fabricante na folha de dados.  $G_{STC}$  é a radiação global para a condição do STC,  $G_i$  e  $T_i$  são a radiação global e a temperatura do ar na condição medida e  $T_{STC}$  é a temperatura para a condição do STC. Sabendo que as condições de STC são dadas em condições restritas, é necessário aplicar um fator de correção da temperatura para potência que é representado por  $\gamma$  e corresponde ao valor do intervalo -  $0,005^{\circ}\text{C}^{-1}$  a  $-0,003^{\circ}\text{C}^{-1}$ .

- Potência e energia nas condições de STC: Este é o método mais simples e conseqüentemente realiza os cálculos com certa imprecisão, pois não considera as variações de temperatura da célula nas diferentes condições de operação.

$$P_{Máx} = P_{STC} \cdot \frac{G_i}{G_{STC}} \quad (3.3)$$

Devido à simplicidade e eficiência de uso, nesta Dissertação foi adotado o método de Osterwald, apresentado integralmente em (OSTERWALD, 1986), uma vez que se dispõe dos

dados de irradiação global ( $G_i$ ) e da temperatura do ar ( $T_i$ ), parâmetros que são variáveis na Equação (3.2).

A fim de exemplificar as variações diárias a que está sujeita a potência de saída de um sistema fotovoltaico, a Figura 3.6 e Figura 3.7 ilustram o comportamento da radiação solar e temperatura do ar considerando as medições de dados diárias do mês de Janeiro de 2013 no observatório de São Martinho da Serra.

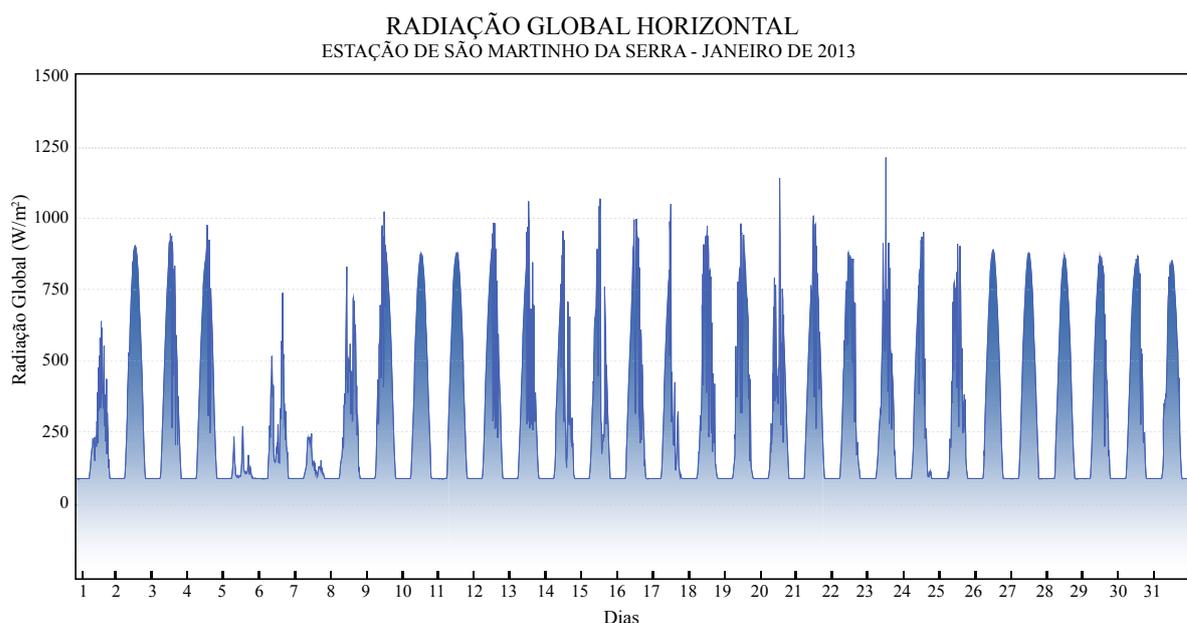


Figura 3.6 – Radiação global horizontal para o Observatório em São Martinho da Serra – RS  
Fonte: Adaptada do Projeto SONDA (INPE, 2013).

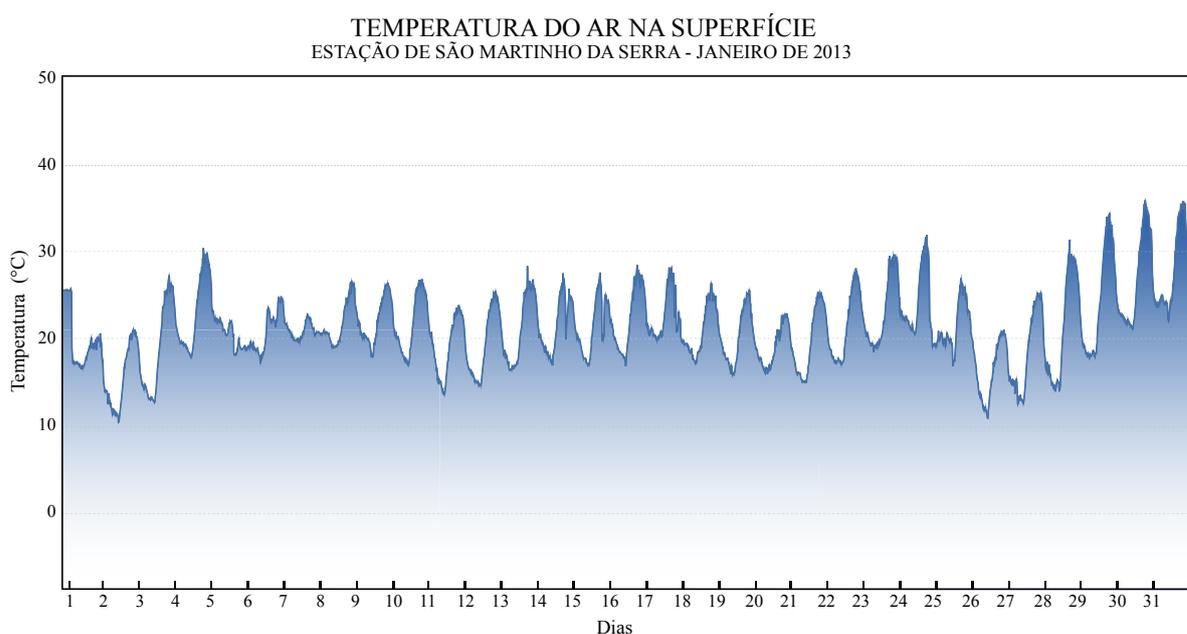


Figura 3.7 – Temperatura do ar no Observatório em São Martinho da Serra – RS  
Fonte: Adaptada do Projeto SONDA (INPE, 2013).

### 3.2.3 Geração hidrelétrica

A geração de energia através do aproveitamento do potencial hidráulico existente em um rio pode se caracterizar de diferentes formas: quando existe desnível concentrado em uma queda d'água, caracterizando um aproveitamento natural, através de uma barragem com pequenos desníveis, ou através de desvio do rio de seu leito natural. A água é conduzida através de canais, túneis ou condutos forçados e transformada em energia cinética através do giro das pás das turbinas; este movimento produz a energia elétrica a partir do acionamento do eixo de um gerador (CERPCH, 2013).

As Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) e as Centrais Geradoras Hidrelétricas (CGHs) representam atualmente uma forma rápida e eficiente de promover a expansão da oferta de energia elétrica. Este tipo de empreendimento possibilita um melhor atendimento às necessidades de carga de pequenos centros urbanos e regiões rurais, complementando o fornecimento de energia realizado pelo sistema convencional (ANEEL, 2003). Conforme Pereira Neto (2011) a atratividade destas usinas fundamenta-se em suas características de menor impacto ambiental, quando vistas isoladamente, menor volume de investimento e maior incentivo legal, uma vez que as CGHs e PCHs são dispensadas de licitação para obtenção da concessão, necessitando apenas de autorização da ANEEL, no caso de PCHs, e de um simples registro, no caso de CGHs (ANEEL, 2003; PEREIRA NETO, 2011).

A Resolução nº 394 revogada pela Resolução nº 652 define Pequena Central Hidrelétrica (PCH) como todo o aproveitamento hidrelétrico com potência superior a 1000 kW, e igual ou inferior a 30000 kW, destinado a produção independente, autoprodução ou produção autônoma, com área do reservatório inferior a 3,0 km<sup>2</sup>. O aproveitamento hidrelétrico caracterizado com potência igual ou inferior a 1000 kW é definido como Central Geradora Hidrelétrica (CGH) (ELETROBRÁS, 1985).

Em relação às filosofias de operação, tanto as PCHs quanto as CGHs apresentam grande flexibilidade, possuindo duas formas principais de regularização de reservatórios: a fio d'água ou de acumulação, com regularização diária do reservatório (ELETROBRÁS, 1985, 2000), sendo que a potência despachada dependerá das características físicas e técnicas e também da filosofia da empresa possuidora da central.

A operação das PCHs e CGHs poderá ocorrer com: potência em função de estudos hidro energéticos, considerando limitações hidráulicas e limites elétricos de equipamentos; desassistida, quando a potência montante é diretamente relacionada ao nível montante, sendo

que em um nível mínimo admissível pode-se retirar alguns grupos de operação; entre outros (BORTONI et al., 2002).

Conforme o manual de diretrizes para estudos e projetos de pequenas centrais hidrelétricas, publicado pela ELETROBRÁS (2000), a exploração das centrais é classificada em micro, mini e pequena central em relação à potência instalada e a queda de projeto, conforme indicação da Tabela 3.2. Da mesma forma, a ANEEL recentemente com a Resolução Normativa nº 482 expandiu o termo centrais geradoras de energia elétrica, em micro e mini geração para outras fontes com base em energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, compreendendo a micro geração até 100 kW de potência e mini geração de 100 kW a 1000 kW (ANEEL, 2012).

Tabela 3.2 – Classificação das centrais hidrelétricas quanto à potência e queda de projeto

Classificação das Centrais	Potência (kW)	Queda de projeto (m)		
		Baixa	Média	Alta
<b>Micro</b>	$P < 100$	Menos de 15	15 a 50	Mais de 50
<b>Mini</b>	$100 < P < 1000$	Menos de 20	20 a 100	Mais de 100
<b>Pequenas</b>	$1000 < P < 30000$	Menos de 25	25 a 130	Mais de 130

Fonte: (ELETROBRÁS, 2000)

### Potência extraída uma turbina hidráulica

A potência de saída estimada para uma turbina hidráulica pode ser obtida em relação à altura da queda líquida disponível e da vazão de projeto, considerada constante. O gráfico da Figura 3.8 mostra a relação entre a vazão e a queda líquida disponível, onde através da interpolação dos eixos pode-se obter uma solução de projeto viável em relação à potência elétrica e ao tipo de turbina a ser utilizado. Através da interpolação dos valores das linhas é possível estimar a potência elétrica e também o tipo de turbina a ser empregada.

Geralmente para empreendimentos de PCHs e CGHs são utilizadas as turbinas de modelo Pelton, Francis, Kaplan e Bulbo com multiplicador. A escolha considerando um ou outro modelo é definida de acordo com as características de altura da queda, vazão de água e rotação do conjunto turbina gerador (PEREIRA NETO, 2011). Na Figura 3.9 é mostrada a potência de saída de uma CGH que opera com pouca variação dos níveis de água do reservatório, onde está instalada uma turbina modelo Kaplan.

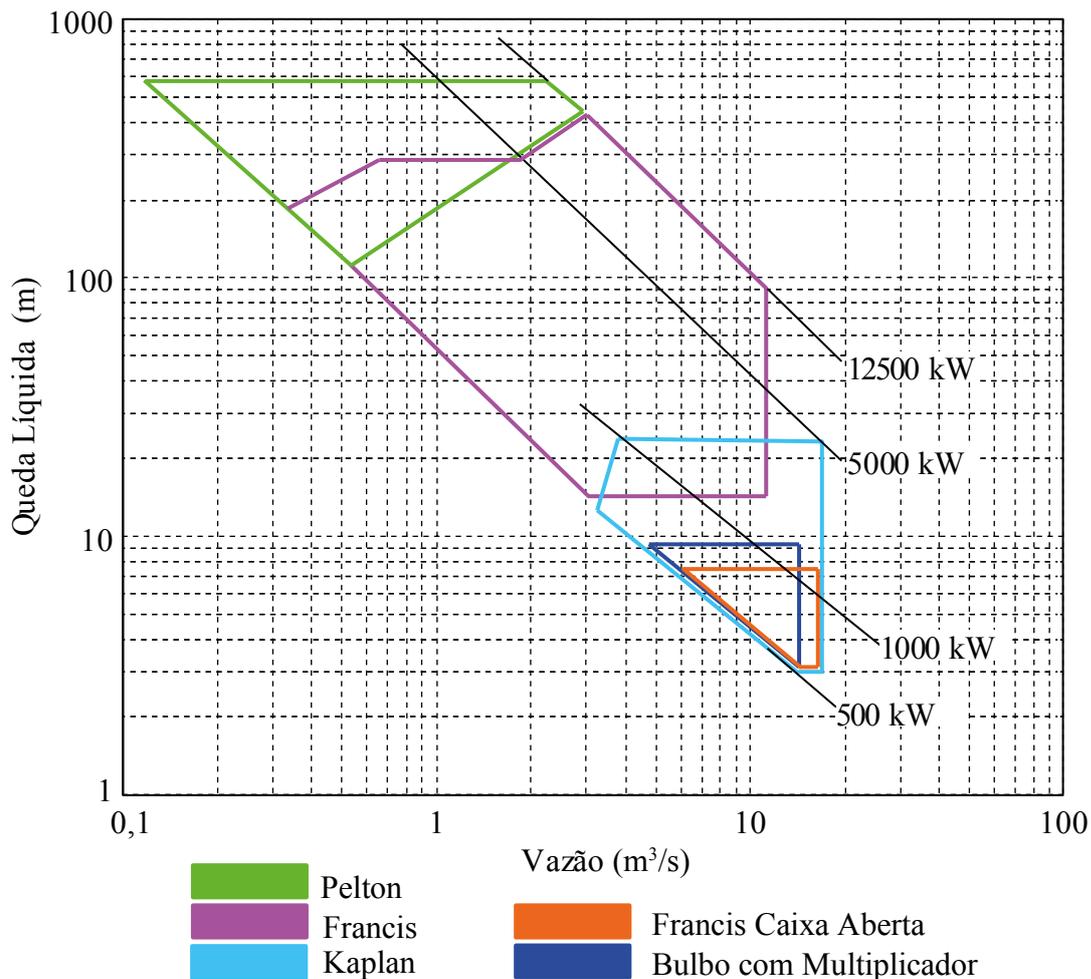


Figura 3.8 – Gráfico para escolha do tipo de turbina

Fonte: Adaptação de (ELETROBRÁS, 2000).

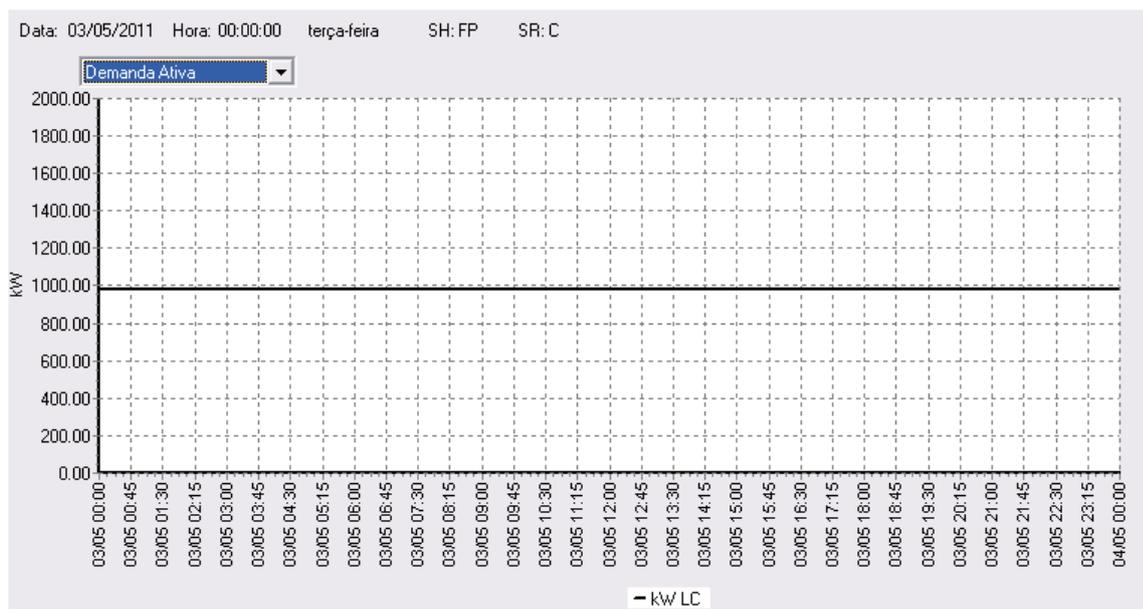


Figura 3.9 – Leitura da memória de massa para a potência gerada de uma CGH equipada com turbina de 1000 kW localizada no Estado do Rio Grande do Sul

Em termos gerais, a potência de uma turbina pode ser expressa a partir do somatório das três formas de energia expressas pela Equação (3.4) do teorema de Bernoulli (FARRET e SIMÕES, 2006).

$$\frac{v^2}{2g} + \frac{p}{\rho g} + h = \frac{P}{\rho g Q} \quad (3.4)$$

Onde  $v$  representa a velocidade do escoamento (m/s),  $g$  corresponde à constante gravitacional ( $m/s^2$ ),  $p$  é a pressão da água ( $N/m^2$ ) a uma altura  $h$  da água (m), com densidade  $\rho$  ( $kg/m^3$ ) a uma vazão  $Q$  de água ( $m^3/s$ ).

A potência de saída no eixo da turbina em (kW) de qualquer sistema hidrelétrico pode ser obtida a partir da aplicação da Equação (3.5) (PAISH, 2002; FARRET e SIMÕES, 2006; ELETROBRÁS, 1985).

$$P_e = 9,81 \cdot Q \cdot H_{liq} \cdot \eta_T \quad (3.5)$$

Onde 9,81 corresponde a um fator de correção (em função da gravidade e densidade da água),  $Q$  representa a vazão ( $m^3/s$ ) da turbina, a uma altura (m) de queda líquida  $H_{liq}$ , com rendimento  $\eta_T$ , que dependerá do modelo de turbina hidráulica escolhido.

A Figura 3.10 apresenta um arranjo típico das estruturas principais de micro e pequenas centrais hidrelétricas quando há desvio com canal de adução e conduto forçado.

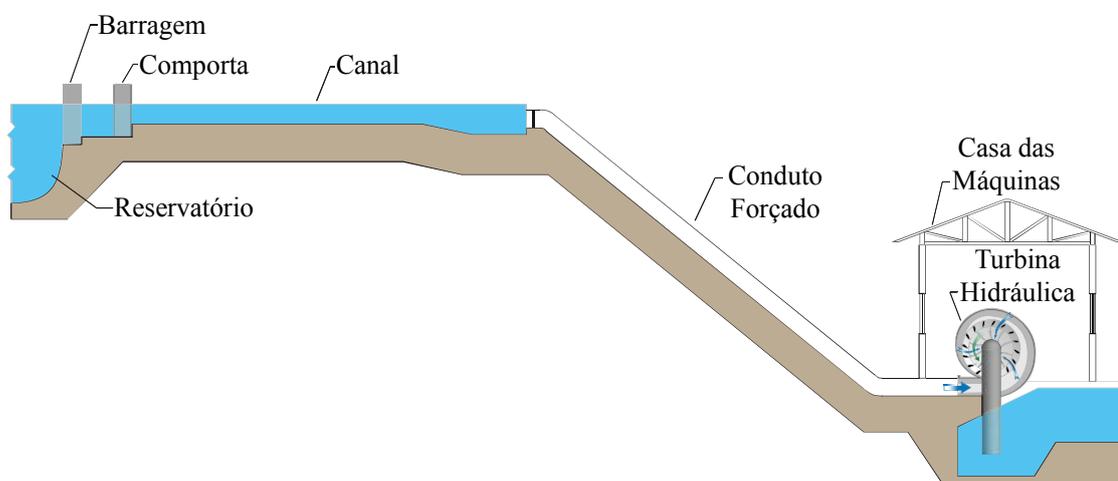


Figura 3.10 – Disposição típica dos elementos mais comuns em micro e pequenas centrais hidrelétricas

### 3.3 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO

Com o crescimento do consumo de energia elétrica, as fontes renováveis de energia estão se tornando cada vez mais importantes para suprir a energia em horários considerados críticos, principalmente para atender as pequenas cidades e indústrias, surgindo como alternativas para a geração de energia de forma distribuída.

Em relação à produção de energia fotovoltaica no Brasil, observam-se diversos investimentos em criações de projetos pilotos e implantações práticas. O último levantamento realizado pela ANEEL aponta que existem 45 usinas fotovoltaicas conectadas à rede, instaladas em residências, condomínios, universidades, institutos de pesquisa e concessionárias de energia, fornecendo a potência total de 4,92 MW (ANEEL, 2014). Recentemente estão sendo implantadas usinas fotovoltaicas em estádios para a Copa do Mundo FIFA 2014 no Brasil. Nestes empreendimentos destaca-se o estádio Governador Magalhães Pinto, em Belo Horizonte – MG, onde a produção de energia fotovoltaica é de 1,42 MW com 6000 módulos fotovoltaicos instalados. Outros sete estádios terão usinas fotovoltaicas, onde a energia elétrica gerada será injetada na rede da concessionária local a partir da subestação de alimentação situada dentro do próprio estádio ou em ambiente externo. Considerando que o Brasil dispõe de grande potencial para a produção de energia fotovoltaica e esta fonte ainda é pouco difundida nacionalmente, a participação destas novas usinas promoverá o incentivo à geração fotovoltaica inserindo-a com maior potencial na matriz energética brasileira.

Da mesma forma, a participação de geração de energia eólica no ano de 2013 em leilões de energia, contratou 4,7 GW (EPE, 2013), um nível histórico para a geração eólica, o que demonstra a participação estratégica na matriz energética nacional. Segundo o Banco de Informações de Geração (BIG) da ANEEL, a geração eólica atualmente possui 108 empreendimentos em operação, totalizando 2,22 TW de potência instalada. Outra fonte com grande tendência de crescimento são as mini e pequenas centrais hidrelétricas, que em janeiro de 2014 contavam com 462 PCHs e 433 CGHs em operação, totalizando 4,9 TW de potência instalada, representando 3,84% da geração de energia na matriz nacional (ANEEL, 2013).

O próximo capítulo trata dos principais aspectos relacionados à conexão de fontes de geração distribuída nas redes de distribuição e de como a estratégia de reconfiguração das redes pode fazer o uso destas fontes de geração na operação normal do sistema de distribuição.

## **4. RECONFIGURAÇÃO DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO CONSIDERANDO A INSERÇÃO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA**

O objetivo deste capítulo é apresentar as principais mudanças e aspectos técnicos que envolvem a reconfiguração das redes de distribuição no novo contexto dos sistemas de distribuição, o que inclui a inserção de geradores distribuídos, operação e controle por um sistema de automação e gerenciamento das redes de distribuição e o uso de uma infraestrutura de medição avançada.

### **4.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS**

Tradicionalmente as redes de distribuição podem operar em duas topologias: radial e anel. A operação mais usual é de forma radial, onde existe um único caminho para o fluxo de energia desde a subestação até a carga. Conforme Pereira (2000), a topologia radial apresenta algumas vantagens em relação à topologia em anel, tais como: menores níveis de curto-circuito, simplicidade nas operações de chaveamento e facilidade no emprego de equipamentos de proteção. Além disso, pode evitar os picos de corrente transitórios que podem surgir na topologia em anel. Por outro lado, a estrutura radial é pouco confiável do ponto de vista operacional, pois não garante alternativas de suprimento no caso de falhas ou sobrecargas.

Desta forma, os sistemas de distribuição tradicionais são construídos como redes em anel e operados, em sua maioria, como redes radiais, com o propósito de agregar as vantagens das duas topologias. No entanto, o modo tradicional de operação geralmente não é projetado para suportar a inserção de fontes de GD dispersas nos alimentadores. No caso da utilização de GD com potência mais elevada, que se concentra em um único local, a concessionária de distribuição pode considerar a GD como uma segunda entrada de energia, uma vez que o fluxo continuará unidirecional. Por outro lado, se a GD é composta por milhares de painéis

fotovoltaicos e pequenos geradores eólicos espalhados ao longo dos alimentadores, deve-se analisar os impactos que poderão causar à rede de distribuição, uma vez que o fluxo de energia será bidirecional e o sistema não foi originalmente projetado para tal situação (SHAYANI, 2010).

## 4.2 ESTADOS DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO

A reconfiguração de uma rede de distribuição pode ser formulada como um problema de otimização combinatória de alta complexidade, devido ao número de configurações candidatas a alteração da rede crescer exponencialmente de acordo com a função  $2^n$ , onde  $n$  refere-se à quantidade de chaves no sistema. É importante notar que a avaliação de uma solução candidata também não é trivial, pois envolve ao menos a execução de um fluxo de potência, que deve considerar os elementos existentes no sistema, tais como: reguladores automáticos, que mantém níveis adequados de tensão conforme variações de carga, bancos de capacitores para o suprimento de reativos, religadores para faltas de curta duração, transformadores, equipamentos de medição, geradores distribuídos, entre outros, tornando o problema de reconfiguração de difícil solução. A Figura 4.1 mostra a disposição típica dos equipamentos de um sistema de distribuição.

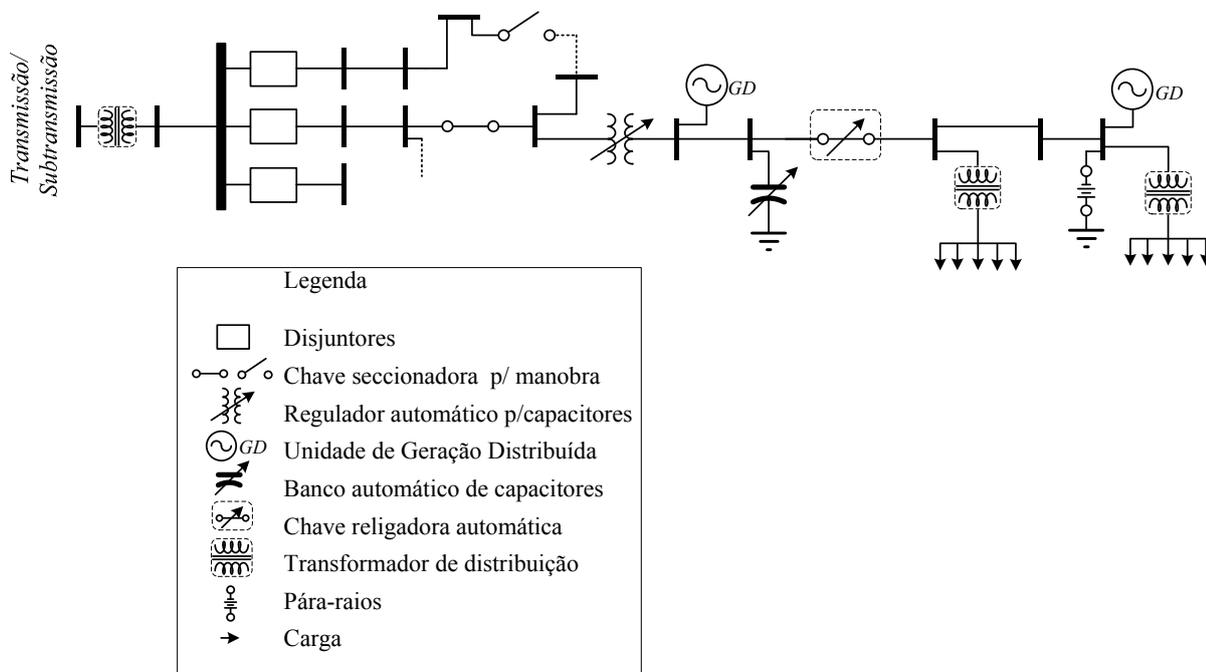


Figura 4.1 – Equipamentos típicos de um sistema de distribuição

Fonte: Adaptação de (PEREIRA, 2000).

Considerando o aspecto de segurança e operação eficiente dos equipamentos instalados nas redes, o funcionamento dos sistemas de distribuição pode ser dividido em três estados distintos: normal, emergência e restauração (CAVELLUCCI, 1998; LIACCO, 1967; SILVA, PEREIRA e MANTOVANI, 2010):

- Estado Normal: caracteriza-se pela operação onde todas as restrições operacionais e atendimento a carga estão satisfeitas. Opera-se o sistema com a maior eficiência possível, atendendo a demanda dos consumidores sem interrupção, respeitando os limites térmicos dos equipamentos e das proteções.
- Estado de Emergência: este estado é caracterizado pela ocorrência de algum tipo de falha, violando as restrições operacionais do sistema.
- Estado de Restauração: caracteriza-se pelo isolamento da área atingida pela falha; a rede opera em uma configuração temporária, porém, com as restrições operacionais satisfeitas.

A Figura 4.2 exemplifica os três estados operativos da rede de distribuição, com destaque ao estado de operação normal, cujo estudo é um dos objetivos desta Dissertação.

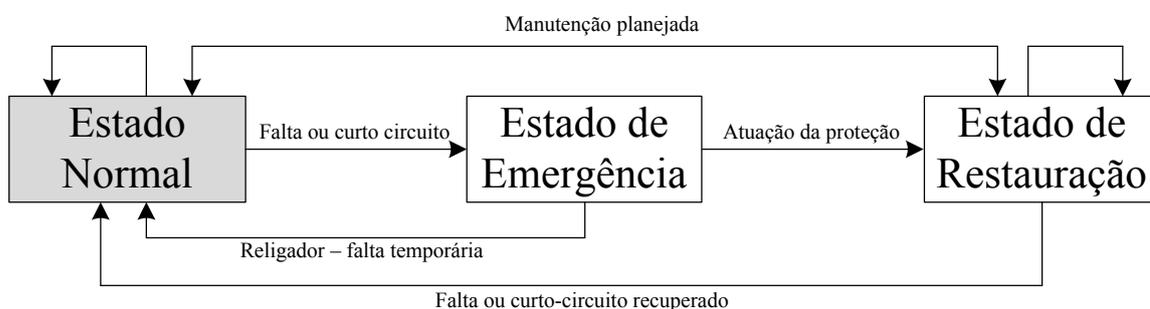


Figura 4.2 – Estados operativos da rede de distribuição  
 Fonte: Adaptação de (FERREIRA, 2010).

Na operação da rede no estado normal, é desejável que as perdas de energia do sistema sejam reduzidas através de manobras nas chaves. A reconfiguração da rede é uma das principais funções da operação em estado normal, pois além de possibilitar a redução das perdas, torna possível balancear a carga, melhorando a distribuição do fluxo de energia e aumentando a eficiência do sistema, em resposta às variações de demanda dos alimentadores ao longo do dia.

O perfil dos alimentadores depende principalmente do tipo de carga conectada ao mesmo. Como exemplo, a classe de consumo residencial concentra maior demanda durante o período entre 18 e 21 horas, sendo o chuveiro elétrico o principal responsável pelo aumento

do consumo. Em contrapartida, as classes comercial e industrial concentram maior demanda entre 8 e 18 horas, período correspondente ao horário de trabalho e com grande utilização de equipamentos industriais e condicionadores de ar. A Figura 4.3 ilustra o perfil de carga para um alimentador com carga predominantemente residencial e para um alimentador com carga predominantemente industrial.

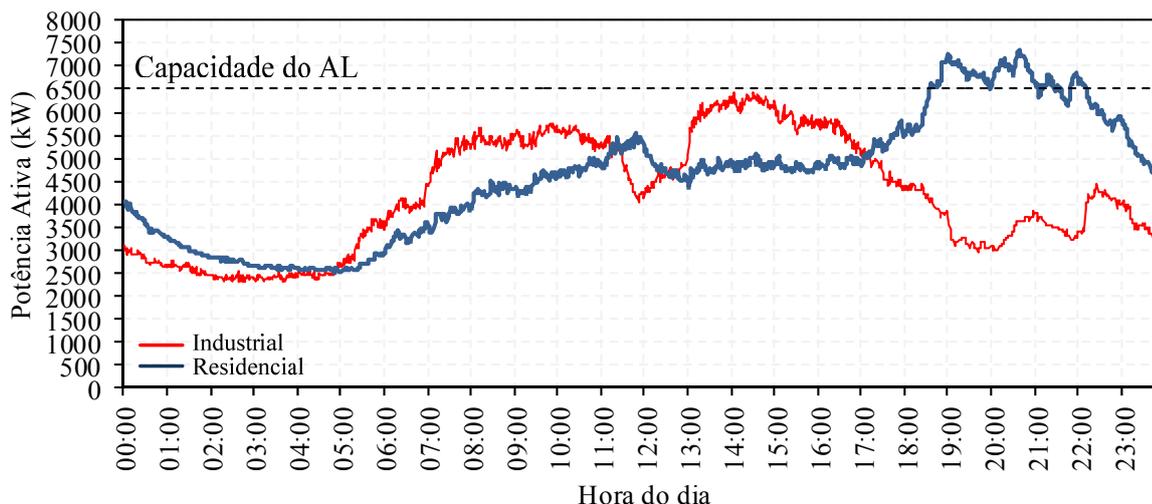


Figura 4.3 – Perfis de carga de dois alimentadores distintos

Devido ao perfil de carga dos alimentadores apresentarem picos de energia distintos, pode-se utilizar a reconfiguração da rede para a transferência de parte da carga de um alimentador para o outro, como pode ser visualizado no intervalo entre 18 e 23 horas da Figura 4.4.

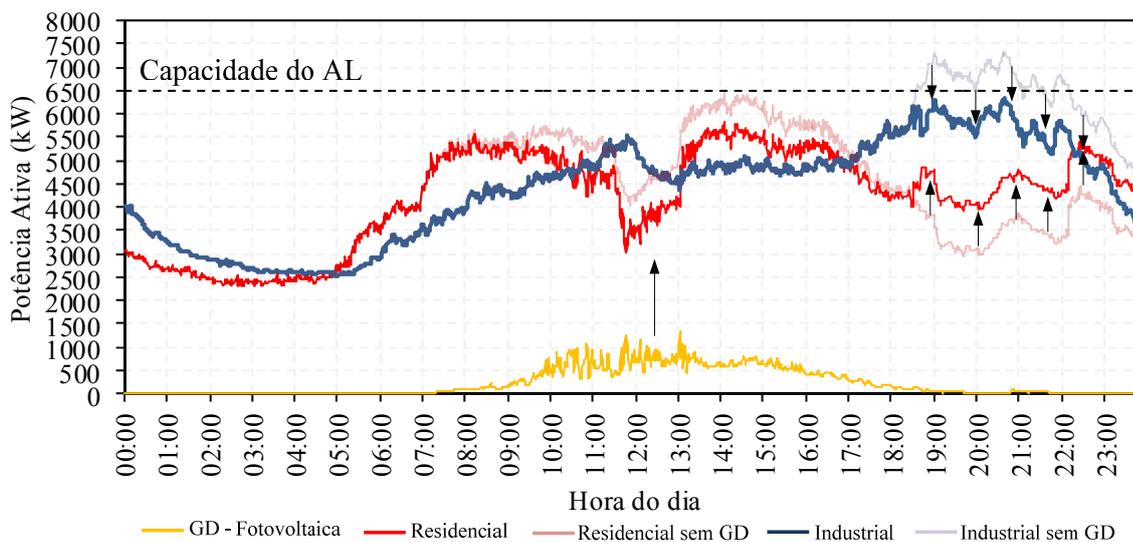


Figura 4.4 – Perfis de carga após a reconfiguração e a inserção de potência da geração fotovoltaica

A inserção de geradores distribuídos, como de geração fotovoltaica na rede de distribuição, tem um efeito semelhante à reconfiguração, pois permite diminuir o fluxo de potência nos alimentadores, ocorrendo maior redução de perdas de energia na rede, visto que o período de geração de energia fotovoltaica complementa o período de demanda entre 8 e 18 horas, como pode ser visualizado na Figura 4.4, onde tipicamente há um maior uso de equipamentos por consumidores. A conexão da GD proporciona não somente uma melhoria nas condições operacionais com o alívio de carga, como também promove uma série de vantagens como a postergação de investimentos em reforços e ampliação do sistema, melhoria dos níveis de tensão, aumento da confiabilidade e da segurança do suprimento de energia no sistema de distribuição.

### **4.3 INSERÇÃO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO**

Atualmente as redes inteligentes e a geração distribuída têm impulsionado novas pesquisas para o estudo de reconfiguração, motivado pela característica de auto-recuperação, atribuída a *Smart Grid*, de automaticamente detectar, analisar, responder e restaurar falhas na rede (FALCÃO, 2010).

Tradicionalmente, a reconfiguração de redes de distribuição deve respeitar as restrições do problema, que podem incluir: radialidade dos alimentadores, coordenação dos dispositivos de proteção e limites operacionais exigidos por órgãos regulatórios, entre outros. No entanto, com a inserção de GD nas redes de distribuição inclui-se uma nova variável ao problema de reconfiguração, que dependerá do tipo de tecnologia utilizada para geração de energia, do número de fontes, da capacidade e da localização da GD. Assim, além das restrições tradicionais que devem ser consideradas no problema, também devem ser adequadamente avaliados os níveis de tensão, as perdas de energia, a proteção e a confiabilidade com a presença de GD.

A seguir, são apresentados os principais aspectos técnicos que devem ser considerados no problema de reconfiguração de redes de distribuição com GD:

#### **Grau de penetração da GD**

No Brasil, a Resolução Normativa da ANEEL nº 206 (2005) estabelece que as distribuidoras de energia podem atender até 10% da carga total do sistema com energia elétrica proveniente de empreendimentos de GD. Neste sentido, deve-se considerar que a

inserção de GD nas redes de distribuição alcançará níveis cada vez maiores, principalmente através das recentes políticas de incentivo e novas regulamentações.

Entretanto, ainda não há um consenso na literatura sobre a definição de penetração da GD, onde vários autores apresentam diversas definições com limites variando entre 5% até valores acima de 50% como apresentado em (SHAYANI, 2010 apud WHITAKER et al., 2008).

### **Níveis de tensão**

As variações dos níveis de tensão são causadas pelas variações de potência ativa e reativa na rede de distribuição. Assim, tradicionalmente o ajuste dos níveis de tensão é realizado pela mudança de TAP (*Transformer Adjust Position*) dos transformadores, com a presença de reguladores de tensão automáticos e com o controle da potência reativa através da instalação de capacitores shunt ou compensadores estáticos de reativos (STATCOM) (GUPTA, GHOSH e JOSHI, 2011).

A inserção de GD na rede de distribuição tem como consequência as variações dos níveis de tensão. Conforme Ackermann e Knyazkin (2002), a GD pode influenciar nos níveis de tensão de duas formas: (i) operar em coordenação com as variações de carga da rede, ou seja, sempre que a carga aumenta, a geração também aumenta e vice-versa e (ii) operar de acordo com os preços da energia ou da disponibilidade de recursos naturais, como para a energia solar e eólica, o que não corresponde necessariamente às variações da carga. Comparando os dois casos em relação a uma situação sem GD, no primeiro, a GD atua reduzindo as variações entre os níveis de tensão visto que acompanha a variação da carga; na segunda situação, a GD pode aumentar as variações entre os níveis de tensão, por exemplo, dada a operação da rede em carga pesada com a produção de energia da GD em baixa potência ou dada à operação da rede em carga leve com a produção de energia da GD a plena potência.

Além disso, a GD também pode ser utilizada para controlar os níveis de tensão localmente. Isso pode ser realizado a partir de STATCOM que alternam o fator de potência do ponto de conexão da GD conforme as variações de tensão da rede de distribuição (HINGORANI, 1995). Entretanto, a norma IEEE 1547 (*Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems*), que estabelece critérios para a conexão da GD aos sistemas de potência, especifica que a GD não deve regular ativamente as tensões da rede de distribuição, com exceção apenas quando existe acordo mútuo entre a concessionária e o proprietário da GD (MACIEL, 2012).

### Perdas de energia

As perdas de energia são decorrentes do transporte da energia elétrica nos alimentadores devido à resistência elétrica dos condutores, conexões e equipamentos, representados pelo efeito Joule. Este efeito representa as perdas de energia, que correspondem ao quadrado da corrente elétrica que percorre uma determinada resistência por determinado tempo, estabelecendo uma relação crescente do aumento de perdas com o aumento do carregamento dos alimentadores.

A conexão de GD na rede de distribuição também pode influenciar nas perdas de energia, que podem diminuir ou aumentar dependendo da localização e da quantidade de potência gerada em função da quantidade de energia requerida pela carga (ACHARYA, MAHAT e MITHULANANTHAN, 2006; JENKINS et al., 2000). Dessa forma, a GD pode ser utilizada em um ponto crítico da rede de distribuição para fornecer energia localmente, reduzindo as perdas com a diminuição do fluxo de corrente que flui através dos alimentadores (KHOA, BINH e TRAN, 2006). A Figura 4.5 mostra o estudo de ACHARYA, MAHAT e MITHULANANTHAN (2006), quanto à escolha da barra de conexão e do tamanho da GD.

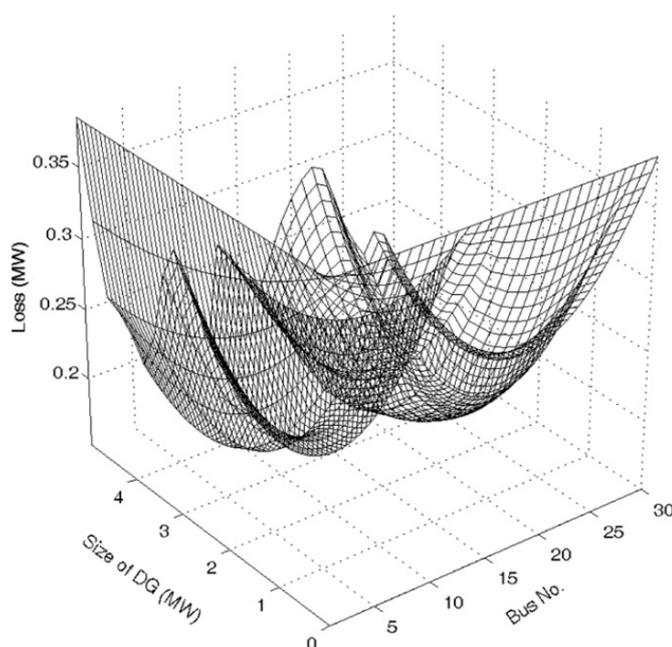


Figura 4.5 – Efeito sobre as perdas de energia em relação ao tamanho e localização

Fonte: (ACHARYA, MAHAT e MITHULANANTHAN, 2006).

Observa-se, especialmente no estudo dos autores, que o ponto de conexão e a potência da GD influenciam nas variações de perdas de energia do sistema. De modo geral, o aumento nos valores de perdas com o aumento da capacidade de geração da GD pode ser explicado

pelo fato do sistema de distribuição ser construído de forma radial, reduzindo gradativamente o tamanho dos condutores ao longo dos alimentadores. Dessa forma, o uso de GD de grande porte irá conduzir um fluxo de energia excessivo em condutores com baixa capacidade de corrente, resultando em perdas de energia elevadas (ACHARYA, MAHAT e MITHULANANTHAN, 2006).

### **Carregamento dos alimentadores**

Outra característica dos sistemas com GD é em relação à seção dos condutores ao longo dos alimentadores. Como a GD localiza-se mais próxima aos centros de carga, há uma redução gradual da corrente ao longo dos alimentadores a partir da GD, o que antes era observado apenas a partir da subestação. Entretanto, com a injeção de potência da GD ocorrerá um aumento do fluxo de potência da linha no ponto de conexão da GD, e os condutores devem ser compatíveis com esse aumento permitindo o transporte de energia.

### **Proteção do sistema**

Os relés, religadores e fusíveis são os elementos responsáveis por realizar a proteção do sistema de distribuição. Havendo uma anomalia, por exemplo, um curto circuito, a corrente de curto sensibilizará o relé, que opera enviando um sinal para a abertura do disjuntor (KINDERMANN, 1999). Os sensores dos relés vigiam continuamente as condições de operação do sistema, comparando os parâmetros da rede com o seu pré-ajuste, que normalmente é ajustado em coordenação com outros relés, de forma a isolar apenas o ponto de defeito, em uma situação de indisponibilidade da alimentação principal, por exemplo, em decorrência de alguma falha no sistema.

Com a presença da GD na rede de distribuição pode ocorrer alteração da coordenação da proteção, uma vez que o sistema de distribuição e proteção foi projetado para a operação radial com apenas um caminho para o fluxo de potência. Por esta razão, dependendo das características da GD, pode existir fluxo de potência em duas direções, o que afetaria o esquema de coordenação dos equipamentos de proteção da rede.

Uma solução para o problema de coordenação é considerar que a GD possui proteção anti-ilhamento (SOUZA, 2009). Assim, com a GD desconectada em caso de falha, pode-se considerar a operação normal dos dispositivos de proteção.

## **Confiabilidade**

Durante a operação normal da rede de distribuição se faz necessário considerar as possíveis falhas e interrupções na qual o sistema está susceptível, como falhas em geradores, linhas de transmissão, equipamentos de manobras, manutenção programada, entre outros. Os índices permitidos para interrupções no fornecimento de energia estabelecidos pela ANEEL são tratados nos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST, 2012), presente no módulo 8. Entre os principais indicadores de continuidade regulamentados pelo PRODIST destacam-se:

- Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (DEC) – representa o intervalo de tempo em horas por ano de descontinuidade na distribuição de energia. Pode ser calculado de acordo com a expressão (4.1).

$$DEC = \frac{\sum_{i=1}^{C_c} DIC(i)}{C_c} \quad (4.1)$$

Onde DIC é o indicador de duração de interrupção individual por unidade consumidora ou ponto de conexão, dada à duração da interrupção (*i*); *C<sub>c</sub>* é o número total de unidades consumidoras faturadas do conjunto no período de apuração.

- Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (FEC) – representa o número médio de interrupções ocorridas em cada unidade consumidora, conforme a expressão (4.2).

$$FEC = \frac{\sum_{i=1}^{C_c} FIC(i)}{C_c} \quad (4.2)$$

Onde FIC é o indicador de Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora.

- Duração Máxima de Interrupção Contínua por Unidade Consumidora (DMIC) – representa o tempo máximo em horas de interrupção contínua de energia em uma unidade consumidora, calculado de acordo com a expressão (4.3).

$$DMIC = t(i) \max \quad (4.3)$$

Onde  $t_i$  representa o tempo de duração da interrupção ( $i$ ) da unidade consumidora considerada ou no ponto de conexão.

Ressalta-se que são consideradas efetivamente interrupções aquelas com duração igual ou superior a três minutos.

• Energia Não Suprida (ENS) – representa a energia total, em MWh, não fornecida pelo sistema no período de um ano, pode ser representada conforme a Expressão (4.4).

$$ENS = \frac{\sum_i^{C_c} DIC(i) \cdot C_{méd}(i)}{8760} \quad (4.4)$$

Onde  $C_{méd}$  representa o consumo anual médio dos consumidores que não foram supridos na ocorrência ( $i$ ).

O efeito da presença da GD na rede de distribuição influencia na melhoria dos índices relacionados à indisponibilidade no fornecimento de energia, como DEC, DIC, DMIC e ENS devido à possibilidade do suprimento de parte da carga pela GD. Já os índices relacionados à frequência de falha não apresentam melhorias tão significativas, devido à atuação da proteção que também retira de operação a GD (ANDRADE, 2007).

Deste modo, o fornecimento de energia proveniente de GD torna a rede de distribuição menos dependente do sistema de geração e transmissão. Por outro lado, quando a GD é de fontes renováveis, a geração de energia dependerá da disponibilidade de recursos (hídrico, sol, vento) para geração.

#### **4.4 AUTOMAÇÃO DAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO**

O processo de automação das redes de distribuição não é algo novo, seu início foi na década de 1970 com o desenvolvimento das tecnologias de microprocessadores, informática e telecomunicações (SPERANDIO, 2008). Atualmente, o desenvolvimento de tecnologias de informação e comunicação, aliado às mudanças na organização de diversos segmentos do sistema elétrico como, por exemplo, a implantação da tecnologia *Smart Grid*, têm intensificado o uso de equipamentos e conceitos para automação das redes (FALCÃO, 2009).

Entre os novos conceitos aplicados principalmente às concessionárias distribuidoras de energia, destacam-se o Sistema de Automação da Distribuição (DA, *Distribution*

*Automation System*), o Sistema de Gerenciamento da Distribuição (DMS, *Distribution Management System*) e a Infraestrutura de Medição Avançada (AMI, *Advanced Metering Infrastructure*).

O conceito de DA refere-se a um sistema de distribuição inteligente, totalmente controlado e flexível, podendo ajudar a operar a rede de forma mais eficiente e confiável. Estas características são obtidas devido à DA representar a integração da automação de subestação, automação do alimentador e da automação do consumidor (THOMAS, ARORA e CHANDNA, 2011), conforme mostra a Figura 4.6.

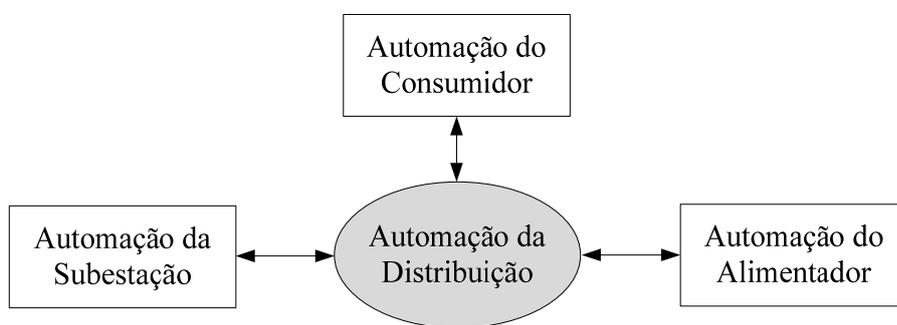


Figura 4.6 – Estados da automação da distribuição  
 Fonte: Adaptada de (THOMAS, ARORA e CHANDNA, 2011).

A automação da subestação tem sido o primeiro passo e tem contribuído no desenvolvimento das iniciativas de DA, principalmente com a substituição de relés eletromecânicos por dispositivos eletrônicos inteligentes (IED, *Intelligent Electronic Device*), que permitem o monitoramento e controle através do sistema SCADA (*Supervisory Control and Data Acquisition*).

A instalação de chaves de manobra automatizadas é um dos recursos que mais oferece benefícios à automação dos alimentadores. As chaves podem ser operadas por ação remota (telecomando), através de seus relés locais, ou serem controladas a partir do Centro de Operação da Distribuição (COD), uma vez que transmitem informações de dados de tensão e correntes pela Unidade Terminal Remota (UTR) via canal de comunicação SCADA (SPERANDIO, 2008). Essas ações viabilizam a rápida alteração da configuração da rede, permitindo o monitoramento em tempo real do carregamento ao longo do alimentador. A Figura 4.7 ilustra uma chave telecomandada com a UTR.

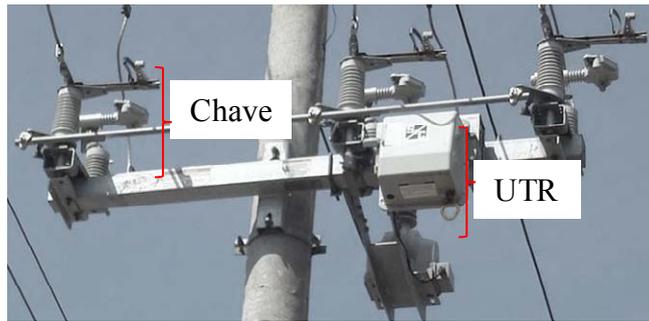


Figura 4.7 – Chave de manobra automática

Em relação à automação do consumidor, a medição eletrônica com o AMI tem sido o foco dos investimentos mais recentes. O AMI é um sistema de coleta de dados de medidores de energia de forma automática e transferência para um sistema centralizado de processamento de dados. Permite analisar a demanda e influir na resposta da demanda através da disponibilização de preços diferenciados da tarifa e atuação em dispositivos nas instalações dos consumidores. Utiliza os chamados *Smart Meters*, os quais são medidores eletrônicos com funcionalidade ampliada e capacidade de comunicação bidirecional (FALCÃO, 2010). Aliado à comunicação bidirecional, está o uso de recursos de energia distribuídos com a GD também conectada à rede por parte do consumidor. O consumidor poderá receber informações com base no preço e produção instantânea de energia de fontes alternativas.

O DMS é o sistema responsável por inter-relacionar a automação avançada da rede a partir de aplicações de monitoramento e controle. Atualmente, o operador do COD desempenha a função de enviar comandos para a rede a partir da análise do SCADA e tomada de decisão de operação, principalmente em relação aos equipamentos telecomandados. Entretanto, a figura do operador pode ser substituída por um sistema computacional inteligente DMS que poderá operar diretamente os equipamentos telecomandados ou mostrar opções de execução ao operador, no que garanta a operação do sistema com segurança, integridade e eficiência. Genericamente o DMS complementa a aplicação do sistema SCADA, recebe informações em tempo real e processa a inteligência do gerenciamento de ações na rede de distribuição. Assim, a partir de um defeito em um alimentador, por exemplo, o DMS realiza a localização da falta, apontando as ações de restauração automáticas que poderiam ser realizadas (DISTRIBUTION MANAGEMENT SYSTEM, 2011).

#### 4.5 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO

Este capítulo apresentou os principais conceitos relacionados à reconfiguração das redes em estado normal de operação com os efeitos das implicações da conexão da geração distribuída na rede de distribuição. Também foram comentados os novos conceitos aplicados à automação das redes de distribuição que se referem a um sistema de distribuição cada vez mais inteligente, capaz de ser totalmente controlado e flexível.

A fim de ilustrar estes novos conceitos, na Figura 4.8 é mostrada uma nova arquitetura com forte tendência de implantação para a realização do gerenciamento das redes inteligentes.

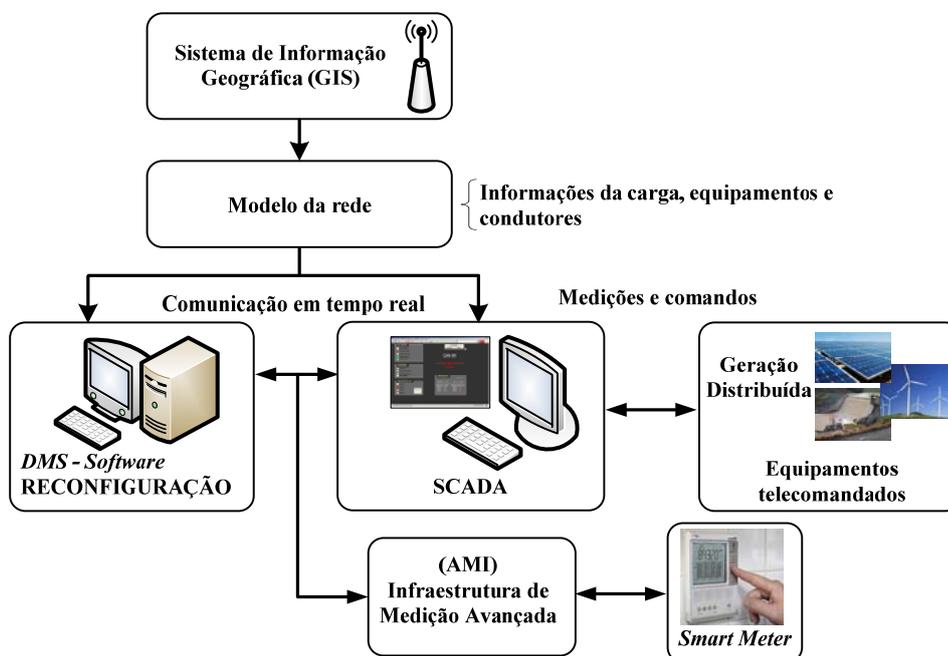


Figura 4.8 – Arquitetura geral do sistema de reconfiguração

Esta arquitetura simplificada, ainda em fase de transição dá a ideia geral das transformações que estão ocorrendo no sistema de distribuição de energia. Inicialmente, através do Sistema de Informação Geográfica (GIS) é construído o modelo de rede contendo informações sobre o estado e localização de todos os pontos de cargas, condutores e equipamentos. Este modelo abastece o banco de dados do sistema DMS e do SCADA, onde através do fluxo de informações *on-line* obtido a partir das UTRs de equipamentos telecomandados monitorados (como chaves, religadores, banco de capacitores, geradores distribuídos ou o AMI, para os medidores inteligentes), é possível realizar o diagnóstico das condições de carga, equipamentos e condutores frente às variações dos cenários de geração e demanda das redes, e assim propor alterações que permitam o melhor desempenho possível da operação do sistema de distribuição.



## **5. METODOLOGIA PROPOSTA**

Neste capítulo é apresentada a metodologia proposta para a reconfiguração de redes de distribuição em estado normal de operação considerando multivariáveis e geração distribuída. Inicialmente é apresentada a formulação do problema, juntamente com a função objetivo e restrições. Em um segundo momento são apresentadas as estratégias para solução do problema, que incluem a análise dos perfis de carga e de geração distribuída, a aplicação do método de otimização e a análise multicriterial das alternativas de solução.

### **5.1 FORMULAÇÃO DO PROBLEMA**

O problema de reconfiguração de redes de distribuição consiste em buscar uma estratégia ótima de operação, envolvendo a seleção da melhor configuração entre todas as possíveis, isto é, aquela que melhor atenda a função objetivo definida, sem violar restrições operacionais do sistema (BERNARDON, 2007; MANTOVANI, CASARI e ROMERO, 2000).

Cada possibilidade de configuração necessariamente se caracteriza por uma topologia de rede radial que apresenta diferentes pontos de abertura e fechamento das chaves ao longo dos alimentadores. A função objetivo é o que quantifica cada mudança na configuração da rede, sendo um indicador numérico das condições de operação do sistema. Conforme apresentado no capítulo de revisão bibliográfica, a função objetivo mais tradicional para reconfiguração das redes é a redução de perdas de energia. Outra função bastante importante é o aumento da confiabilidade do sistema de distribuição, que está relacionada aos indicadores de continuidade e à qualidade do fornecimento de energia.

A busca da solução a partir de todas as configurações possíveis (Busca Exaustiva) encontrará a solução exata do problema. Entretanto, para grandes redes este procedimento é de difícil solução, pois o número de configurações factíveis geradas pelo chaveamento cresce

exponencialmente com o número e a disposição dos equipamentos na rede, tornando o processo de busca oneroso (MANTOVANI, CASARI e ROMERO, 2000), considerando o tempo de processamento necessário para obtenção de uma solução viável para execução.

Em algumas situações pode acontecer de que nem todas as configurações obtidas para a topologia final da rede atendam as características operativas, ocasionando, por exemplo, a violação do limite de corrente dos condutores, equipamentos e dos níveis de tensão admissíveis para manter a qualidade do fornecimento de energia. Dessa forma, o processo de escolha da melhor alternativa para reconfiguração da rede tem a formulação usual de um problema de otimização com restrições (FERREIRA, 2010).

### 5.1.1 Função objetivo e restrições

A função objetivo adotada neste trabalho é composta pela minimização de três indicadores, representados por: (i) Perdas de energia na rede primária ( $Perdas_{esp}$ ); (ii) Frequência Equivalente de Interrupção Esperada por Consumidor ( $FEC_{esp}$ ) e (iii) Energia Não Suprida Esperada ( $ENS_{esp}$ ). Estes três indicadores quantificam cada alternativa de reconfiguração a partir da função objetivo mostrada na Equação (5.1). Cada alternativa deve atender a algumas restrições definidas para manter a segurança operacional do sistema de distribuição, conforme segue.

*Função Objetivo:*

$$FO = \min \left( Perdas_{esp,i}^* \cdot w_1 + FEC_{esp,i}^* \cdot w_2 + ENS_{esp,i}^* \cdot w_3 \right) \quad (5.1)$$

*Restrições:*

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

Os critérios  $Perdas_{esp,i}^*$ ,  $FEC_{esp,i}^*$  e  $ENS_{esp,i}^*$  constituem-se de valores esperados e são normalizados, uma vez que devem possuir a mesma grandeza na análise das soluções. Além de realizar a normalização, é necessário adequar a prioridade de um critério sobre o outro antes de aplicar a otimização. Para isso são utilizados pesos que correspondem a  $w_1...w_3$ , os quais são definidos a-priori e apresentados na seção 5.2.3.2 relacionada a análise multicriterial.

Inicialmente são calculados os valores dos critérios da função objetivo de forma individual, como exemplificado nas expressões (5.2) a (5.5). Para cada configuração da busca de solução, respeitando as restrições do problema. O cálculo da função objetivo no formato da Equação (5.1) é aplicado na etapa de tomada de decisão entre as soluções, onde cada alternativa de solução é quantificada a partir do valor da Equação (5.1).

As perdas de energia (kWh) podem ser calculadas a partir da expressão (5.2).

$$Perdas_{esp,i} = \sum_{k=1}^{Nr} r_k \cdot i_k^2 \cdot \Delta t \quad (5.2)$$

Onde  $k$  corresponde ao índice do ramo,  $Nr$  o número total de ramos,  $r_k$  equivale à resistência ( $\Omega$ ) do ramo,  $i_k$  representa a corrente elétrica (A) no ramo e  $\Delta t$  corresponde ao intervalo de tempo (h) do patamar de carga.

Para o estudo de confiabilidade é necessário utilizar os valores esperados dos indicadores, obtidos a partir da taxa de falha dos equipamentos. O valor esperado do número de consumidores interrompidos na rede de distribuição representa o indicador de Frequência Equivalente de Interrupção por Consumidor esperado ( $FEC_{esp}$ ), dado em falhas por ano, e pode ser calculado de acordo com a expressão (5.3).

$$FEC_{esp,i} = \frac{\sum_{n=1}^{Nf} \sum_{j=1}^{Nd} \lambda_{j,n} \cdot \ell_{P,j,n} \cdot C_{P,j,n}}{C_S} \quad (5.3)$$

Onde  $n$  representa o índice do alimentador,  $j$  o índice do dispositivo de proteção de um trecho do alimentador,  $Nf$  o número total de alimentadores do circuito,  $Nd$  o número total de dispositivos de proteção no circuito de um alimentador,  $\lambda_{j,n}$  a taxa de falha do alimentador (número de interrupções por ano/ km),  $C_S$  o número de consumidores servidos,  $\ell_{P,j,n}$  o

comprimento do trecho protegido pelo dispositivo  $j$  do alimentador  $n$  (km),  $C_{P,j,n}$  o número de consumidores do trecho protegido pelo dispositivo  $j$  do alimentador  $n$ .

A taxa média de falha ( $\lambda$ ) pode ser calculada através da relação entre o número de falhas ocorridas no período de um ano e o comprimento total da rede, como mostrado na expressão (5.4).

$$\lambda = \frac{\text{número de interrupções por ano}}{\text{comprimento total da rede}} \quad (5.4)$$

A  $ENS_{esp}$  é a estimativa de energia não suprida por ano em razão da falha de componentes na rede e pode ser determinada a partir da expressão (5.5), representada em MWh por ano.

$$ENS_{esp,i} = \sum_{n=1}^{Nf} \sum_{j=1}^{Nd} \lambda_{j,n} \cdot \ell_{P,j,n} \cdot L_{j,n} \cdot d_{j,n} \quad (5.5)$$

Onde  $L_{j,n}$  corresponde ao valor da demanda do trecho de rede protegido pelo dispositivo  $j$  do alimentador  $n$  (MW), e  $d_{j,n}$  está associado à duração da falha no trecho protegido pelo dispositivo  $j$  do alimentador  $n$ , sendo que esse tempo da falha é obtido em horas.

O cálculo dos valores de  $Perdas_{esp}$ ,  $FEC_{esp}$  e  $ENS_{esp}$  de cada alternativa de solução é realizado a partir do algoritmo de fluxo de potência com geração distribuída, detalhado em (ZHANG, TANG e GUAN, 2009), que considera o modelo de carga como potência constante e todas as centrais de GD como cargas negativas. Porém, o cálculo da potência fornecida por cada central de geração é específico da tecnologia analisada (eólica, fotovoltaica e CGH).

## Restrições

Uma das restrições consideradas é a radialidade dos alimentadores após a reconfiguração, que também deve garantir o suprimento de energia a todos os consumidores. Esta restrição é assegurada pela técnica de busca *branch exchange*, demonstrada na Seção 5.2.3.1.

A capacidade admissível de energia nos condutores e equipamentos está associado a seção dos mesmos e a condição de operação da rede, conforme a expressão (5.6).

$$I_K \leq I_{K_{m\acute{a}x}} \quad (5.6)$$

Onde  $I_{K_{m\acute{a}x}}$  é a corrente máxima admissível do equipamento ou condutor no ramo “ $k$ ” da rede, e  $I_K$  é o fluxo de corrente que realmente percorre o equipamento ou condutor.

Também são utilizados como restrições os limites máximo e mínimo dos níveis de tensão, conforme a expressão (5.7), que garantem a qualidade do fornecimento de energia aos consumidores, definidos no PRODIST – Módulo 8.

$$V_{min} \leq V_K \leq V_{m\acute{a}x} \quad (5.7)$$

Onde  $V_K$  é a tensão em regime permanente dentro da faixa de valores admissíveis em cada nó da rede conforme a classificação adequada  $V_{min}=0,93$  p.u e  $V_{m\acute{a}x}=1,05$  p.u para redes de distribuição de média tensão (PRODIST – Módulo 8, ANEEL).

Além da faixa de tensão, a restrição dos limites de potência ativa  $P_{GDn}$  fornecida pelo gerador distribuído  $n$  precisa estar dentro de seus limites operacionais de potência mínima  $P_{min}$  e potência máxima  $P_{m\acute{a}x}$ , conforme a expressão (5.8).

$$P_{min} \leq P_{GDn} \leq P_{m\acute{a}x} \quad (5.8)$$

Os limites operacionais dos geradores distribuídos também estão associados ao tipo de tecnologia e à disponibilidade de recursos locais para geração de energia, como velocidade do vento, níveis de radiação e vazão de água. Dessa forma, a potência fornecida pelo gerador eólico pode variar de zero até a potência máxima definida na Equação (3.1), considerando as variáveis da equação como a velocidade do vento e o coeficiente de potência. Para os geradores fotovoltaicos, a potência fornecida pode variar de zero até a potência máxima definida pelo método de Osterwald na Equação (3.2), já que as variáveis correspondem aos dados de radiação global e temperatura do módulo. No caso do gerador da pequena central hidrelétrica, existe um volume mínimo de água necessário para a usina permanecer em funcionamento, que corresponde a vazão mínima de 15% da vazão nominal (ESHA, 2004; PEREIRA NETO, 2011), considerando que é utilizado um modelo Kaplan de turbina.

A Tabela 5.1 apresenta os limites adotados nesta Dissertação para o cálculo da potência ativa fornecida por cada unidade de geração a partir da tecnologia considerada e dos recursos locais de geração disponíveis.

Tabela 5.1 – Limites de potência ativa por fonte para cada unidade de geração distribuída

Fonte	$P_{min} \leq P_{GDn} \leq P_{max}$
Eólica	$0 \leq P_{GDn} \leq \frac{1}{2} \cdot C_p \cdot \rho \cdot A \cdot v^3$
Fotovoltaica	$0 \leq P_{GDn} \leq P_{STC} \cdot \frac{G_i}{G_{STC}} \cdot [1 - \gamma \cdot (T_i - T_{STC})]$
CGH	$9,81 \cdot (0,15 \cdot Q_{nom}) \cdot H \cdot \eta_T \leq P_{GDn} \leq 9,81 \cdot Q_{nom} \cdot H \cdot \eta_T$

A capacidade máxima de geração de cada central geradora é o somatório da capacidade de geração de cada unidade de GD conectada ao mesmo ponto da rede de distribuição, dada pela expressão (5.9).

$$C_{GDmax} = \sum_n P_{GD,n} \quad (5.9)$$

Outra restrição considerada é o anti-ilhamento. O ilhamento ocorre na situação em que parte da rede de distribuição torna-se eletricamente isolada da concessionária e continua sendo energizada por geradores distribuídos, o que pode ocasionar a falta de segurança das equipes técnicas da concessionária envolvida na operação e manutenção do sistema, uma vez que a rede permanece energizada após a perda do suprimento sem o conhecimento da ocorrência (SALLES, 2007). Além disso, a operação ilhada também pode afetar a qualidade de energia fornecida pela concessionária.

Apesar da norma IEEE STD 1547:2003 e de grande parte das concessionárias estabelecerem que os sistemas de geração devam ser capazes de identificar o ilhamento e se desconectar automaticamente atendendo principalmente ao PRODIST, optou-se em considerar esta restrição, para evitar que ocorra o ilhamento intencional.

## 5.2 RECONFIGURAÇÃO COM A INSERÇÃO DE UNIDADES DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Além da definição da função objetivo e restrições apresentadas anteriormente, o problema de reconfiguração de redes de distribuição com geradores distribuídos não pode ser solucionado de forma eficiente sem a análise de alguns aspectos relacionados à operação do sistema como: (i) Avaliação da demanda dos alimentadores; (ii) Avaliação dos perfis de

geração das fontes de energia provenientes da GD; (iii) Emprego de um método para otimização da rede e (iv) Emprego de um método para tomada de decisão multicriterial.

A análise de todas estas etapas integradas é o que fornece suporte à tomada de decisão na operação das redes. Dessa forma, neste trabalho são apresentadas metodologias para a análise da reconfiguração de redes de distribuição em condições normais de operação, com a integração das etapas mencionadas anteriormente. A metodologia é baseada nos trabalhos de Bernardon (2007) e Pfitscher (2013), com contribuições significativas quanto à análise de diferentes tecnologias de geradores distribuídos conectados à rede de distribuição e estratégia de seleção e análise das configurações das redes com geradores distribuídos. Todas as etapas do processo de reconfiguração são ilustradas na Figura 5.1 e detalhadas nos itens a seguir.

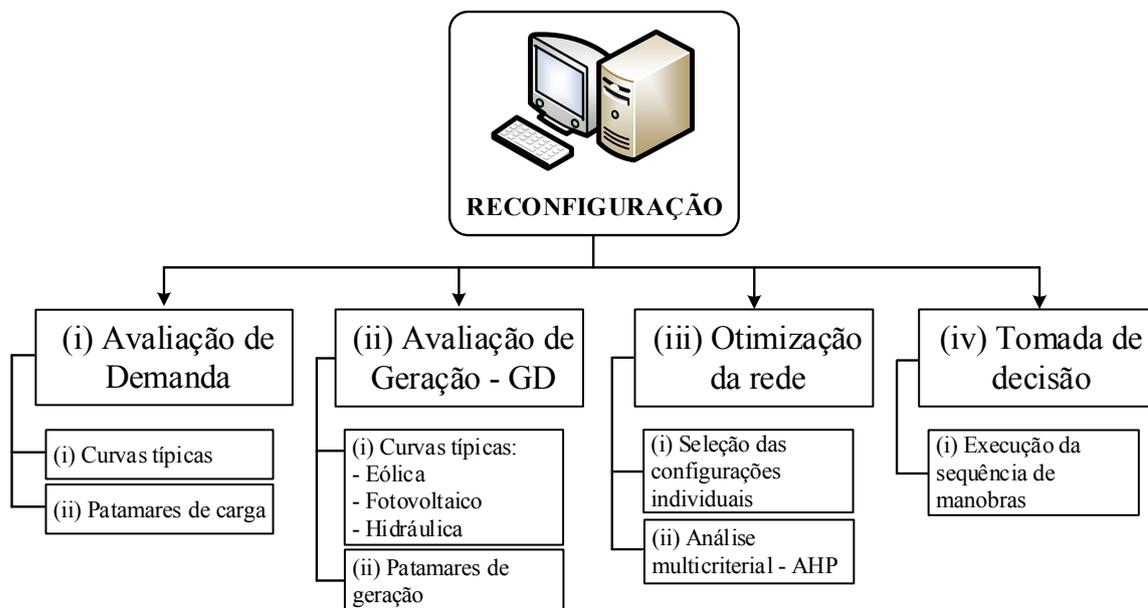


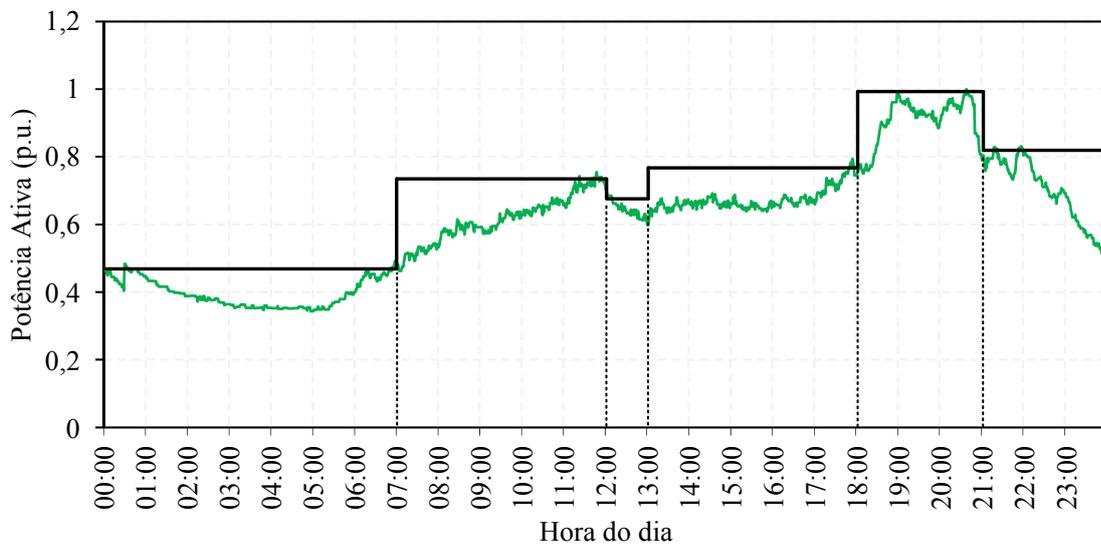
Figura 5.1 – Etapas do processo de reconfiguração

### 5.2.1 Avaliação da demanda

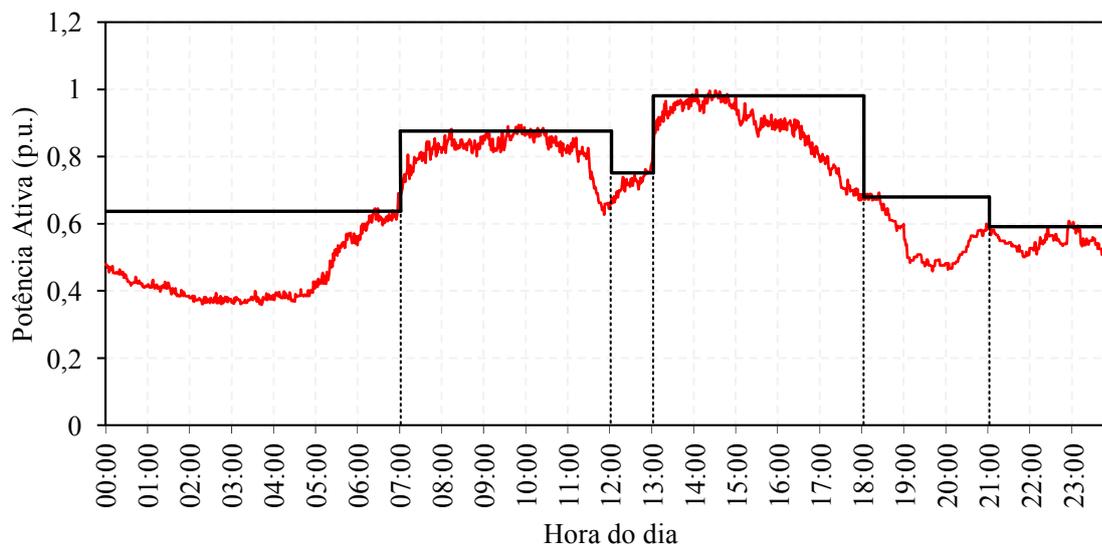
Para avaliar a demanda foram utilizadas curvas típicas, que refletem o comportamento horário das variações de carga, diferenciando dias úteis, sábados e domingos, conforme metodologia para construção de curvas típicas apresentadas por König (2004) e detalhado em Mello (2012). As curvas foram modeladas a partir de dados históricos de demanda dos alimentadores.

Com o propósito de representar as variações de carga dos alimentadores e de evitar reconfigurações frequentes na rede de distribuição, o que pode degradar os equipamentos, os

estudos de reconfiguração são realizados em patamares de carga pré-definidos. Deste modo, as curvas de carga são discretizadas em seis intervalos de tempo que representam os distintos comportamentos e níveis de carga, classificados em carga: leve, média e pesada. Durante o intervalo de duração de cada patamar o perfil de carga é considerado constante e corresponde ao valor máximo de demanda observado no intervalo. A Figura 5.2 ilustra a discretização da curva de carga em patamares, para dois alimentadores com as características de carga predominantemente residencial (Figura 5.2 (a)) e industrial (Figura 5.2 (b)).



(a)



(b)

Figura 5.2 – Curva de demanda do alimentador: (a) predominantemente residencial e (b) predominantemente industrial

Na discretização das curvas de demanda dos alimentadores, existe certo grau de segurança de que as condições de carga não sofrerão mudanças bruscas em cada período de análise, visto que as cargas apresentam um alto grau de homogeneidade dentro de um mesmo patamar. Assim, o cálculo da demanda não é calculado para todos os intervalos horários e, sim, nos intervalos associados a cada patamar definido.

A Tabela 5.2 ilustra os intervalos dos patamares de demanda e a discretização das condições de carga para quatro classes de consumo tipicamente definidas nas concessionárias de energia: residencial, industrial, comercial e rural. A designação para as condições de carga leve, média e pesada é apurada considerando alguns períodos característicos de análise, como: madrugada, manhã, meio dia, tarde, horário oficial de ponta do sistema e noite.

Tabela 5.2 – Discretização das curvas de demanda por classe de consumo para as condições de carga leve, média e pesada de acordo com o patamar de carga

	<b>Patamar 1</b> <b>0h00</b>	<b>Patamar 2</b> <b>7h00</b>	<b>Patamar 3</b> <b>12h00</b>	<b>Patamar 4</b> <b>13h00</b>	<b>Patamar 5</b> <b>18h00</b>	<b>Patamar 6</b> <b>21h00</b>
<b>Residencial</b>	Leve	Média	Média	Média	Pesada	Média
<b>Industrial</b>	Leve	Pesada	Pesada	Média	Leve	Leve
<b>Comercial</b>	Leve	Média	Média	Média	Média	Média
<b>Rural</b>	Leve	Média	Média	Média	Pesada	Leve

## 5.2.2 Avaliação da geração distribuída

A incorporação da geração distribuída considerada nesta Dissertação refere-se a uma inserção moderada de centrais de geração de médio porte com potência instalada de poucos MWs, provenientes de energia: eólica, fotovoltaica e hidráulica, conectadas à rede de distribuição em média tensão sem estar vinculada a um consumidor específico.

### 5.2.2.1 Dados meteorológicos

Os dados meteorológicos utilizados para caracterizar as centrais geradoras foram obtidos a partir da base de dados do projeto SONDA (Sistema de Organização Nacional de Dados Ambientais) gerenciadas pelo Centro de Previsão do Tempo e Estudos Climáticos e o Instituto de Pesquisas Espaciais (CPTEC/INPE). A estação utilizada como referência para as análises de geração eólica e fotovoltaica localiza-se na região central do Estado Rio Grande do Sul, no município de São Martinho da Serra (Latitude 29°26'34" Sul e Longitude 53°49'23" Oeste a 489 metros acima do nível do mar).

As medidas utilizadas neste trabalho compreendem o período de janeiro a dezembro de 2012, com medições de 1 minuto para a variável solarimétrica e 10 minutos para a anemométrica. Entre as variáveis solarimétricas medidas destacam-se: temperatura do ar na superfície, radiação global horizontal, radiação direta normal e radiação difusa. Já entre as variáveis anemométricas destacam-se a velocidade do vento, direção e temperatura, ambas com registros a 25 e 50 metros de altura.

Para representar a fonte hidráulica utilizaram-se os dados da memória de massa do medidor da Usina Avante, localizada no município de Ibiacá no Estado do Rio Grande do Sul, para o ano de 2012. Esta usina é de propriedade da empresa Muxfeldt Marin & Cia Ltda, conforme informação das CGH do Banco de Informações de Geração (BIG) da ANEEL, e está equipada com uma turbina de 1MW e um gerador com potência de 1,25 MVA.

#### **5.2.2.2 Perfil de geração**

Os modelos que representam as fontes de GD foram obtidos a partir dos dados meteorológicos e das equações características de conversão de energia, de acordo com cada tecnologia de geração detalhada no Capítulo 3. Analisaram-se diversos cenários do comportamento da potência ativa das fontes de geração distribuída, durante o ano de 2012 e adotaram-se, a fim de exemplificação, os cenários que melhor representam as diversas condições de operação para cada fonte.

O comportamento da curva de potência ativa das fontes de geração distribuída é analisado e discretizado em patamares de geração, de forma semelhante aos intervalos de análise de demanda. No entanto, ao invés da representação por valores de demanda máxima, estabeleceu-se a metodologia de análise dada pela produção média de energia, que corresponde ao valor médio de geração de potência ativa para o período de duração de cada patamar, representado para os mesmos intervalos da avaliação da demanda dos alimentadores.

Certamente, um método mais eficiente de acompanhar o perfil de geração distribuída seria estratificar as análises para um intervalo horário. No entanto, considerando que a magnitude dos níveis de demanda nos alimentadores é muito maior que a da geração distribuída, e que os intervalos dos patamares satisfazem às variações da demanda, a análise por valores médios mesmo não conduzindo necessariamente aos resultados reais no período de geração, quando bem empregada, garante bons resultados em relação aos valores observados na representação real.



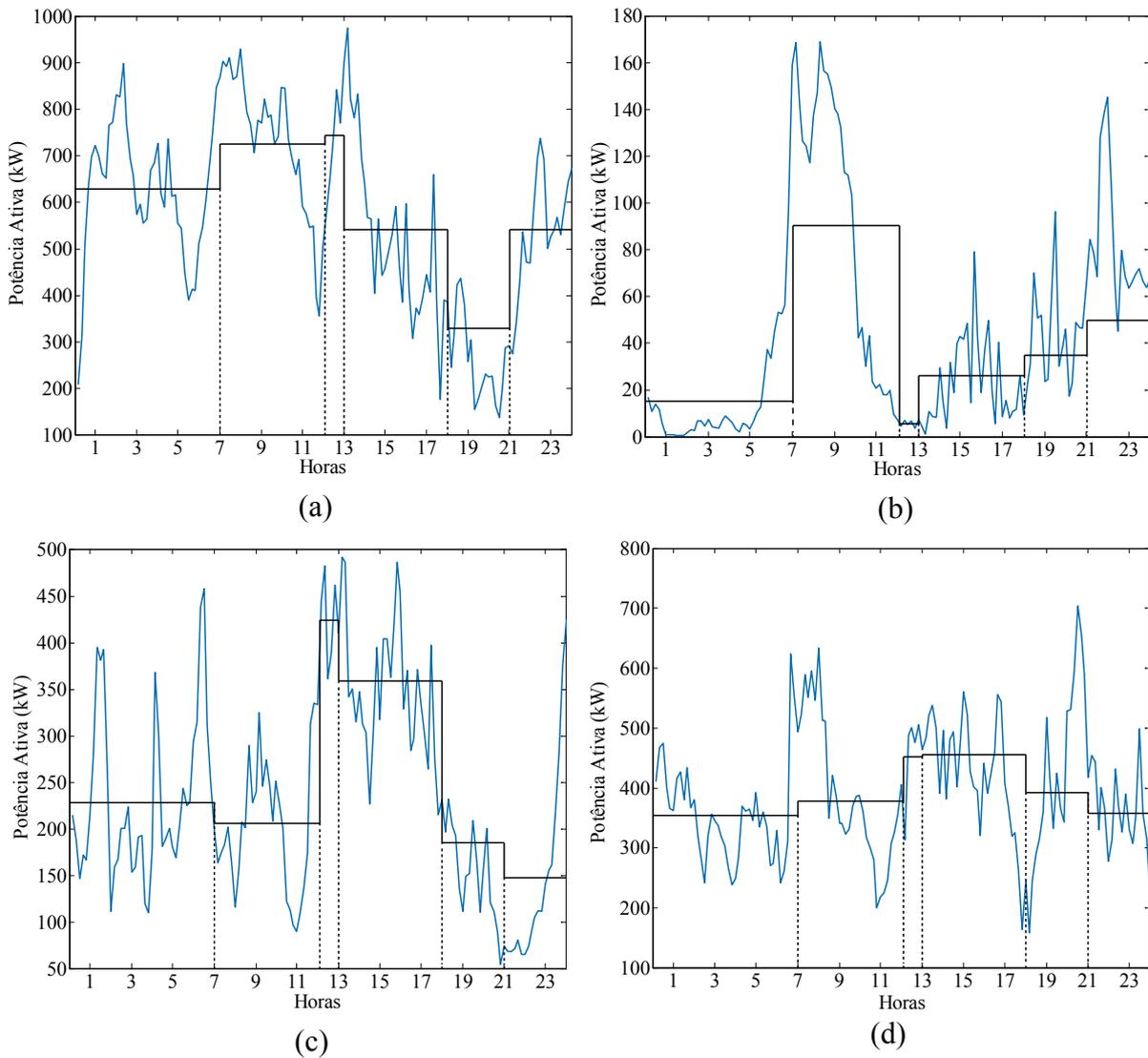


Figura 5.3 – Comportamento da potência ativa em patamares de geração considerando diferentes condições de vento: (a) 5 de janeiro, (b) 30 de março, (c) 23 de julho e (d) 26 de agosto de 2012

Os dados anemométricos são obtidos a uma altura de 50 metros. Considerando que a altura da torre do aerogerador escolhido para as simulações é de 60 metros, é necessário corrigir os registros de medição para esta altura. Este procedimento é realizado aplicando a expressão (5.10) a partir de uma altura conhecida, e conforme a classe de rugosidade<sup>4</sup> do terreno.

$$v = v_{ref} \frac{\ln(h/h_o)}{\ln(h_{ref}/h_o)} \quad (5.10)$$

<sup>4</sup> Rugosidade: corresponde a um valor numérico específico para cada tipo de terreno, em áreas agrícolas abertas com edificações dispersas e colinas suavemente arredondadas corresponde ao comprimento de rugosidade igual a 0,03 metros.

Onde  $v_{ref}$  é a velocidade de referência à altura medida  $h_{ref}$  em relação ao solo,  $h$  é altura onde se deseja determinar a velocidade do vento e  $h_o$  é o comprimento de rugosidade do solo (específico para cada tipo de terreno).

Dessa forma, todo o histórico de dados de vento analisados foi corrigido para a altura da turbina eólica analisada, aplicando a expressão (5.10) e considerando o comprimento de rugosidade igual a 0,03 metros.

### Geração solar

A central de geração solar é constituída por módulos fotovoltaicos modelo KD245GH do fabricante Kyocera, com potência nominal de 245 W por módulo. A máxima potência de geração por módulo é determinada aplicando o método de Osterwald, apresentado na Equação (3.2), uma vez que se dispõem dos dados de radiação global e temperatura.

Para ilustrar as possíveis diferenças que ocorrem em relação à intermitência de geração fotovoltaica, são mostrados na Tabela 5.5 os dados relacionados à radiação solar, temperatura da superfície local e potência por módulo para o mesmo período relacionado à geração eólica.

Tabela 5.5 – Comportamento da geração fotovoltaica considerando diferentes condições de radiação e temperatura

<b>Dia</b>	<b>Radiação média (W/m<sup>2</sup>)</b>	<b>Temperatura média (°C)</b>	<b>Potência máxima (W)</b>
<b>5 de janeiro</b>	431,678	20,301	274,935
<b>30 de março</b>	304,368	17,872	222,689
<b>23 de julho</b>	186,429	15,473	166,749
<b>26 de agosto</b>	23,055	5,488	5,986

A Figura 5.4 ilustra a curva de geração fotovoltaica ao longo dos dias selecionados na Tabela 5.5. Verifica-se que o comportamento da potência gerada está diretamente relacionado aos níveis de radiação solar e temperatura. Na Figura 5.4 a potência produzida no dia 5 de janeiro acontece no verão, época em que o período de Sol é mais prolongado e não há grande incidência de nuvens. Já no dia 30 de março, observa-se uma pequena redução da potência gerada. Situação semelhante pode ser observada nos dias 23 de julho e 26 de agosto, onde ocorre uma redução significativa da potência fornecida pelo módulo fotovoltaico. Esta

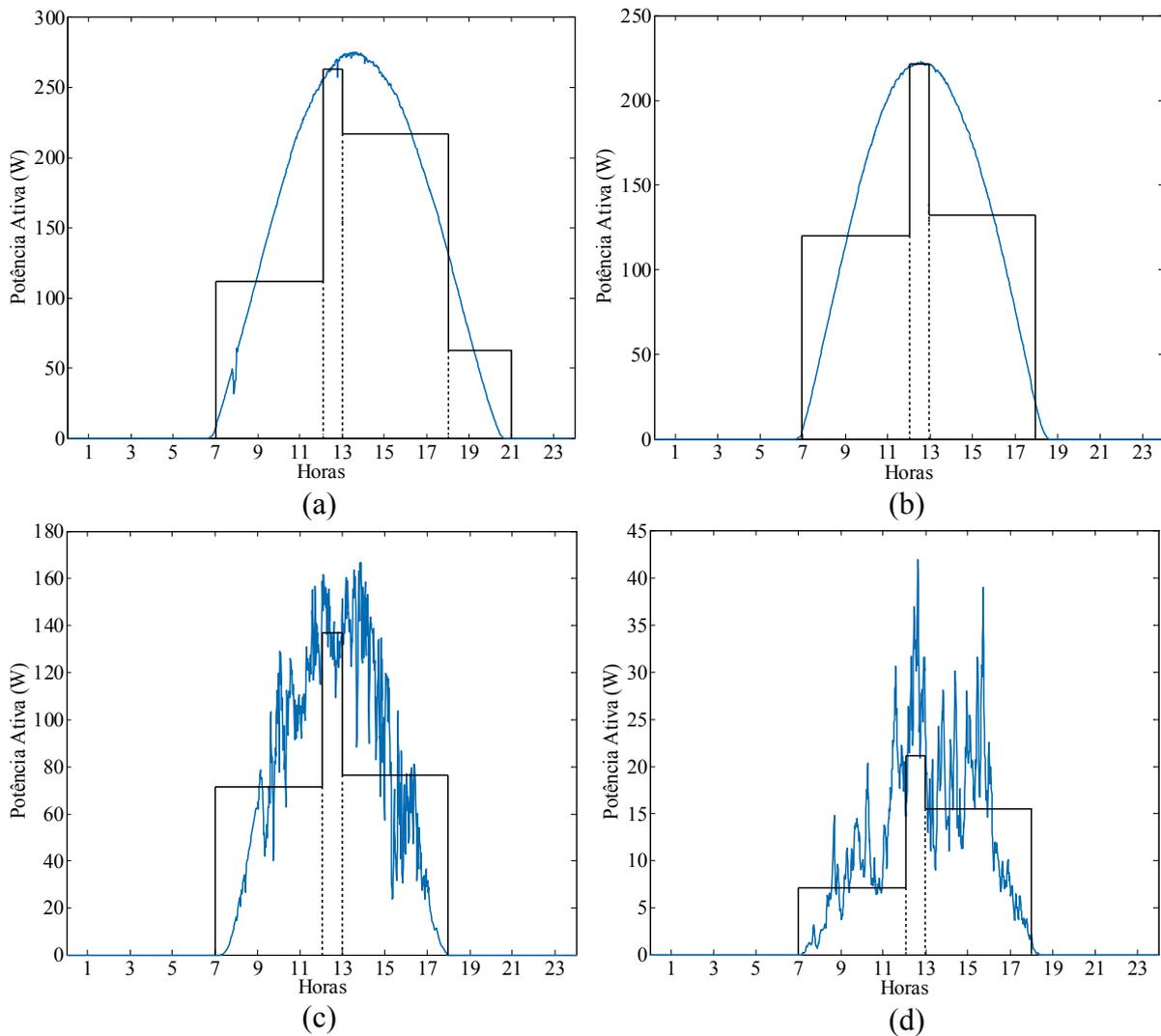


Figura 5.4 – Comportamento da potência ativa em patamares de geração considerando diferentes condições de radiação e temperatura: (a) 5 de janeiro, (b) 30 de março, (c) 23 de julho e (d) 26 de agosto de 2012

atenuação da potência pode ser atribuída à baixa incidência de radiação solar e queda acentuada de temperatura, características predominantes do inverno na região sul do Brasil.

A Tabela 5.6 ilustra o comportamento discretizado em patamares de geração para a fonte solar nos dias representados na Figura 5.4.

Tabela 5.6 – Discretização das curvas da potência ativa da fonte solar

Período inicial (horas)	Patamar 1 0h00	Patamar 2 7h00	Patamar 3 12h00	Patamar 4 13h00	Patamar 5 18h00	Patamar 6 21h00
<b>5 de janeiro</b>	–	Média	Pesada	Pesada	Leve	–
<b>30 de março</b>	–	Média	Pesada	Média	–	–
<b>23 de julho</b>	–	Leve	Média	Leve	–	–
<b>26 de agosto</b>	–	Leve	Leve	Leve	–	–



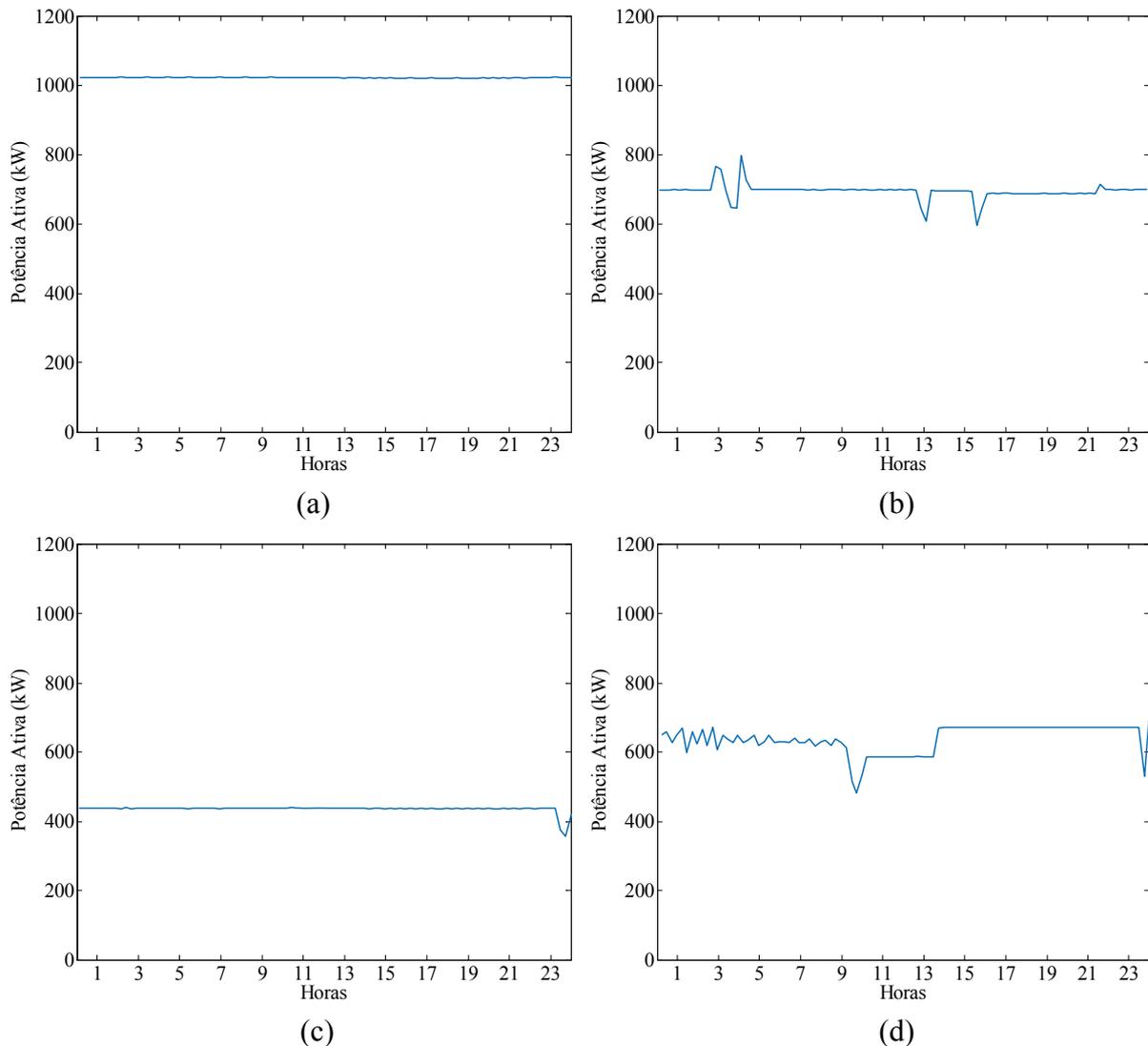


Figura 5.5 – Comportamento da potência ativa da CGH Avante: (a) 5 de janeiro, (b) 30 de março, (c) 23 de julho e (d) 26 de agosto de 2012

### 5.2.3 Otimização da rede

#### 5.2.3.1 Estratégia de seleção das configurações

A seleção das configurações para a reconfiguração da rede é baseada na técnica de busca heurística *Branch-Exchange* a partir de mudanças sucessivas na configuração da rede devido à abertura/fechamento de chaves de manobra. Devido ao *branch exchange* ser um método de busca local, ocorre que em cada iteração, o algoritmo procura uma nova solução a partir de configurações vizinhas. Caso ocorra uma diminuição no valor dos indicadores da função objetivo, tem-se uma nova solução, e o algoritmo continua o processo de busca até que nenhuma melhoria aconteça.

A análise a partir da técnica *branch-exchange* consiste em encontrar a melhor topologia da rede para cada chave de interligação dos alimentadores (incluindo configurações com e sem GD), e é demonstrada em duas etapas: (i) Etapa A: realiza a análise das interligações nas situações onde não há GD conectada nos alimentadores da rede de distribuição, baseado nos trabalhos de Bernardon (2007) e Pfitscher (2013), e (ii) Etapa B: apresenta a análise das interligações nas situações onde há conexão da GD, destacando a sensibilidade que o método apresenta para a escolha de conexão da GD nos alimentadores. Os passos para estas duas etapas são demonstrados a seguir, considerando uma rede simples, com apenas uma chave de interligação ( $TS_n$ ), dois alimentadores ( $AL_n$ ) e algumas chaves de manobra ( $S_n$ ).

### Etapa A – Reconfiguração em alimentadores sem a conexão de GD

1º passo: Inicialmente, escolhe-se uma chave de interligação da rede de distribuição de forma aleatória, a partir da configuração original, Figura 5.6 (a), e altera-se a configuração da rede, fechando a chave NA e abrindo uma chave NF de qualquer um dos dois alimentadores envolvidos; porém deve ser a primeira chave a montante da chave NA. Segue-se para o 2º passo.

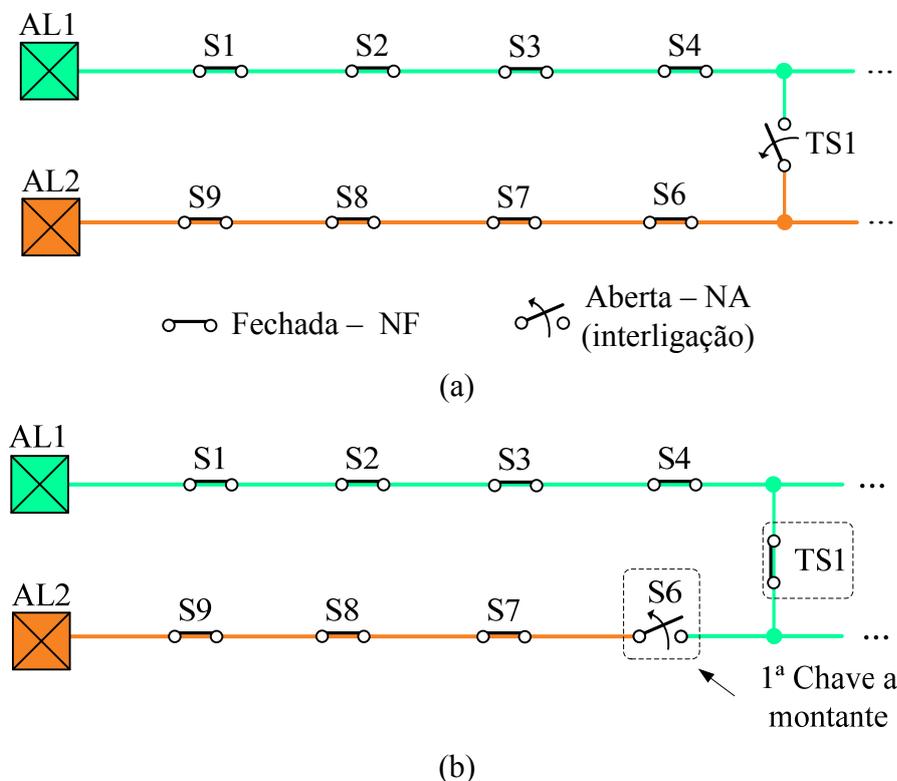


Figura 5.6 – Rede de distribuição: (a) configuração original (b) primeira reconfiguração

2º passo: Realiza-se o cálculo dos indicadores ( $Perdas_{esp}$ ,  $FEC_{esp}$  e  $ENS_{esp}$ ) para a nova configuração e verifica-se se houve redução dos indicadores e se não houve violação das restrições. Em caso afirmativo, armazena-se o valor da redução dos indicadores avaliados e segue-se para o 3º passo. Em caso negativo, segue-se para 4º passo.

3º passo: Altera-se novamente a configuração da rede, fechando a chave aberta no passo anterior e abrindo a primeira chave NF a montante da chave atual NA, no mesmo sentido (alimentador) que foi aberta a chave na iteração anterior (Figura 5.7). Segue-se para o 5º passo.

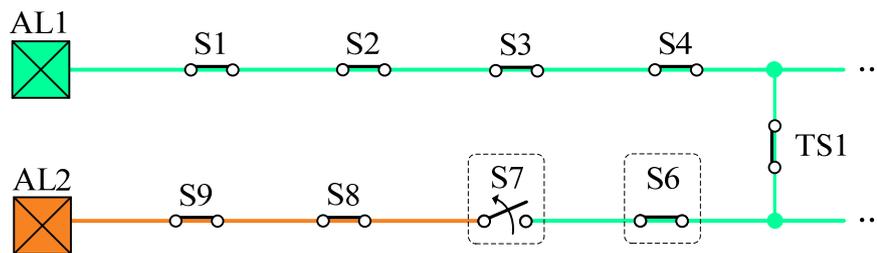


Figura 5.7 – Segunda reconfiguração

4º passo: Retorna-se à configuração original e altera-se a topologia da rede, fechando a chave NA e abrindo a chave NF a montante da chave NA, porém no alimentador em que não pertence à chave que foi aberta no 2º passo (Figura 5.8). Segue-se para o 5º passo.

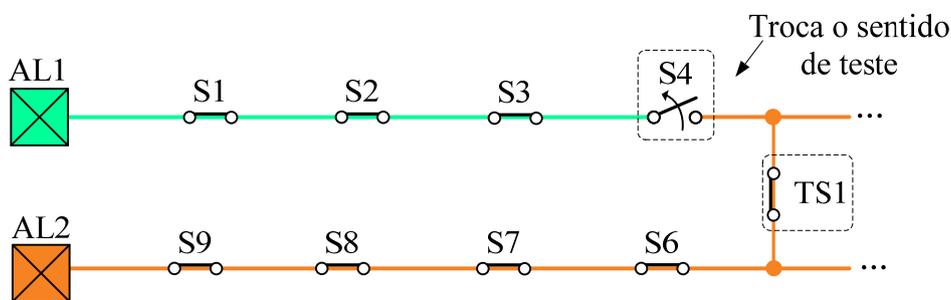


Figura 5.8 – Primeira reconfiguração em sentido contrário

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

O mesmo processo é realizado para a análise das demais chaves de interligação, porém, partindo-se da configuração original da rede de distribuição. Assim, para cada chave de interligação existirá uma configuração ideal, que deverá ser analisada na etapa de tomada de decisão apresentada na Seção 5.2.4.

### Etapa B – Reconfiguração em alimentadores com a conexão de GD

Com a conexão da GD nos alimentadores da rede de distribuição é necessário observar as condições dos indicadores ( $Perdas_{esp}$ ,  $FEC_{esp}$  e  $ENS_{esp}$ ) para diferentes topologias, uma vez que o fluxo de potência é alterado com a inserção da GD, e a topologia atual de operação da rede pode não ser a ideal, considerando também o aproveitamento da produção de energia injetada na rede pelas centrais de GD. Assim, é necessário verificar o alimentador de melhor conexão para cada fonte de GD através dos passos a seguir.

1º Passo: A partir da configuração original da rede com GD (Figura 5.9 (a)), avalia-se a melhoria dos indicadores com a conexão da GD no alimentador original, fechando a chave de interligação NA e abrindo a próxima chave NF no sentido oposto à conexão da GD. Segue-se para o 2º Passo.

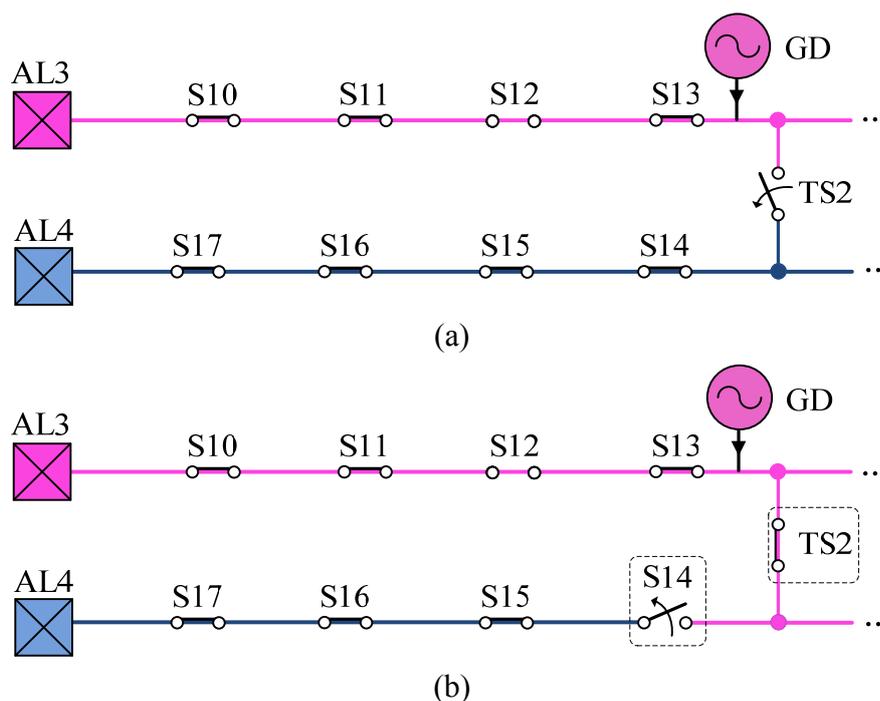


Figura 5.9 – (a) Configuração original (b) Reconfiguração no alimentador original

2º Passo: Realiza-se o cálculo dos indicadores para a nova configuração e verifica-se se houve redução, sem violação das restrições. Se existir melhoria nos indicadores, segue-se para o 3º Passo. Em caso negativo, segue-se para o 4º Passo.

3º Passo: Enquanto os indicadores apresentarem redução sem violar as restrições, altera-se a configuração da rede na mesma direção (alimentador). Segue-se para o 4º Passo.

4º Passo: Verifica-se a conexão da GD em outro alimentador a partir da configuração original com GD (Figura 5.9 (a)), abrindo a primeira chave NF a montante da GD e fechando a chave de interligação NA entre os dois alimentadores (Figura 5.10). Segue-se para 5º passo.

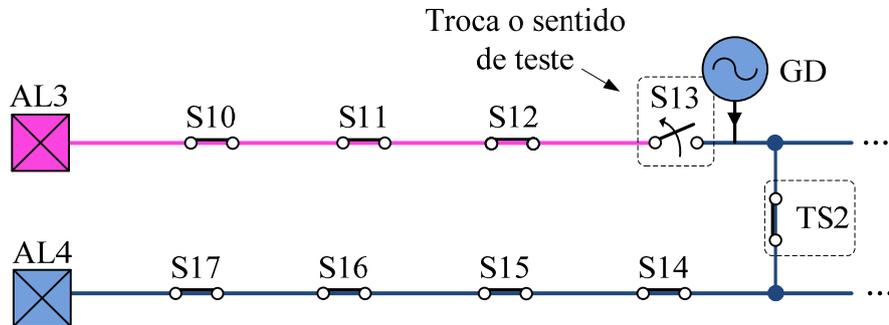


Figura 5.10 – Reconfiguração trocando o sentido e o alimentador de conexão da GD

5º Passo: Realiza-se o cálculo dos indicadores para a nova configuração e verifica-se se houve redução sem violação das restrições. Em caso afirmativo, armazena-se o valor da redução dos indicadores e segue-se para o 6º passo. Em caso negativo, segue-se para 7º passo.

6º Passo: Altera-se a configuração da rede na mesma direção (alimentador) enquanto os indicadores apresentarem redução sem violar as restrições (Figura 5.11). Segue-se para o 7º Passo.

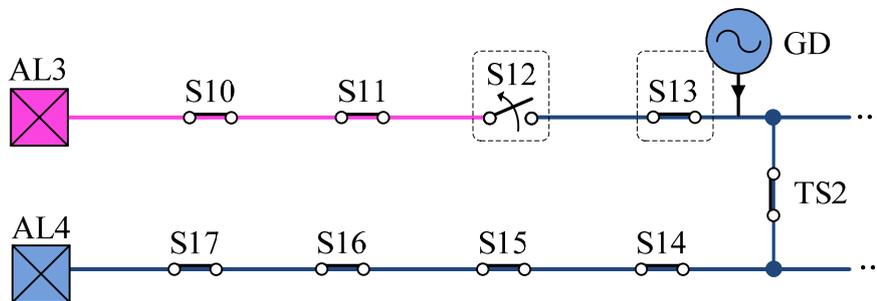


Figura 5.11 – Nova reconfiguração com a conexão da GD no alimentador AL4

7º Passo: O processo de reconfiguração é finalizado quando não existir melhoria ou ocorrer violação das restrições.

O mesmo processo deve ser repetido quando se analisa outra fonte de GD, porém partindo-se da configuração original da rede de distribuição. Assim, de forma semelhante à análise sem GD, onde para cada chave de interligação existirá uma configuração ideal, para cada fonte de GD também existirá uma configuração para a melhor operação da rede, a qual também deverá ser analisada após a análise multicriterial, na etapa de tomada de decisão.

A Figura 5.12 ilustra o fluxograma contendo as Etapas A e B para aplicação do método *branch exchange* na busca pela solução do problema de reconfiguração.

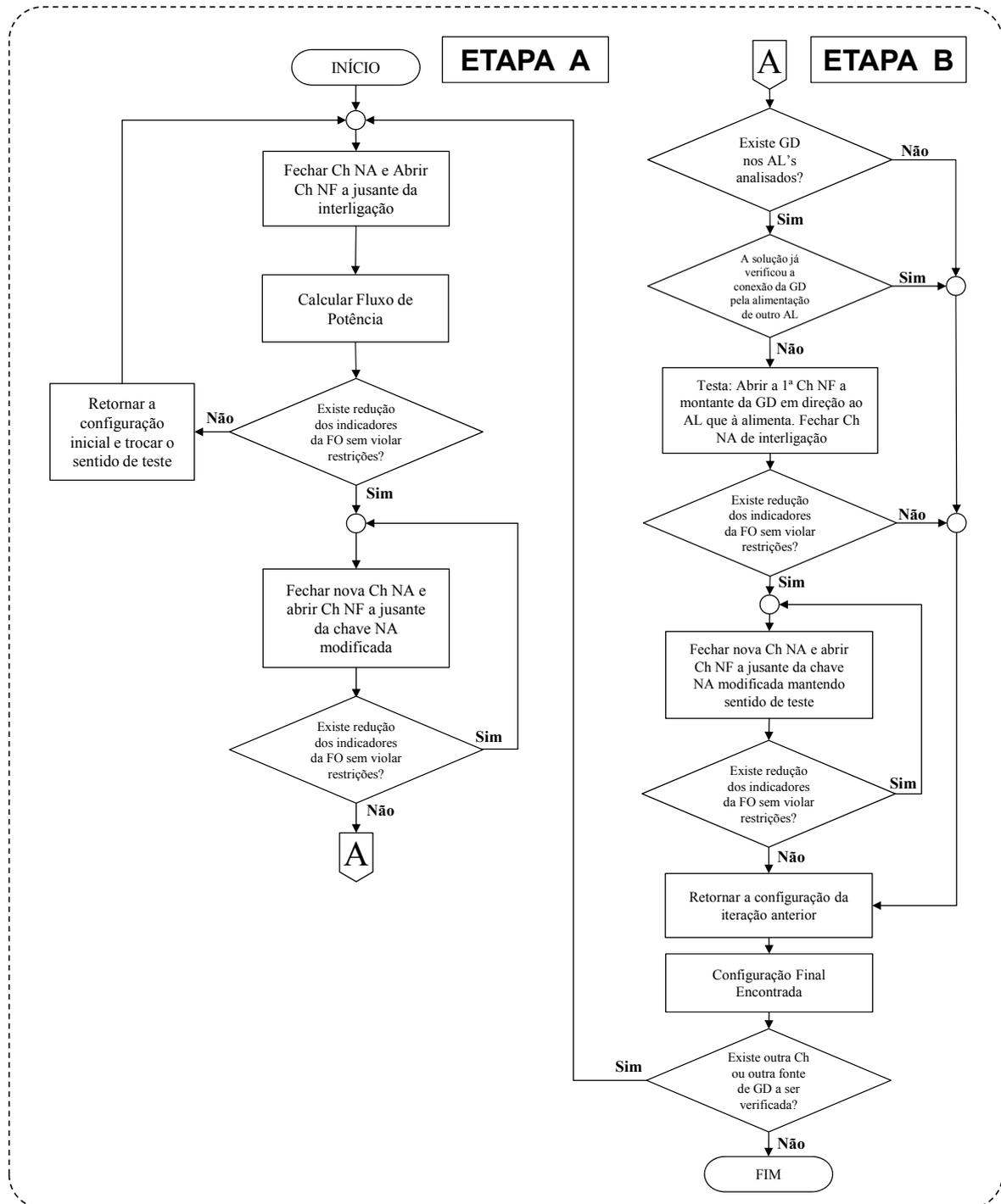


Figura 5.12 – Fluxograma das Etapas A e B do método de reconfiguração

### 5.2.3.2 Análise multicriterial: *Analytic Hierarchy Process* (AHP)

A análise multicriterial é necessária para determinar a sequência de manobras nas chaves a partir dos resultados individuais obtidos com o *branch exchange*. O método escolhido para a análise e decisão multicriterial foi o *Analytic Hierarchy Process* (AHP), o

qual caracteriza-se pela participação do decisor a-priori com o conceito de modelagem de preferência, e é apresentado integralmente em Saaty (1990) e Blushan e Rai (2004).

O método AHP avalia a importância dos critérios, compara as alternativas para cada critério e determina uma escala em ordem decrescente para execução das alternativas consideradas.

Dessa forma, cada critério é avaliado com o grau de importância em relação a outro, estabelecido de acordo com uma escala numérica de valores para comparação, sugeridos por Saaty (1990), conforme ilustrado na Tabela 5.9.

Tabela 5.9 – Escala numérica para comparação e julgamentos (SAATY, 1990)

Escala numérica	Grau de importância
1	Mesma importância
3	Moderada
5	Forte
7	Muito forte
9	Extremamente importante
2, 4, 6, 8	Valores intermediários

Os julgamentos devem ser realizados através da avaliação de um ou mais especialistas<sup>5</sup>, que devem considerar o quanto mais ou menos importante é um critério em relação ao outro, sempre com julgamentos aos pares. Assim, é construída uma matriz de comparação ou julgamento, conforme a expressão (5.11).

$$M = \begin{matrix} & C_1 & C_2 & \dots & C_n \\ \begin{matrix} C_1 \\ C_2 \\ \vdots \\ C_n \end{matrix} & \begin{bmatrix} 1 & a_{12} & \dots & a_{1n} \\ a_{21} & 1 & \dots & a_{2n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ a_{n1} & a_{n2} & \dots & 1 \end{bmatrix} \end{matrix} \quad (5.11)$$

Onde  $M$  representa a matriz de comparação dos critérios,  $C_1, C_2, C_n$  indicam o número de critérios de avaliação,  $a_{ij}$  é o grau de importância do critério  $i$  sobre o critério  $j$ .

<sup>5</sup>Especialista: quem possui conhecimento ou experiência em uma determinada área. O especialista para aplicação deste trabalho deve conhecer o setor de distribuição de energia elétrica.

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

A seguir, calcula-se a prioridade ou peso de cada critério, obtido por meio da aplicação de um processo de duas etapas. Primeiramente, somam-se todos os valores de cada coluna e, a fim de normalização, divide-se cada valor de cada coluna pelo valor da soma da respectiva coluna, o que constituirá uma nova matriz, porém normalizada, conforme a expressão (5.12).

$$a_{ij}^* = \frac{a_{ij}}{\sum_{k=1}^n a_{ik}} \quad (5.12)$$

Posteriormente, calcula-se o valor médio de cada linha da matriz normalizada, de acordo com a expressão (5.13), obtendo a prioridade (peso) do critério em análise. Este procedimento deve ser repetido para todos os critérios.

$$w_k = \frac{\sum_{i=1}^n a_{ij}^*}{n} \quad (5.13)$$

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

Considerando o formato da função objetivo na Equação (5.1), os pesos  $w_1$ ,  $w_2$  e  $w_3$  correspondem aos critérios  $Perdas_{esp}$ ,  $FEC_{esp}$  e  $ENS_{esp}$  respectivamente. Dependendo dos anseios da empresa ou concessionária podem ser incluídos novos objetivos considerando também outros critérios.

Conforme Daza (2010), uma vez que a metodologia AHP utiliza como base de solução a opinião de especialistas, é possível encontrar eventualmente certo grau de inconsistência nos julgamentos realizados, o que pode ocorrer devido à complexidade do problema ou pouca afinidade do especialista com o tema.

Desse modo, um dos diferenciais do AHP em relação a outros métodos de tomada de decisão multicritério é o cálculo de um indicador de consistência do julgamento do especialista, calculado a partir da expressão (5.14).

$$RC = \frac{IC}{IR} \quad (5.14)$$

A razão de consistência (RC) expressa a aceitação do julgamento do decisor e é obtida em função do índice de consistência (IC) e do índice aleatório de consistência (IR).

O índice de consistência (IC) expressa o quanto a matriz se distancia de uma matriz de consistência. Para uma matriz de tamanho  $n$  é determinado pela expressão (5.15), onde  $\lambda_{\max}$  corresponde ao máximo autovalor da matriz de julgamento.

$$IC = \frac{\lambda_{\max} - n}{n - 1} \quad (5.15)$$

Para o cálculo de IC é necessário determinar o valor dos autovalores da matriz de julgamento, etapa que inclui a multiplicação da matriz pelo peso dos critérios, gerando um vetor novo. A partir desse novo vetor, divide-se cada elemento do vetor pelo seu respectivo vetor de peso, onde o resultado dessa divisão é utilizado para calcular o máximo autovalor da matriz, o qual corresponderá à média dos números do vetor.

Já o valor do índice aleatório de consistência (IR) pode ser determinado diretamente através da aplicação da Tabela 5.10.

Tabela 5.10 – Índice de consistência em relação ao número de critérios comparados (SAATY e OZDEMIR, 2003)

Número	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
IR	0	0,52	0,89	1,11	1,25	1,35	1,40	1,45	1,49	1,52	1,54	1,56	1,58	1,59

O valor de RC admissível para que se considerem as informações do especialista consistentes é de até 0,1 com o número máximo de sete critérios analisados. Caso contrário, se o valor de RC for acima desse valor, as avaliações não são consideradas suficientemente sensíveis e precisas.

#### 5.2.4 Tomada de decisão e definição da sequência de chaveamentos

A tomada de decisão a partir dos resultados individuais de cada chave de interligação e de cada fonte de GD é a última e mais importante etapa do processo de reconfiguração, pois é responsável pela escolha das alterações que serão executadas na rede de distribuição. Esta etapa consiste em reaplicar o método *branch exchange*, como parte do processo final para a reconfiguração da rede.

Para isso, cada resultado do teste individual da etapa de seleção das chaves de interligação e da conexão da GD é normalizado por um valor base e multiplicado pelo valor do peso do critério obtido com o AHP. A partir deste procedimento, executa-se o somatório dos resultados no formato da função objetivo da expressão (5.1). Os resultados da função objetivo são ordenados do menor para o maior valor, representando a sequência de chaveamento que deve ser executada, reaplicando o *branch exchange* de acordo com a ordenação definida. Nesta última etapa ocorre que após uma manobra válida, a rede não retorna a configuração original para a análise da manobra seguinte, o *branch exchange* é reaplicado assumindo como configuração inicial a rede reconfigurada anteriormente.

A Figura 5.13 ilustra o processo de reconfiguração proposto nesta Dissertação.

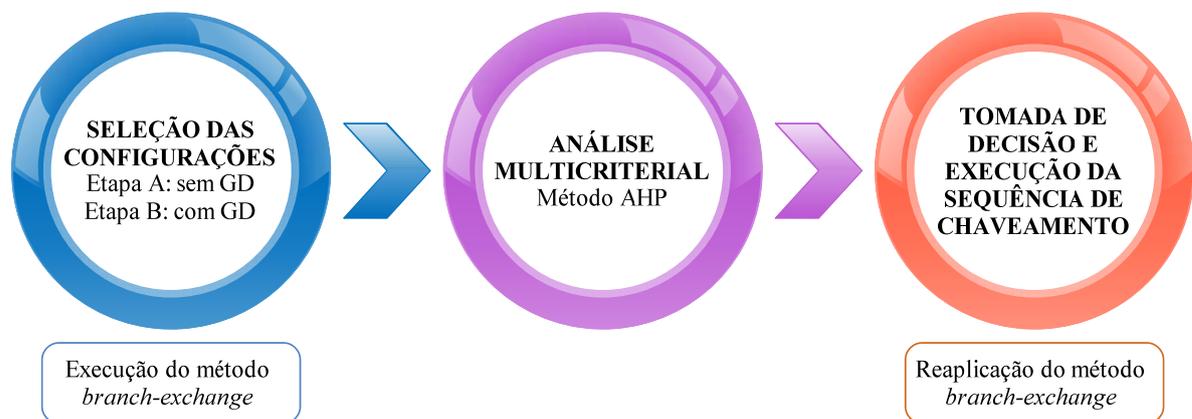


Figura 5.13 – Fluxograma das etapas do processo de reconfiguração da rede de distribuição

Ressalta-se que é realizada a aplicação do método *branch exchange* em duas etapas, inicialmente testa-se cada chave de interligação individualmente (em alimentadores com e sem conexão de GD) partindo sempre da configuração inicial da rede. A partir do resultado individual das interligações e da conexão da GD, aplicam-se os pesos dos critérios definidos pela aplicação do método multicritério AHP e determina-se a sequência de alterações a serem executadas. Por fim, reaplica-se o método *branch exchange* de acordo com a sequência de resultados, sendo que após uma alteração válida na rede, o sistema não retorna a configuração inicial para a análise da manobra seguinte.

Deve-se ressaltar também que a análise de transição entre um patamar e outro, toma a rede reconfigurada no período anterior como condição inicial do teste para uma nova análise de reconfiguração em um novo patamar.

### 5.3 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO

Este capítulo apresentou a metodologia de análise dos sistemas de distribuição de energia elétrica através da reconfiguração das redes em estado normal de operação considerando a inserção de geração distribuída. A metodologia baseia-se nas etapas de avaliação da demanda dos alimentadores, avaliação de cenários de geração das fontes de GD, aplicação de uma primeira etapa do método de otimização *branch exchange*, análise multicriterial das alternativas de solução considerando o método AHP e tomada de decisão com a reaplicação do método *branch exchange*, executado de acordo com a sequência de chaveamentos indicada após a aplicação do AHP.

As metodologias apresentadas nesta Dissertação se diferenciam dos trabalhos abordados na literatura quanto as estratégias empregadas nas etapas que conduzem a reconfiguração. Destaca-se também, a adaptação do método baseado em heurística *branch exchange* para a análise de alimentadores com fontes de GD. Salienta-se que foram adotados alguns cenários característicos para compor as simulações que são demonstradas no próximo capítulo. No entanto, a metodologia tem potencialidade para futuramente receber dados de medições automaticamente, atualizando as curvas de demanda e geração conforme a operação do sistema de distribuição ao longo do tempo.

## 6. RESULTADOS

Neste capítulo são apresentados os resultados obtidos com a aplicação da metodologia detalhada no Capítulo 5. A fim de verificar a eficiência da metodologia para a análise da reconfiguração de redes de distribuição em regime normal com geração distribuída, foram realizados testes em um sistema real de uma concessionária de energia elétrica do Estado do Rio Grande do Sul, no *software* ASD – Análise de Sistemas de Distribuição (BERNARDON, 2004).

### 6.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

O sistema de distribuição utilizado para demonstrar a metodologia é alimentado a partir de duas subestações (SE\_A e SE\_B) com tensão de 69/13,8 kV, possuindo cinco alimentadores denominados como: AL-101, AL-102, AL-103, conectados a partir da SE\_A, e AL-104 e AL-105, conectados a partir da SE\_B. Este sistema contém quinze chaves de interligação normalmente abertas entre os alimentadores, denominadas TS e numeradas como TS-1 a TS-15. O sistema possui também cento e quarenta e três chaves em estado normalmente fechadas<sup>6</sup>, denominadas S, nas quais incluem-se chaves faca, fusível, seccionadora, entre outras.

O local da conexão das centrais geradoras foi selecionado considerando os alimentadores que possuem maior carga e estão mais distantes da subestação. A central de geração solar é constituída por dois mil e quarenta módulos fotovoltaicos de 245 W, totalizando um conjunto com capacidade de aproximadamente 500 kW, e localizada entre as chaves S11 e S12. A central eólica é constituída por dois aerogeradores de 800 kW, totalizando a capacidade de 1600 kW, localizada entre as chaves TS-10 e S39. Já a central geradora hidrelétrica corresponde a capacidade de 1000 kW e está localizada entre as chaves TS-15 e S61.

---

<sup>6</sup> As chaves que não fazem parte dos testes foram omitidas na representação da rede.

A configuração original deste sistema é mostrada na Figura 6.1, com destaque para as chaves de interligação e para as centrais de geração distribuída.

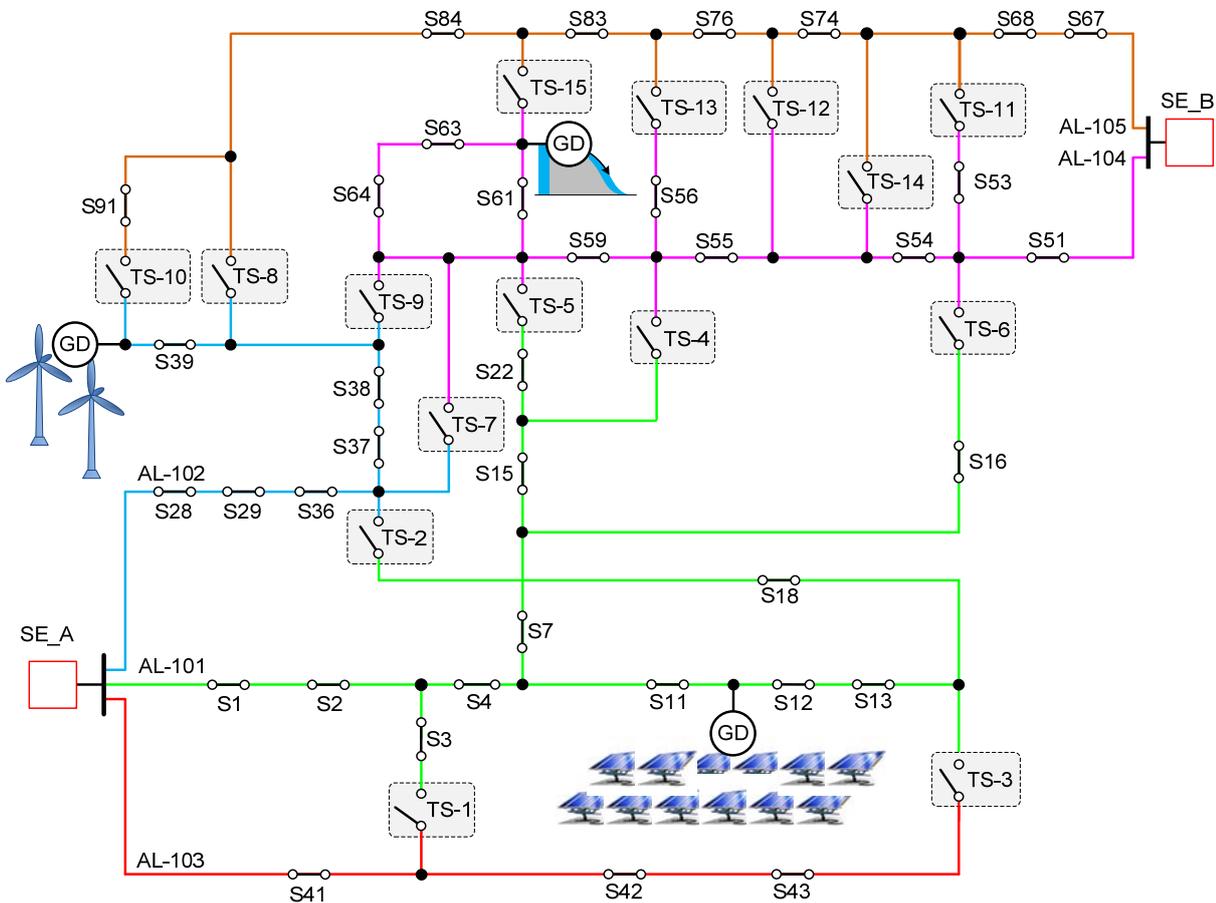


Figura 6.1 – Diagrama simplificado da rede de distribuição com as centrais de GD

## 6.2 APLICAÇÃO DA METODOLOGIA

Para avaliação da metodologia, foram considerados três testes em cenários distintos com o objetivo de verificar qual cenário apresenta o melhor desempenho da rede de distribuição. O primeiro cenário considera a análise de reconfiguração sem a presença de geração distribuída (caso base). Já o segundo e o terceiro consideram a inserção das três centrais de geração distribuída, conforme a topologia dos alimentadores apresentada na Figura 6.1, porém, é apresentado no segundo cenário um perfil de geração à plena capacidade para todas as centrais e, para o terceiro cenário, um perfil de geração com capacidade moderada.

### 6.2.1 Avaliação da rede sem geração distribuída (caso base)

Na avaliação da rede de distribuição sem geração distribuída, foram adotados os níveis máximos de demanda por patamar para cada alimentador, conforme os valores apresentados na Tabela 6.1.

Tabela 6.1 – Avaliação da demanda para a rede teste sem geração distribuída (caso base)

	Demanda máxima (kW)					
	Patamar 1 0h00	Patamar 2 7h00	Patamar 3 12h00	Patamar 4 13h00	Patamar 5 18h00	Patamar 6 21h00
AL-101	3626,01	4110,16	4045,59	4400,78	4974,86	4499,93
AL-102	2823,10	3212,49	2986,44	3415,06	2826,44	2650,38
AL-103	572,59	650,86	605,44	691,52	573,17	537,82
AL-104	4560,74	5048,69	5093,93	5545,71	6285,06	5674,14
AL-105	5838,02	6466,13	6524,40	7106,73	8073,61	7272,38
<b>Potência Total</b>	17420,46	19488,33	19255,80	21159,80	22733,14	20634,65

Como se pode observar, o período de maior concentração de cargas para o caso base, refere-se ao período representado no Patamar 5 (entre 18 e 21 horas), sinalizando a característica do horário de maior consumo da classe residencial e também o horário oficial de ponta do sistema. Neste sentido, a avaliação da metodologia demonstrada nas próximas seções é realizada para o Patamar 5. Entretanto poderia ser ampliada para qualquer um dos patamares.

### Seleção das configurações

A aplicação da otimização da rede com o método *branch exchange* resulta na avaliação individual dos indicadores da função objetivo para cada alteração da rede a partir de uma chave de interligação TS, considerando que todas as chaves de interligação representadas na Figura 6.1 estão abertas. Assim, a etapa de análise individual das interligações compreende a avaliação dos resultados individuais de cada interligação para os dois sentidos de teste, observando inclusive, a evolução individual de cada critério da função objetivo.

Na Tabela 6.2 são apresentados os principais resultados para os testes realizados individualmente em cada chave de interligação, considerando o fato em que pelo menos um dos critérios da função objetivo houve redução, indicando assim possíveis melhorias com a reconfiguração. Durante todas as simulações foi considerado o valor fixo de uma falha por quilômetro para o cálculo dos indicadores  $FEC_{esp}$  e  $ENS_{esp}$ .

Tabela 6.2 – Resultado individual da análise de cada chave de interligação para o caso base

<b>Configuração inicial:</b>					
<b>Perdas<sub>esp</sub>(kWh): 465,67 FEC<sub>esp</sub>(falhas/ano): 11,96 ENS<sub>esp</sub>(MWh/ano): 259,2</b>					
<b>Teste</b>	<b>Fechar</b>	<b>Abrir</b>	<b>Perdas<sub>esp</sub> (kWh)</b>	<b>FEC<sub>esp</sub>(falhas/ano)</b>	<b>ENS<sub>esp</sub>(MWh/ano)</b>
<b>1</b>	TS-1	S3	462,15	11,72	272,10
<b>2</b>	TS-2	S18	465,21	11,82	274,10
	TS-2	S13	<b>468,66</b>	11,70	271,00
<b>3</b>	TS-3	S13	450,85	11,34	263,30
	TS-3	S12	445,12	11,04	256,30
	TS-3	S11	444,65	10,99	255,10
<b>4</b>	TS-5	S59	454,46	<b>12,40</b>	<b>287,00</b>
<b>5</b>	TS-7	S59	441,66	11,45	263,10
<b>6</b>	TS-8	S84	403,51	11,27	257,70
<b>7</b>	TS-9	S64	433,34	11,63	268,40
	TS-9	S63	430,63	11,55	266,11
	TS-9	S61	431,11	11,51	265,10
	TS-9	S59	448,31	11,45	263,10
<b>8</b>	TS-10	S91	405,75	11,24	257,30
	TS-10	S84	412,70	11,27	257,80

As chaves TS-4, TS-6 e TS-11 a TS-15 não aparecem na Tabela 6.2 porque não apresentaram em pelo menos um dos indicadores um valor que expressasse a redução ou melhoria, sendo, portanto descartadas e consideradas soluções inválidas para a reconfiguração.

Após a etapa de análise individual, se faz necessário a normalização dos valores dos critérios Perdas<sub>esp</sub>, FEC<sub>esp</sub> e ENS<sub>esp</sub>, em relação a um valor base, uma vez que constituem-se de termos distintos. O valor base pode ser selecionado tomando como referência o valor máximo resultante dos testes para o respectivo critério, conforme mostrado na Tabela 6.3.

Tabela 6.3 – Escolha dos valores para normalização dos resultados

	<b>Perdas<sub>esp</sub> (kWh)</b>	<b>FEC<sub>esp</sub>(falhas/ano)</b>	<b>ENS<sub>esp</sub>(MWh/ano)</b>
<b>Base selecionada (<math>C_{Basemáx}</math>)</b>	468,66	12,40	287,00

Os valores normalizados são obtidos aplicando a expressão (6.1) a partir do valor base selecionado na Tabela 6.3.

$$C_{Teste i}^{k*} = \frac{C_{Teste i}^k}{C_{Base\ máx}^k} \quad (6.1)$$

Onde  $k$  refere-se a cada critério otimizado e  $i$  refere-se à opção do Teste individual para cada chave de interligação verificada. A Tabela 6.4 mostra o resultado dos valores normalizados para cada Teste da Tabela 6.2.

Tabela 6.4 – Normalização dos resultados de cada teste individual para o caso base

Teste	Fechar	Abrir	Perdas <sub>esp</sub> *	FEC <sub>esp</sub> *	ENS <sub>esp</sub> *
1	TS-1	S3	0,9861	0,9452	0,9481
2	TS-2	S18	0,9926	0,9532	0,9551
	TS-2	S13	1	0,9435	0,9443
3	TS-3	S13	0,9620	0,9145	0,9174
	TS-3	S12	0,9498	0,8903	0,8930
	TS-3	S11	0,9488	0,8863	0,8889
4	TS-5	S59	0,9697	1	1
5	TS-7	S59	0,9424	0,9234	0,9167
6	TS-8	S84	0,8610	0,9089	0,8979
7	TS-9	S64	0,9246	0,9379	0,9352
	TS-9	S63	0,9189	0,9315	0,9272
	TS-9	S61	0,9199	0,9282	0,9237
	TS-9	S59	0,9566	0,9234	0,9167
8	TS-10	S91	0,8658	0,9065	0,8965
	TS-10	S84	0,8806	0,9089	0,8983

A normalização dos resultados individuais servirá de base para a definição da sequência de chaveamento a ser aplicada na rede, sendo necessária para aplicação do método AHP, como apresentado a seguir.

### Aplicação do AHP

Para a aplicação do método de análise multicriterial AHP e avaliação da importância entre os critérios a serem otimizados, foi considerada a opinião de um especialista, a partir do julgamento da escala numérica de comparação de Saaty (1990) da Tabela 5.9. Dessa forma, na avaliação do especialista, as seguintes ponderações entre os critérios foram consideradas:

(i) O critério minimização de perdas ( $Perdas_{esp}$ ) é moderadamente mais importante (“3”) que o critério minimização de consumidores interrompidos por ano ( $FEC_{esp}$ ) e fortemente mais importante (“5”) que o critério de minimização de energia não suprida ( $ENS_{esp}$ ). (ii) O critério minimização de consumidores interrompidos por ano ( $FEC_{esp}$ ) é moderadamente mais importante (“3”) que o critério de minimização de energia não suprida ( $ENS_{esp}$ ). A partir dessas considerações, a matriz de comparação com o julgamento do especialista é constituída como segue:

$$M = \begin{matrix} & \begin{matrix} Perdas_{esp} & FEC_{esp} & ENS_{esp} \end{matrix} \\ \begin{matrix} Perdas_{esp} \\ FEC_{esp} \\ ENS_{esp} \end{matrix} & \begin{bmatrix} 1 & 3 & 5 \\ 1/3 & 1 & 3 \\ 1/5 & 1/3 & 1 \end{bmatrix} \end{matrix} \quad (6.2)$$

A seguir, a partir da matriz comparação, calcula-se a prioridade ou peso de cada critério aplicando o processo apresentado na secção 5.2.3.2. Somam-se todos os valores de cada coluna e, realiza-se a normalização, dividindo cada valor de cada coluna pelo valor da soma da respectiva coluna, constituindo uma nova matriz, porém normalizada, conforme segue.

$$M^* = \begin{matrix} & \begin{matrix} Perdas_{esp}^* & FEC_{esp}^* & ENS_{esp}^* \end{matrix} \\ \begin{matrix} Perdas_{esp}^* \\ FEC_{esp}^* \\ ENS_{esp}^* \end{matrix} & \begin{bmatrix} 0,6522 & 0,6924 & 0,5556 \\ 0,2174 & 0,2308 & 0,3333 \\ 0,1304 & 0,0769 & 0,1111 \end{bmatrix} \end{matrix} \quad (6.3)$$

Aplicando a expressão (5.13), que calcula o valor médio de cada linha da matriz normalizada, obtêm-se os pesos dos critérios em análise:

$$W = \begin{matrix} w1 = Perdas_{esp} \\ w2 = FEC_{esp} \\ w3 = ENS_{esp} \end{matrix} \begin{bmatrix} 0,6333 \\ 0,2605 \\ 0,1062 \end{bmatrix} \quad (6.4)$$

Assim, o respectivo peso dos critérios da Equação (5.1) correspondem ao valor de  $w1=0,633$ ,  $w2=0,2605$  e  $w3=0,1062$ .

A seguir, calcula-se o indicador de consistência do julgamento do especialista, aplicando a expressão da razão de consistência RC (5.14), em função do índice de consistência IC da expressão (5.15). Para o cálculo de IC é necessário determinar o valor dos autovalores da matriz de julgamento, etapa que inclui a multiplicação da matriz de julgamento original pelo peso dos critérios definidos, gerando um vetor novo.

$$P = \begin{bmatrix} 1 & 3 & 5 \\ 1/3 & 1 & 3 \\ 1/5 & 1/3 & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} 0,6333 \\ 0,2605 \\ 0,1062 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1,9456 \\ 0,7901 \\ 0,3197 \end{bmatrix} \quad (6.5)$$

A partir desse novo vetor, divide-se cada elemento do vetor pelo seu respectivo vetor de peso. O máximo autovalor da matriz corresponde à média dos números do vetor,

$$\lambda_{\max} = 3,0387. \quad (6.6)$$

Por fim, aplica-se a expressão (5.14), substituindo o valor encontrado como máximo autovalor da matriz e tomando como base para o índice de consistência o valor de 0,52, conforme a Tabela 5.10 para três critérios.

$$RC = \frac{\left( \frac{3,0387 - 3}{3 - 1} \right)}{0,52} = 0,0715 \quad (6.7)$$

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

### **Definição da sequência de chaveamentos**

Na definição da sequência de chaveamentos na rede, são utilizados os valores normalizados de cada teste individual da Tabela 6.4, que são multiplicados pelo valor da prioridade do respectivo critério, obtido em (6.4), conforme demonstrado na Tabela 6.5.

Para cada teste, é realizado o somatório dos valores encontrados na multiplicação de cada critério, representado pela própria função objetivo, que indicará o ganho global obtido após a ponderação dos critérios em cada mudança na configuração da rede.

Tabela 6.5 – Definição da sequência de chaveamento com aplicação do método AHP

Teste	Fechar	Abrir	Perdas <sub>esp</sub> * .0,6333	FEC <sub>esp</sub> * .0,2605	ENS <sub>esp</sub> * .0,1062	F.O (soma)	Seq.
1	TS-1	S3	0,6245	0,2462	0,1007	0,9714	6 <sup>a</sup>
2	TS-2	S18	0,6286	0,2483	0,1014	0,9784	7 <sup>a</sup>
	TS-2	S13	0,6333	0,2458	0,1003	0,9794	
3	TS-3	S13	0,6092	0,2382	0,0974	0,9449	4 <sup>a</sup>
	TS-3	S12	0,6015	0,2319	0,0948	0,9283	
	TS-3	S11	0,6009	0,2309	0,0944	0,9261	
4	TS-5	S59	0,6141	0,2605	0,1062	0,9808	8 <sup>a</sup>
5	TS-7	S59	0,5968	0,2405	0,0974	0,9347	5 <sup>a</sup>
6	TS-8	S84	0,5453	0,2368	0,0954	0,8774	1 <sup>a</sup>
7	TS-9	S64	0,5856	0,2443	0,0993	0,9292	3 <sup>a</sup>
	TS-9	S63	0,5819	0,2426	0,0985	0,9230	
	TS-9	S61	0,5826	0,2418	0,0981	0,9225	
	TS-9	S59	0,6058	0,2405	0,0974	0,9437	
8	TS-10	S91	0,5483	0,2361	0,0952	0,8796	2 <sup>a</sup>
	TS-10	S84	0,5577	0,2368	0,0954	0,8898	

De acordo com o valor da função objetivo é ordenada a sequência de chaveamento das interligações da rede de distribuição, apresentada na última coluna da Tabela 6.5, determinada do menor para o maior valor, uma vez que se deseja a minimização de uma função representada pela soma de produtos, onde o menor valor corresponde a melhor configuração. Nota-se que para as chaves de interligação que contêm mais de uma opção de manobra, é considerado apenas o menor resultado, visto que a metodologia demonstrada concentra-se na avaliação da melhor configuração para cada chave de interligação.

O método *branch exchange* é reaplicado após a definição da sequência de chaveamento das interligações, porém, considerando que a rede não retorna à configuração inicial entre um teste e outro, mas mantém a melhor configuração obtida após aplicação de uma sequência como configuração inicial para o teste seguinte. Somente são consideradas como soluções válidas no processo de reconfiguração, as configurações onde todos os resultados melhoram ao mesmo tempo os três critérios da função objetivo em relação à configuração anterior.

Na Tabela 6.6 são mostrados os resultados seguindo a aplicação dos melhores resultados da sequência de chaveamento.

Tabela 6.6 – Resultado seguindo a aplicação da sequência de chaveamento das interligações

<b>Configuração inicial:</b>					
<b>Perdas<sub>esp</sub>(kWh): 465,67    FEC<sub>esp</sub>(falhas/ano): 11,96    ENS<sub>esp</sub>(MWh/ano): 259,2</b>					
<b>Seq. → Teste</b>	<b>Fechar</b>	<b>Abrir</b>	<b>Perdas<sub>esp</sub> (kWh)</b>	<b>FEC<sub>esp</sub>(falhas/ano)</b>	<b>ENS<sub>esp</sub>(MWh/ano)</b>
<b>1ª→6</b>	<b>TS-8</b>	<b>S84</b>	<b>403,51</b>	<b>11,27</b>	<b>257,70</b>
2ª→8	TS-10	S91	405,16	11,27	257,70
3ª→7	TS-9	S61	422,19	11,31	257,70
<b>4ª→3</b>	<b>TS-3</b>	<b>S11</b>	<b>382,50</b>	<b>10,31</b>	<b>235,30</b>
5ª→5	TS-7	S59	429,56	10,57	240,20
<b>6ª→1</b>	<b>TS-1</b>	<b>S3</b>	<b>380,71</b>	<b>10,23</b>	<b>233,40</b>
7ª→2	TS-2	S18	394,57	10,43	238,00
<b>8ª→4</b>	<b>TS-5</b>	<b>S59</b>	<b>344,82</b>	<b>10,05</b>	<b>228,00</b>

Os resultados em destaque: Teste 6, 3, 1 e 4 reduziram os indicadores em relação à configuração anterior e por isso correspondem às manobras executadas para a alteração na topologia da rede, como ilustra a Figura 6.2.

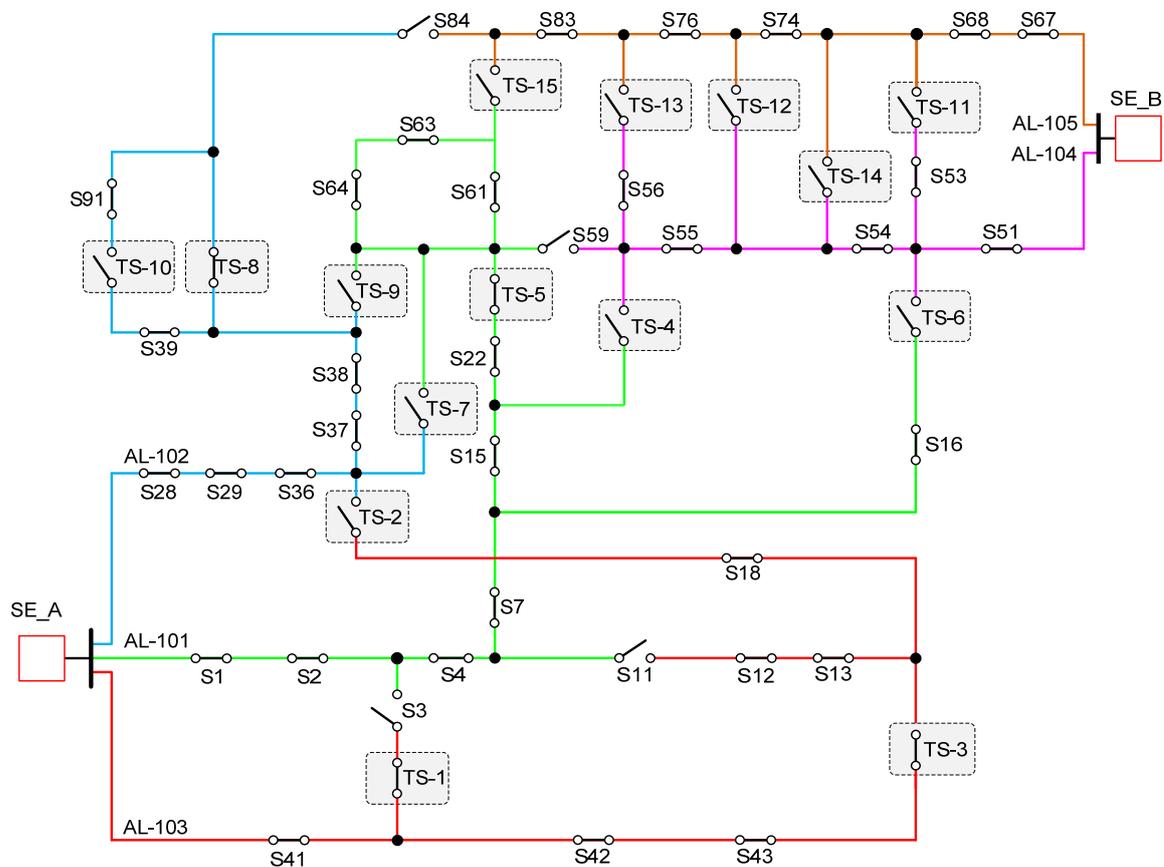


Figura 6.2 – Configuração final da rede sem GD após as reconfigurações

Na Figura 6.3 é apresentada a distribuição de cargas entre os alimentadores analisados, considerando o período anterior à reconfiguração e após as alterações na rede.

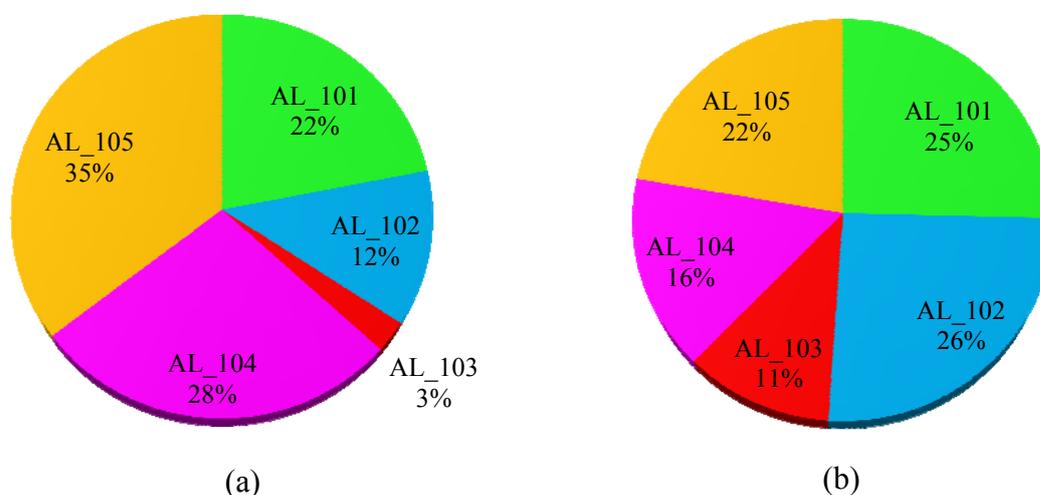


Figura 6.3 – Distribuição de cargas entre os alimentadores: (a) antes da reconfiguração e (b) após a reconfiguração

Observa-se que a estratégia de reconfiguração ocasiona a melhoria da distribuição de cargas o que se torna uma estratégia importante para a operação do sistema com maior confiabilidade e segurança e ainda sem um custo elevado de investimento.

Os resultados percentuais de redução dos critérios da função objetivo para a configuração final da rede, considerando o 5º patamar são mostrados na Tabela 6.7.

Tabela 6.7 – Resultado final da análise de reconfiguração sem GD para o Patamar 5

Patamar 5 (18h00 às 20h59)			
Topologia da rede	Perdas <sub>esp</sub> (kWh)	FEC <sub>esp</sub> (falhas/ano)	ENS <sub>esp</sub> (MWh/ano)
Atual (sem reconfiguração)	465,67	11,96	259,20
Após a reconfiguração	344,82	10,05	228,00
<b>Redução</b>	<b>25,95 %</b>	<b>15,97 %</b>	<b>17,84 %</b>

Observa-se que com a reconfiguração houve uma melhoria expressiva dos três critérios, apresentando a redução de 25,95% em Perdas<sub>esp</sub>, 15,95% no FEC<sub>esp</sub> e 17,84% na ENS<sub>esp</sub> quando comparados à configuração original (sem reconfiguração). Na Tabela 6.8 são mostrados os resultados para os demais patamares, considerando que a rede parte da

configuração inicial conforme Figura 6.1 em todas as análises e não há transição entre um patamar e outro.

Tabela 6.8 – Resultado final por patamar para a análise da rede sem geração distribuída

<b>Patamar 1 (0h00 às 6h59)</b>			
	<b>Perdas<sub>esp</sub> (kWh)</b>	<b>FEC<sub>esp</sub>(falhas/ano)</b>	<b>ENS<sub>esp</sub>(MWh/ano)</b>
<b>Configuração inicial</b>	249,88	11,96	206,50
<b>Configuração final</b>	198,70	10,02	174,20
<b>Redução</b>	20,48%	16,22%	15,64%
<b>Patamar 2 (7h00 às 11h59)</b>			
<b>Configuração inicial</b>	310,12	11,96	229,10
<b>Configuração final</b>	247,74	10,02	193,70
<b>Redução</b>	20,11%	16,22%	15,45%
<b>Patamar 3 (12h00 às 12h59)</b>			
<b>Configuração inicial</b>	311,17	11,96	229,50
<b>Configuração final</b>	244,61	10,02	192,60
<b>Redução</b>	21,39%	16,22%	16,08%
<b>Patamar 4 (13h00 às 17:59)</b>			
<b>Configuração inicial</b>	374,50	11,96	250,90
<b>Configuração final</b>	307,91	10,00	211,60
<b>Redução</b>	17,78%	16,39%	15,66%
<b>Patamar 6 (21h às 23h59)</b>			
<b>Configuração inicial</b>	377,23	11,96	251,10
<b>Configuração final</b>	283,29	10,05	207,40
<b>Redução</b>	24,90%	15,97%	17,40%

### 6.2.2 Avaliação da rede com geração distribuída a plena capacidade

Para a avaliação da rede com geração distribuída a plena capacidade consideraram-se os dados referentes aos perfis apresentados no Capítulo 5 para o dia 5 de janeiro de 2012, onde se observaram maiores níveis de geração para todas as centrais.

A Tabela 6.9 apresenta os valores de demanda dos alimentadores considerados na avaliação dos seis patamares de carga, já incluindo a conexão das centrais de geração distribuída a plena capacidade.

Tabela 6.9 – Avaliação da demanda nos alimentadores da rede com GD a plena capacidade

Alimentador	Demanda máxima (kW)					
	Patamar 1 0h00	Patamar 2 7h00	Patamar 3 12h00	Patamar 4 13h00	Patamar 5 18h00	Patamar 6 21h00
AL-101*	3626,01	3768,16	3501,93	3926,73	4856,46	4999,93
AL-102*	1548,91	1733,83	1475,76	2306,47	2230,02	1548,69
AL-103	572,59	650,86	605,44	691,52	573,17	537,82
AL-104*	3455,92	3934,95	3979,36	4422,84	5144,28	4548,50
AL-105	5838,02	6466,13	6524,4	7106,73	8073,61	7272,38
<b>Potência Total</b>	15041,45	16553,93	16086,89	18454,29	20877,54	18907,72

\*Alimentadores que possuem a conexão das centrais geradoras

Os alimentadores que possuem a conexão da GD (AL-101, AL-102 e AL-104) reduziram seus níveis de carga quando comparados à avaliação de demanda da rede sem GD, na Tabela 6.1. Isso ocorre, porque na análise da rede com as centrais geradoras, parte da demanda é suprida pelas subestações e parte pelas centrais geradoras.

A capacidade de potência injetada na rede a partir de cada central geradora, considerando os seis patamares de geração a plena capacidade, é apresentada na Tabela 6.10. Ressalta-se que na análise dos patamares de geração é adotado o valor médio de geração de potência ativa por fonte de GD durante o período correspondente a cada patamar.

Tabela 6.10 –Potência ativa injetada na rede por fonte para o dia 5 de janeiro de 2012

	Potência média por fonte (kW)					
	Patamar 1 0h00	Patamar 2 7h00	Patamar 3 12h00	Patamar 4 13h00	Patamar 5 18h00	Patamar 6 21h00
<b>Fotovoltaica</b>	0	238,68	536,52	467,16	116,28	0
<b>Eólica</b>	1258,14	1457,68	1491,15	1089,97	587,48	1088,24
<b>Hidráulica</b>	1026,35	1026,20	1025,50	1024,80	1024,72	1026,00

Observa-se especialmente na geração fotovoltaica que o dia analisado coincide com o período de sol mais prolongado e sem grande incidência de nuvens, apresentando produção de energia fotovoltaica, mesmo que em um nível baixo como no Patamar 5 (entre 18 e 21 horas).

A Tabela 6.11 mostra a avaliação percentual do grau de penetração da GD em relação à carga total do sistema sem a conexão das centrais. Salienta-se que para obtenção destes

percentuais é considerada a carga total do sistema quando não há conexão de GD em relação à produção de potência fornecida somando-se a capacidade de todas as centrais.

Tabela 6.11 – Avaliação da potência ativa injetada na rede pela GD a plena capacidade

Potência total (kW)						
	Patamar 1	Patamar 2	Patamar 3	Patamar 4	Patamar 5	Patamar 6
<b>Carga total</b>	17420,46	19488,33	19255,8	21159,8	22733,14	20634,65
<b>GD total</b>	2284,49	2722,57	3053,17	2581,93	1728,48	2114,24
<b>Penetração</b>	13,11%	13,97%	15,55%	12,20%	7,60%	10,25%

Na análise que representa este cenário, o limite admissível de 10% de penetração de GD estabelecido pela ANEEL não foi respeitado, uma vez que a produção de energia considerando todas as centrais de GD apresentou valores percentuais um pouco acima do permitido. A fim de avaliar o desempenho da rede nesta condição, escolheu-se para o detalhamento deste cenário o período representado pelo Patamar 3 (entre 12 e 13 horas), visto que representa o momento de maior geração das centrais de GD (aproximadamente 3000 kW, considerando 15,55% de penetração).

As análises apresentadas a seguir consideram a disposição dos elementos do sistema de distribuição de acordo com a Figura 6.1.

### Seleção das configurações com a conexão da GD (Patamar 3)

A seleção das configurações leva em consideração que podem ocorrer mudanças quanto ao alimentador de conexão da GD, e busca verificar quais configurações apresentam melhor desempenho, sob o ponto de vista desta conexão.

Observou-se, que há a aplicação apenas da Etapa B do método *branch exchange* (Reconfiguração em alimentadores com a conexão de GD), uma vez que as centrais de GD encontram-se alocadas em três alimentadores (AL-101, AL-102 e AL-104). A Etapa A (Reconfiguração em alimentadores sem a conexão de GD) não é aplicada, uma vez que não existe interligação entre os alimentadores que não possuem as centrais de GD (AL-103 e AL-105).

A Tabela 6.12 mostra os resultados da seleção das configurações individuais após a aplicação do método *branch exchange*, com destaque para as manobras onde houve alteração do alimentador ao qual a GD está conectada.

Tabela 6.12 – Resultado individual da análise das chaves de interligação para o Patamar 3 considerando a rede com GD a plena capacidade

<b>Configuração inicial com GD:</b>					
<b>Perdas<sub>esp</sub>(kWh): 246,65    FEC<sub>esp</sub>(falhas/ano): 11,96    ENS<sub>esp</sub>(MWh/ano): 198,20</b>					
<b>Teste</b>	<b>Fechar</b>	<b>Abrir</b>	<b>Perdas<sub>esp</sub> (kWh)</b>	<b>FEC<sub>esp</sub>(falhas/ano)</b>	<b>ENS<sub>esp</sub>(MWh/ano)</b>
<b>1</b>	TS-1	S3	244,68	11,72	194,00
<b>2</b>	TS-2	S18	245,44	11,82	195,20
	TS-2	S13	246,48	11,70	192,40
<b>3</b>	TS-3	S13	239,07	11,34	187,80
	TS-3	S12	237,02	11,04	182,90
	TS-3	S11*	238,56	10,99	184,90
<b>4</b>	TS-5	S59*	239,59	12,40	202,10
<b>5</b>	TS-7	S59*	232,54	11,45	189,80
	TS-7	S55*	241,68	11,69	190,30
<b>6</b>	TS-8	S84	189,40	11,27	178,80
	TS-8	S83	235,27	11,93	189,20
<b>7</b>	TS-9	S64	232,00	11,63	191,20
	TS-9	S63	240,95	11,55	194,60
	TS-9	S61*	237,68	11,51	193,30
	TS-9	S59*	233,95	11,45	189,90
	TS-9	S55*	246,22	11,69	190,40
<b>8</b>	TS-10	S91	195,08	11,24	179,10
	TS-10	S84	191,72	11,27	178,90
<b>Base selecionada</b>			<b>246,48</b>	<b>12,40</b>	<b>202,10</b>

\* Mudança do alimentador de conexão inicial da GD

Como pode ser observado, grande parte das análises individuais apresentaram a alteração do alimentador de conexão da GD. A configuração final de conexão da GD é definida nas próximas etapas.

Na Tabela 6.13 são mostrados os resultados dos critérios Perdas<sub>esp</sub>, FEC<sub>esp</sub> e ENS<sub>esp</sub> normalizados, tomando como a base selecionada o valor máximo encontrado nos testes da Tabela 6.12.

Tabela 6.13 – Normalização dos resultados de cada teste individual para o Patamar 3 considerando a rede com GD a plena capacidade

Teste	Fechar	Abrir	Perdas <sub>esp</sub> *	FEC <sub>esp</sub> *	ENS <sub>esp</sub> *
1	TS-1	S3	0,9927	0,9452	0,9599
2	TS-2	S18	0,9958	0,9532	0,9659
	TS-2	S13	1	0,9435	0,9520
3	TS-3	S13	0,9699	0,9145	0,9292
	TS-3	S12	0,9616	0,8903	0,9050
	TS-3	S11*	0,9679	0,8863	0,9149
4	TS-5	S59*	0,9720	1	1
5	TS-7	S59*	0,9434	0,9234	0,9391
	TS-7	S55*	0,9805	0,9427	0,9416
6	TS-8	S84	0,7684	0,9089	0,8847
	TS-8	S83	0,9545	0,9621	0,9362
7	TS-9	S64	0,9413	0,9379	0,9461
	TS-9	S63	0,9776	0,9315	0,9629
	TS-9	S61*	0,9643	0,9282	0,9565
	TS-9	S59*	0,9492	0,9234	0,9396
	TS-9	S55*	0,9989	0,9427	0,9421
8	TS-10	S91	0,7915	0,9065	0,8862
	TS-10	S84	0,7778	0,9089	0,8852

\* Mudança do alimentador de conexão inicial da GD

### Aplicação do AHP e tomada de decisão com a definição da sequência de chaveamento

Os valores dos pesos para os três critérios da função objetivo foram mantidos conforme a expressão (6.4), detalhada no cenário anterior, tanto para a simulação da rede teste com GD a plena capacidade quanto em baixa capacidade. Na Tabela 6.14 são apresentados os principais resultados quanto à obtenção da sequência de chaveamentos na rede de distribuição para o Patamar 3, considerando a rede com GD a plena capacidade.

Destaca-se nesta etapa, a definição do alimentador de conexão da GD, quando comparam-se os resultados da função objetivo, com a conexão da GD para cada alimentador analisado, escolhendo como configuração final para a conexão da GD a que resultar na maior redução, ou seja o menor valor para a função objetivo.

Tabela 6.14 – Definição da sequência de chaveamento com aplicação do método AHP para o Patamar 3 considerando a rede com GD a plena capacidade

Teste	Fechar	Abrir	Perdas <sub>esp</sub> *.0,6333	FEC <sub>esp</sub> *.0,2605	ENS <sub>esp</sub> *.0,1062	F.O (soma)	Seq.
1	TS-1	S3	0,6353	0,2457	0,0960	0,9771	6 <sup>a</sup>
2	TS-2	S18	0,6373	0,2478	0,0966	0,9817	7 <sup>a</sup>
	TS-2	S13	0,6400	0,2453	0,0952	0,9805	
3	TS-3	S13	0,6208	0,2378	0,0929	0,9515	3 <sup>a</sup>
	TS-3	S12	0,6154	0,2315	0,0905	0,9374	
	TS-3	S11*	0,6194	0,2304	0,0915	0,9414	
4	TS-5	S59*	0,6221	0,2600	0,1000	0,9821	8 <sup>a</sup>
5	TS-7	S59*	0,6038	0,2401	0,0939	0,9378	5 <sup>a</sup>
	TS-7	S55*	0,6275	0,2451	0,0942	0,9668	
6	TS-8	S84	0,4918	0,2363	0,0885	0,8166	1 <sup>a</sup>
	TS-8	S83	0,6109	0,2501	0,0936	0,9547	
7	TS-9	S64	0,6075	0,2401	0,0940	0,9415	4 <sup>a</sup>
	TS-9	S63	0,6256	0,2422	0,0963	0,9641	
	TS-9	S61*	0,6172	0,2413	0,0956	0,9541	
	TS-9	S59*	0,6024	0,2439	0,0946	0,9409	
	TS-9	S55*	0,6393	0,2451	0,0942	0,9786	
8	TS-10	S91	0,4978	0,2363	0,0885	0,8226	2 <sup>a</sup>
	TS-10	S84	0,5065	0,2357	0,0886	0,8308	

\* Mudança do alimentador de conexão inicial da GD

Nesta análise, devido à conexão da GD novas configurações com melhorias foram incluídas e existem alterações quanto à definição da sequência de chaveamentos das interligações. Os resultados seguindo a aplicação da sequência de chaveamento da Tabela 6.14 são ilustrados na Tabela 6.15.

Da mesma forma que na análise do cenário anterior, as soluções em destaque são consideradas soluções válidas. A Figura 6.4 e Figura 6.5 mostram as alterações na topologia da rede após a execução das manobras da Tabela 6.15, e também, a distribuição de cargas entre os alimentadores analisados.

Destaca-se na Figura 6.4 a mudança do alimentador de conexão inicial da central de geração hidrelétrica, localizada entre as chaves TS-5 e S61, do alimentador AL-104 para o alimentador AL-101.

Tabela 6.15 – Resultado seguindo a aplicação da sequência de chaveamento das interligações

<b>Configuração inicial:</b>					
<b>Perdas<sub>esp</sub>(kWh): 246,65    FEC<sub>esp</sub>(falhas/ano): 11,96    ENS<sub>esp</sub>(MWh/ano): 198,20</b>					
Seq. → Teste	Fechar	Abrir	Perdas <sub>esp</sub> (kWh)	FEC <sub>esp</sub> (falhas/ano)	ENS <sub>esp</sub> (MWh/ano)
1ª→6	TS-8	S84	189,40	11,27	178,80
2ª→8	TS-10	S91	188,12	11,27	178,80
3ª→3	TS-3	S12	178,49	10,36	163,30
4ª→7	TS-9	S61*	179,16	10,40	163,50
5ª→5	TS-7	S59*	187,70	10,62	165,60
6ª→1	TS-1	S3	177,57	10,26	162,10
7ª→2	TS-2	S18	184,62	10,47	165,30
8ª→4	TS-5	S59*	161,90	10,14	158,80

\* Mudança do alimentador de conexão inicial da GD

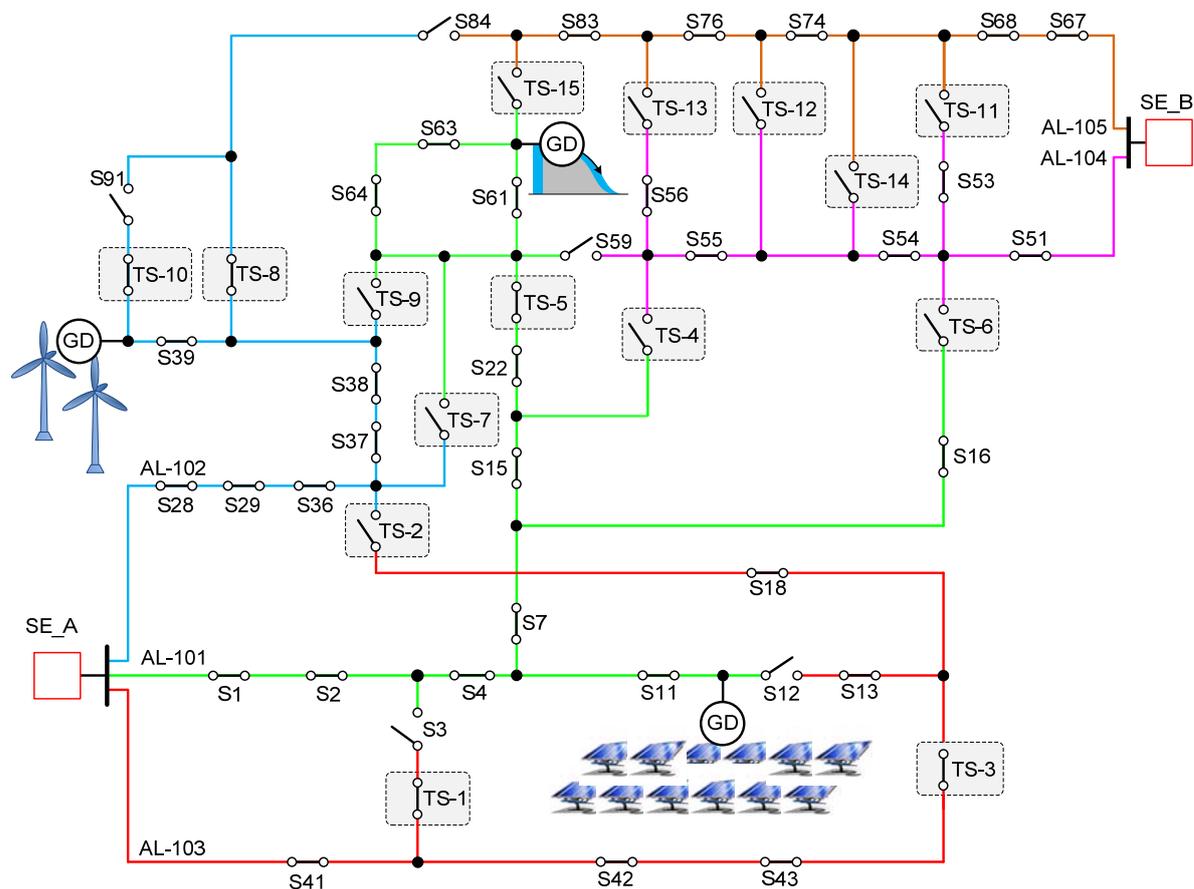


Figura 6.4 – Configuração final da rede com GD a plena capacidade após a reconfiguração

A carga nos alimentadores AL-105 e AL-104, alimentados pela subestação SE\_B foi reduzida em 32,31% quando comparada a configuração original. Em relação aos alimentadores da SE\_A (AL-101, AL-102 e AL-103), observa-se uma melhor distribuição de cargas, o que também ocorre na SE\_B, representando um maior equilíbrio para ambas as

subestações. Uma consequência da distribuição de cargas é a melhoria dos níveis de tensão e da distribuição do fluxo de energia nos condutores.

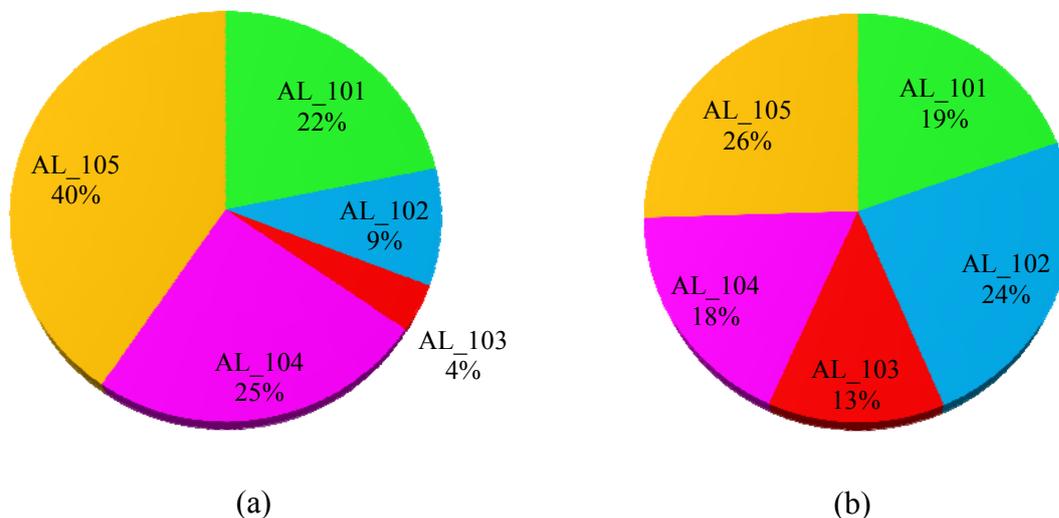


Figura 6.5 – Distribuição de cargas entre os alimentadores da rede com GD a plena capacidade: (a) antes da reconfiguração e (b) após a reconfiguração

A Tabela 6.16 apresenta os resultados percentuais de redução dos critérios da função objetivo para a configuração final da rede com a GD à plena capacidade

Tabela 6.16 – Resultado final da análise de reconfiguração para o Patamar 3 considerando a rede com a GD a plena capacidade

Patamar 3 (12h00 às 12h59)			
Topologia da rede	Perdas <sub>esp</sub> (kWh)	FEC <sub>esp</sub> (falhas/ano)	ENS <sub>esp</sub> (MWh/ano)
Atual (sem reconfiguração)	246,65	11,96	198,20
Após a reconfiguração	161,90	10,14	158,80
<b>Redução</b>	<b>34,36 %</b>	<b>15,22 %</b>	<b>19,88 %</b>

Comparando os resultados da reconfiguração com a GD a plena capacidade com os obtidos com a reconfiguração da rede sem a GD, fica evidente que a reconfiguração por si só agrega benefícios ao desempenho da rede de distribuição, principalmente com a redução dos critérios estabelecidos na função objetivo. O fato de considerar, além da reconfiguração, a injeção de potência ativa das centrais de GD adiciona ainda mais vantagens, como pode ser observado, principalmente na diminuição das Perdas<sub>esp</sub> em 34,36% e na indisponibilidade no fornecimento de energia ENS<sub>esp</sub> em 19,88%.

Os resultados finais para os demais patamares, considerando a configuração original como a inicial em todos os testes são ilustrados na Tabela 6.17.

Tabela 6.17 – Resultado final por patamar da rede com GD em plena capacidade

<b>Patamar 1 (0h00 às 6h59)</b>			
	<b>Perdas<sub>esp</sub> (kWh)</b>	<b>FEC<sub>esp</sub>(falhas/ano)</b>	<b>ENS<sub>esp</sub>(MWh/ano)</b>
<b>Configuração inicial</b>	200,33	11,96	184,00
<b>Configuração final</b>	136,93	10,05	148,40
<b>Redução</b>	31,65%	15,97%	19,35%
<b>Patamar 2 (7h00 às 11h59)</b>			
<b>Configuração inicial</b>	247,74	11,96	202,00
<b>Configuração final</b>	169,81	10,14	164,10
<b>Redução</b>	31,46%	15,22%	18,76%
<b>Patamar 4 (13h00 às 17:59)</b>			
<b>Configuração inicial</b>	304,55	11,96	233,00
<b>Configuração final</b>	218,22	10,14	183,10
<b>Redução</b>	28,35%	15,22%	21,42%
<b>Patamar 5 (18h00 às 20h59)</b>			
<b>Configuração inicial</b>	401,82	11,96	257,30
<b>Configuração final</b>	280,63	10,14	208,70
<b>Redução</b>	30,16%	15,22%	18,89%
<b>Patamar 6 (21h às 23h59)</b>			
<b>Configuração inicial</b>	318,64	11,96	229,40
<b>Configuração final</b>	211,79	10,14	183,80
<b>Redução</b>	33,53%	15,22%	19,88%

### 6.2.3 Avaliação da rede com geração distribuída em baixa capacidade

Este último cenário consiste em avaliar o desempenho da rede considerando a baixa capacidade de injeção de potência das centrais geradoras. Para isso, foi selecionado o dia 23 de julho de 2012, o qual apresenta características de baixa operação para todas as centrais, conforme mostrado nos patamares de geração da Tabela 6.18.

Tabela 6.18 –Potência ativa injetada na rede por fonte para o dia 23 de julho de 2012

	<b>Potência média por fonte (kW)</b>					
	<b>Patamar 1 0h00</b>	<b>Patamar 2 7h00</b>	<b>Patamar 3 12h00</b>	<b>Patamar 4 13h00</b>	<b>Patamar 5 18h00</b>	<b>Patamar 6 21h00</b>
<b>Fotovoltaica</b>	0	146,88	279,48	159,12	0	0
<b>Eólica</b>	463,57	408,17	849,55	726,18	362,17	296,55
<b>Hidráulica</b>	437,78	438,10	438,00	437,20	436,33	424,33

Observa-se, neste cenário, que a contribuição de geração fotovoltaica no horário oficial de ponta (18 às 21 horas) é nula, o que não ocorre no mesmo período de análise para a GD a plena capacidade. Além disso, a geração eólica e a hidráulica também apresentam uma redução expressiva no fornecimento de potência em relação ao cenário anterior, como pode ser observado na Tabela 6.19, juntamente com o grau de penetração em relação à carga total do sistema.

Tabela 6.19 – Avaliação da potência ativa injetada na rede pela GD em baixa capacidade

	<b>Potência total (kW)</b>					
	<b>Patamar 1</b>	<b>Patamar 2</b>	<b>Patamar 3</b>	<b>Patamar 4</b>	<b>Patamar 5</b>	<b>Patamar 6</b>
<b>Carga total</b>	17420,46	19488,33	19255,8	21159,8	22733,14	20634,65
<b>Total GD</b>	901,35	993,15	1567,03	1322,50	798,50	720,88
<b>Penetração</b>	5,17 %	5,10 %	8,40 %	6,25 %	3,51 %	3,49 %

Observa-se, em relação ao cenário anterior, que o limite admissível de 10% de penetração de GD está adequado em todos os patamares, existindo uma parcela menor de suprimento da carga através das centrais de GD.

Para fins de comparação com o cenário anterior, os resultados são demonstrados para o 3º Patamar, como pode ser observado na Tabela 6.20, Tabela 6.21 e Tabela 6.22. Ressalta-se que estas análises seguiram todas as etapas de execução detalhadas nos cenários anteriores, porém, apenas os resultados em que houve melhoria dos indicadores avaliados são apresentados:

Tabela 6.20 – Resultado individual da análise das chaves de interligação para o Patamar 3 considerando a rede com GD em baixa capacidade

<b>Configuração inicial com GD:</b>					
<b>Perdas<sub>esp</sub>(kWh): 275,40    FEC<sub>esp</sub>(falhas/ano): 11,96    ENS<sub>esp</sub>(MWh/ano): 214,20</b>					
<b>Teste</b>	<b>Fechar</b>	<b>Abrir</b>	<b>Perdas<sub>esp</sub> (kWh)</b>	<b>FEC<sub>esp</sub>(falhas/ano)</b>	<b>ENS<sub>esp</sub>(MWh/ano)</b>
1	TS-1	S3	273,29	11,72	209,90
2	TS-2	S18	275,14	11,82	211,50
	TS-2	S13	277,52	11,70	209,10
3	TS-3	S13	266,94	11,34	203,40
	TS-3	S12	264,19	11,04	198,20
	TS-3	S11*	264,89	10,99	198,80
4	TS-5	S59*	266,99	12,40	220,20
5	TS-7	S59*	260,76	11,45	204,30
	TS-7	S55*	278,97	11,69	207,10
6	TS-8	S84	231,42	11,27	197,80
	TS-8	S83	288,40	11,93	209,70
7	TS-9	S64	258,18	11,63	207,20
	TS-9	S63	259,09	11,55	207,60
	TS-9	S61*	258,04	11,51	206,60
	TS-9	S59*	263,53	11,45	204,30
	TS-9	S55*	286,05	11,69	207,20
8	TS-10	S91	233,71	11,24	197,60
	TS-10	S84	235,60	11,27	197,80
<b>Base selecionada</b>			<b>288,40</b>	<b>12,40</b>	<b>220,20</b>

\*Mudança do alimentador de conexão inicial da GD

Tabela 6.21 – Definição da sequência de chaveamento com aplicação do método AHP para o Patamar 3 considerando a rede com GD em baixa capacidade

Teste	Fechar	Abrir	Perdas <sub>esp</sub> *.0,6333	FEC <sub>esp</sub> *.0,2605	ENS <sub>esp</sub> *.0,1062	F.O (soma)	Seq.
1	TS-1	S3	0,60647	0,24574	0,09532	0,94753	6 <sup>a</sup>
2	TS-2	S18	0,61057	0,24784	0,09605	0,95446	8 <sup>a</sup>
	TS-2	S13	0,61586	0,24532	0,09496	0,95614	
3	TS-3	S13	0,59238	0,23777	0,09237	0,92252	3 <sup>a</sup>
	TS-3	S12	0,58627	0,23148	0,09001	0,90777	
	TS-3	S11*	0,58783	0,23044	0,09028	0,90855	
4	TS-5	S59*	0,59249	0,26000	0,10000	0,95249	7 <sup>a</sup>
5	TS-7	S59*	0,57866	0,24008	0,09278	0,91152	5 <sup>a</sup>
	TS-7	S55*	0,61907	0,24511	0,09405	0,95824	
6	TS-8	S84	0,51355	0,23631	0,08983	0,83969	1 <sup>a</sup>
	TS-8	S83	0,64000	0,25015	0,09523	0,98538	
7	TS-9	S64	0,57294	0,24385	0,09410	0,91089	4 <sup>a</sup>
	TS-9	S63	0,57496	0,24218	0,09428	0,91141	
	TS-9	S61*	0,57263	0,24134	0,09382	0,90779	
	TS-9	S59*	0,58481	0,24008	0,09278	0,91767	
	TS-9	S55*	0,63479	0,24511	0,09410	0,97399	
8	TS-10	S91	0,51864	0,23568	0,08974	0,84405	2 <sup>a</sup>
	TS-10	S84	0,52283	0,23631	0,08983	0,84896	

\* Mudança do alimentador de conexão inicial da GD

Tabela 6.22 – Resultado seguindo a aplicação da sequência de chaveamento das interligações

Configuração inicial:					
Perdas <sub>esp</sub> (kWh): 275,40 FEC <sub>esp</sub> (falhas/ano): 11,96 ENS <sub>esp</sub> (MWh/ano): 214,20					
Seq. → Teste	Fechar	Abrir	Perdas <sub>esp</sub> (kWh)	FEC <sub>esp</sub> (falhas/ano)	ENS <sub>esp</sub> (MWh/ano)
1 <sup>a</sup> →6	TS-8	S84	231,42	11,27	197,80
2 <sup>a</sup> →8	TS-10	S91	231,34	11,27	197,80
3 <sup>a</sup> →3	TS-3	S12	220,13	10,36	181,70
4 <sup>a</sup> →7	TS-9	S61*	226,26	10,40	181,90
5 <sup>a</sup> →5	TS-7	S59*	241,16	10,62	185,30
6 <sup>a</sup> →1	TS-1	S3	219,07	10,26	180,10
7 <sup>a</sup> →4	TS-5	S59*	198,44	10,14	176,80
8 <sup>a</sup> →2	TS-2	S18	206,93	10,35	180,40

\* Mudança do alimentador de conexão inicial da GD

Em relação à execução das manobras para a melhor solução no cenário da rede com baixa capacidade de GD, observaram-se as mesmas alterações de manobras na rede com o cenário considerando a GD a plena capacidade.

A distribuição de cargas nos alimentadores não foi afetada com a redução da injeção de potência das centrais, como pode ser visualizado na Figura 6.6.

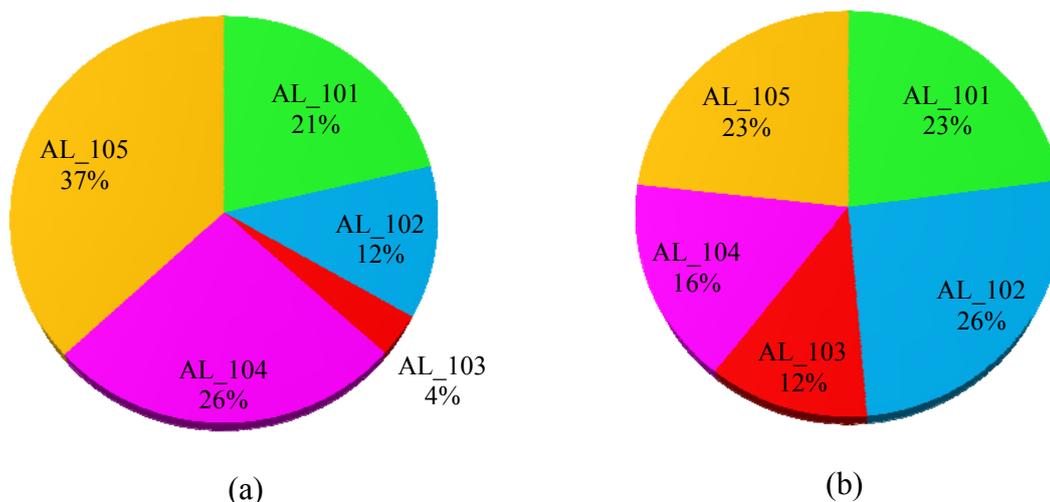


Figura 6.6 – Distribuição de cargas entre os alimentadores da rede com GD em baixa capacidade: (a) antes da reconfiguração e (b) após a reconfiguração

Apesar da redução do fornecimento de potência através das centrais geradoras neste cenário, é possível perceber que existe uma boa distribuição de cargas nos alimentadores após a reconfiguração e que a GD, mesmo com produção reduzida, impacta na melhoria do desempenho do sistema quando comparado à configuração sem a conexão das centrais. O resultado final da análise do patamar representado é ilustrado na Tabela 6.23.

Tabela 6.23 – Resultado final da análise de reconfiguração para o Patamar 3 considerando a rede com GD em baixa capacidade

Patamar 3 (12h00 às 12h59)			
Topologia da rede	Perdas <sub>esp</sub> (kWh)	FEC <sub>esp</sub> (falhas/ano)	ENS <sub>esp</sub> (MWh/ano)
<b>Atual (sem reconfiguração)</b>	275,40	11,96	214,20
<b>Após a reconfiguração</b>	198,44	10,14	176,80
<b>Redução</b>	27,94 %	15,22 %	17,46 %

Observa-se que existe a redução de 27,94% em relação às perdas de energia e de 17,46% no indicador da energia não suprida quando comparado com a configuração anterior à reconfiguração. Devido ao número de consumidores do trecho protegido e taxa de falha permanecer os mesmos, o indicador FEC apresenta o mesmo índice de redução de 15,22%, dado o cenário da rede com GD à plena capacidade. Com estes resultados percebe-se que a capacidade de energia fornecida nas centrais de GD tem grande influência sobre o desempenho da rede de distribuição.

A seguir são mostrados os resultados para os demais patamares considerando a configuração original como a inicial em todos os testes.

Tabela 6.24 – Resultado final por patamar da rede com GD em baixa capacidade

<b>Patamar 1 (0h00 às 6h59)</b>			
	<b>Perdas<sub>esp</sub> (kWh)</b>	<b>FEC<sub>esp</sub>(falhas/ano)</b>	<b>ENS<sub>esp</sub>(MWh/ano)</b>
<b>Configuração inicial</b>	224,63	11,96	197,00
<b>Configuração final</b>	171,01	10,02	163,60
<b>Redução</b>	23,87%	16,22%	16,95%
<b>Patamar 2 (7h00 às 11h59)</b>			
<b>Configuração inicial</b>	280,05	11,96	217,90
<b>Configuração final</b>	217,24	10,02	182,80
<b>Redução</b>	22,43%	16,22%	16,11%
<b>Patamar 4 (13h00 às 17:59)</b>			
<b>Configuração inicial</b>	335,72	11,96	237,40
<b>Configuração final</b>	251,77	10,05	197,70
<b>Redução</b>	25,01%	15,97%	16,72%
<b>Patamar 5 (18h00 às 20h59)</b>			
<b>Configuração inicial</b>	433,13	11,96	268,40
<b>Configuração final</b>	308,97	10,05	218,00
<b>Redução</b>	28,67%	15,97%	18,78%
<b>Patamar 6 (21h às 23h59)</b>			
<b>Configuração inicial</b>	349,85	11,96	242,70
<b>Configuração final</b>	254,12	10,05	198,30
<b>Redução</b>	27,36%	15,97%	18,29%

### 6.3 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO

Realizando a comparação entre os resultados apresentados observou-se que o segundo cenário (reconfiguração da rede com a GD a plena capacidade) apresenta um melhor desempenho da rede de distribuição. A Tabela 6.25 mostra a comparação entre os resultados da análise da rede de distribuição para o caso base (sem GD) e com a GD a plena capacidade, tomando como referência os resultados do 3º patamar.

Tabela 6.25 – Resultado comparativo considerando o 3º Patamar

Cenário		Perdas <sub>esp</sub> (kWh)	FEC <sub>esp</sub> (falhas/ano)	ENS <sub>esp</sub> (MWh/ano)
<b>Sem GD</b> <b>(1º cenário)</b>	Atual (sem reconfiguração)	311,17	11,96	229,50
	Após a reconfiguração	244,61	10,02	192,60
	Redução	21,39%	16,22%	16,08%
<b>Com GD</b> <b>(a plena cap.</b> <b>2º cenário)</b>	Atual (sem reconfiguração)	246,65	11,96	198,20
	Após a reconfiguração	161,90	10,14	158,80
	Redução	34,36 %	15,22 %	19,88 %
	<b>Redução total</b>	<b>47,97 %</b>	<b>15,21 %</b>	<b>30,80 %</b>

Especialmente em relação à redução dos indicadores Perdas<sub>esp</sub> e ENS<sub>esp</sub> observa-se a redução de 47,97 % nas perdas de energia e 30,80 % na energia não fornecida, entre os cenários mais extremos, ou seja, no cenário sem a reconfiguração e sem a GD comparado ao cenário após a reconfiguração e com a GD a plena capacidade. Isso mostra que a reconfiguração e a GD tem efeitos favoráveis sobre o sistema de distribuição diminuindo as perdas de energia de forma mais eficiente e melhorando a disponibilidade no fornecimento de energia. Já o indicador de frequência de interrupção FEC<sub>esp</sub> não apresenta melhorias tão significativas no cenário com GD, devido à restrição de anti-ilhamento da GD atuar na condição de indisponibilidade da rede.

De modo geral, observa-se que mesmo tomando como base a demonstração dos cenários a partir da configuração original da rede, houve alterações quanto ao sequenciamento dos chaveamentos para cada cenário, tanto na demonstração da rede para o caso base (sem GD) como para a rede com GD em baixa e alta capacidade de geração. Isso demonstra a flexibilidade de adaptação da técnica heurística para a seleção das manobras em diferentes cenários de operação.

Observam-se também nos cenários com GD que mesmo quando a central solar encontrava-se desligada ou em produção ínfima, como nos patamares 1, 5 e 6, houve a redução

dos três indicadores. Isso ocorre devido à injeção de potência ativa da central eólica e da CGH e também devido à reconfiguração, onde houve uma redistribuição da carga com diferentes alterações de chaveamento nestes períodos.

Salienta-se que as análises demonstradas neste trabalho focam na injeção de potência ativa no sistema pelas unidades de GD. Entretanto, o ambiente de simulação também pode avaliar os aspectos relacionados à injeção de potência reativa, considerando bancos de capacitores no contexto de qualidade de energia. Outro aspecto que deve ser salientado é em relação à localização das centrais, onde se procurou considerar a GD nos alimentadores com maior carga e mais distantes das subestações, sendo que estas escolhas podem não ser ideais, podendo ser aplicados métodos de alocação de GD existentes na literatura, como: heurísticos, meta-heurísticos, baseados em programação matemática ou inteligência artificial.

Atualmente não existe um consenso na literatura quanto ao nível de penetração de GD nas redes de distribuição. Assim, apesar da Resolução Normativa n° 206 estabelecer limites da inserção de GD no Brasil, adotou-se um cenário em baixa capacidade (terceiro cenário), o qual respeita este limite de 10% e um cenário em plena capacidade (segundo cenário) que ultrapassa o limite da normativa. Outro aspecto regulatório observado neste trabalho refere-se às Resoluções Normativas n° 390 e 391, onde existe a garantia quanto à comercialização de energia e o livre acesso à rede de distribuição e transmissão na implantação de centrais geradoras com potência igual ou inferior a 5 MW de fontes alternativas de energia. Da mesma forma, nos exemplos empregados, procurou-se atender a Resolução Normativas n° 482, quanto à produção de energia por centrais geradoras inferiores a 1 MW, enquadrando-se nesta resolução a central de energia solar e a central geradora hidrelétrica.

## 7. CONCLUSÕES

Este trabalho apresentou uma metodologia para o problema de reconfiguração de redes de distribuição em estado normal de operação, considerando multivariáveis e a inserção de geração distribuída de médio porte para injetar energia na rede.

O problema de reconfiguração foi solucionado utilizando a técnica de busca heurística *Branch Exchange*. Esta técnica se apresentou bastante simples e possibilitou flexibilidade quanto à análise de redes com e sem geradores distribuídos, conforme demonstrado nas etapas de reconfiguração. Além disso, a metodologia considerou as reais condições de carga (leve, média e pesada) para os alimentadores, no estudo de seis períodos (patamares) típicos de mudanças de carga, onde se considerou o valor máximo de demanda dentro do intervalo de cada patamar.

Na composição dos cenários das centrais de geração distribuída foram utilizados dados reais de uma região próxima à cidade de Santa Maria – RS, incluindo as variações associadas à produção de energia proveniente de fontes alternativas, como para a central eólica e solar, o que fez com que a metodologia de análise para a injeção de energia das centrais fosse dada pela produção média de potência ativa, relacionada ao período de duração de cada patamar de geração, analisado em seis períodos de forma semelhante aos patamares de carga.

Para determinar a sequência de chaveamentos na rede foi utilizado o método de análise e tomada de decisão multicriterial AHP, que avaliou a ponderação dos critérios perdas de energia, frequência de interrupção e energia não suprida, um em relação ao outro. A definição da sequência de chaveamentos foi a última etapa do processo de otimização, e consistiu em reaplicar a técnica *Branch Exchange* de acordo com a sequência fornecida pelo AHP.

Os resultados das simulações mostraram o melhor desempenho das condições de operação da rede quando se considera a reconfiguração e a inserção das centrais de geração

distribuída, comparada à operação da rede na configuração original, sem transferência de carga entre os alimentadores.

A função objetivo (minimização das perdas de energia, frequência de interrupção esperada por ano e redução da energia não suprida) adotada nesta Dissertação se mostrou eficiente, fornecendo bons resultados, considerando termos de natureza distinta, o que foi comprovado na validação dos resultados utilizando a busca exaustiva demonstrada no Apêndice A. Assim, foi possível observar que as soluções encontradas pelo método *branch exchange* foram adequadas, já que, na busca exaustiva, enumeraram-se e verificaram-se todas as possíveis configurações, indicando a melhor solução.

A reconfiguração tem se mostrado no contexto atual uma ferramenta valiosa quando usada no estado normal de operação do sistema de distribuição, alterando a configuração das redes de forma que esta trabalhe em seu máximo desempenho, o que vem se tornando possível devido à prática crescente de instalação de equipamentos telecomandados e sistemas de supervisão e controle nas redes de distribuição. A utilização de centrais de GD é vista da mesma forma, porém ainda não existem muitas soluções implantadas quanto à conexão e a entrada e saída de energia produzida pela GD, sendo uma possível solução para o seu melhor aproveitamento, um sistema de supervisão e controle em tempo real que colocaria a GD em operação no momento da disponibilidade de recursos de geração e conforme a necessidade de carga exigida na rede.

O aprimoramento e a integração das etapas da metodologia apresentada neste trabalho poderão compor no futuro um sistema de gerenciamento automático para a reconfiguração da rede e executável em tempo real através dos equipamentos e procedimentos remotos, definidos a partir de informações de medições em tempo real para previsão de carga e de recursos de geração. Contudo, este trabalho restringiu-se ao desenvolvimento de cada etapa do processo de reconfiguração, a partir de dados históricos disponíveis nas concessionárias de energia como, por exemplo, dados de demanda dos alimentadores, da memória de massa da central hidrelétrica e de dados meteorológicos de domínio público para uma estimativa de geração por centrais eólicas e fotovoltaicas. Dessa forma, as metodologias apresentadas fornecem indicações de como utilizar as informações disponíveis para a atuação das redes de distribuição no contexto de redes inteligentes.

## 7.1 CONTRIBUIÇÕES DO TRABALHO

Podem-se destacar como principais contribuições deste trabalho:

- O desenvolvimento de uma nova metodologia de análise para a reconfiguração de redes de distribuição com geradores distribuídos;
- A análise da energia produzida por centrais de geração distribuída de diferentes tecnologias, incluindo a fonte: eólica, solar e hidráulica;
- A adoção de restrições específicas para o cálculo da potência fornecida por cada unidade de geração a partir da tecnologia e dos recursos locais de geração disponíveis;
- A seleção das configurações para determinar a sequência de chaveamentos na rede de distribuição com geradores distribuídos;
- A consideração de dados reais para composição dos cenários de demanda dos alimentadores e das centrais de geração distribuída.

## 7.2 SUGESTÕES DE CONTINUIDADE

Como desenvolvimento futuro deste trabalho propõe-se as seguintes abordagens:

- Incorporar a previsão de geração e demanda a partir de medições em tempo real ou dados históricos;
- Incorporar outras tecnologias de geração nas análises, tais como biomassa, resíduos sólidos urbanos, entre outros;
- Explorar as funcionalidades da automação das redes como os equipamentos telecomandados para o gerenciamento automático da reconfiguração da rede com geradores distribuídos;
- Explorar a integração da metodologia em sistemas supervisórios, principalmente para o controle de entrada e saída da energia das centrais de geração distribuída;
- Explorar novas metodologias para a definição do melhor momento de se realizar as reconfigurações e a injeção de potência através da geração distribuída.

### 7.3 PUBLICAÇÕES RELACIONADAS AO TRABALHO

No decorrer do Mestrado, até o momento, foram publicados os seguintes trabalhos:

#### Artigo completo publicado em periódico

1. MELLO, A. P. C., BERNARDON, D. P., PFITSCHER, L. L., CANHA, L. N., ABAIDE, A. R., FERREIRA, A. A. B. Real-time reconfiguration of distribution network with distributed generation. *Electric Power Systems Research (Print)*. , v.107, p.59 - 67, 2014.

#### Trabalhos publicados em congressos

1. MELLO, A. P. C., BERNARDON, D. P., PFITSCHER, L. L., SPERANDIO, M., RAMOS, M., TOLLER, B. Intelligent System for Multivariables Reconfiguration of Distribution Networks In: *IEEE PES Conference on Innovative Smart Grid Technologies*, 2013, São Paulo.

2. MELLO, A. P. C., BERNARDON, D. P., PFITSCHER, L. L., SPERANDIO, M., RAMOS, M., COMASETTO, L. Reconfiguração de Redes de Distribuição considerando Multivariáveis e Geração Distribuída In: *Conferência Brasileira sobre Qualidade da Energia Elétrica (CBQEE)*, 2013, Araxá.

3. MELLO, A. P. C., BERNARDON, D. P., PFITSCHER, L. L., CANHA, L. N., GARCIA, V. J., SPERANDIO, M. Reconfiguration of Distribution Network considering Distributed Generation and Multivariables Criteria In: *48th Universities' Power Engineering Conference*, 2013, Dublin.

4. MELLO, A. P. C., FONSECA, A., BERNARDON, D. P., PFITSCHER, L. L., RAMOS, M., COMASETTO, L. Reconfiguração Automática de Redes de Distribuição com Geração Distribuída In: *Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos (SBSE)*, 2014, Foz do Iguaçu.

5. MELLO, A. P. C., BERNARDON, D. P., PFITSCHER, L. L., CANHA, L. N., GARCIA, V. J., ABAIDE, A. R., RAMOS, M., COMASETTO, L. Automatic Real-Time Reconfiguration of Distribution Network Incorporating Distributed Generation In: *IEEE Conference on Evolving and Adaptive Intelligent Systems*, 2014, Áustria.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABABEI, C. e KAVASSERI, R. Efficient Network Reconfiguration Using Minimum Cost Maximum Flow-Based Branch Exchanges and Random Walks-Based Loss Estimations. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 26, n. 1, p. 30–37, 2011.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DA INDÚSTRIA ELÉTRICA E ELETRÔNICA – ABINEE. **Propostas para Inserção da Energia Solar Fotovoltaica na Matriz Elétrica Brasileira**. 2012.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS – ABNT. **NBR 10899:1988** Conversão fotovoltaica de energia solar. Rio de Janeiro, 1988.

ACHARYA, N.; MAHAT, P. e MITHULANANTHAN, N. An analytical approach for DG allocation in primary distribution network. **Electric Power & Energy Systems**, v. 28, p. 669–678, 2006.

ACKERMANN, T.; ANDERSSON, G. e SÖDER, L. Distributed generation: a definition. **Electric Power Systems Research**, v. 57, n. 3, p. 195–204, 2001.

ACKERMANN, T. e KNYAZKIN, V. Interaction between distributed generation and the distribution network: operation aspects. In: Transmission and Distribution Conference and Exhibition (IEEE/PES) 2002, Asia Pacific. **Anais...** Asia Pacific: IEEE v. 2, p. 1357–1362, 2002.

AHUJA, A.; DAS, S. e PAHWA, A. An AIS-ACO Hybrid Approach for Multi-Objective Distribution System Reconfiguration. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 22, n. 3, p. 1101–1111, 2007.

ANDRADE, W. S. **Avaliação da confiabilidade de sistemas de distribuição e sub-transmissão considerando geração distribuída**. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2007.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. *Banco de Informações de Geração (BIG)*. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/OperacaoCapacidadeBrasil.asp>> Acesso em: 9 out. 2013.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. *Banco de Informações de Geração (BIG)*. <<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>> Acesso em: 11 jan. 2014.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. *Banco de Informações de Geração (BIG)*. <<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/Empreendimento/ResumoUsina.asp?lboxUsina=177:Ava nte>> Acesso em: 11 jan. 2014.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. **Energia eólica**. Brasília: Atlas, 2008. Disponível em: <[http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/atlas/pdf/06-energia\\_eolica\(3\).pdf](http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/atlas/pdf/06-energia_eolica(3).pdf)> Acesso em: 21 ago. 2013.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. **Resolução Normativa Nº 206** de 22 de Dezembro de 2005. Estabelece as condições gerais para a contratação do suprimento de energia elétrica pelas concessionárias ou permissionárias de serviço público de distribuição do Sistema Interligado Nacional-SIN, com mercado próprio inferior a 500 GWh/ano, conforme disposições do Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/bren2005206.pdf>> Acesso em: 10 nov. 2013.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. **Guia do Empreendedor de Pequenas Centrais Hidrelétricas**. Brasília, 2003.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. **Atlas de energia elétrica do Brasil**. 2ª ed. ed. Brasília, 2005.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. **Resolução Normativa Nº. 482** de 17 de abril de 2012. Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providências. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>> Acesso em: 10 abr. 2013.

BENTO, E. P. e KAGAN, N. Algoritmos genéticos e variantes na solução de problemas de configuração de redes de distribuição. **Revista Controle & Automação**, v. 19, n. 3, 2008.

BERNARDON, D. P. **Desenvolvimento de Algoritmos e Sistema Computacional para Estimação de estados em Redes de Distribuição**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal de Santa Maria, 2004.

BERNARDON, D. P. **Novos métodos para reconfiguração das redes de distribuição a partir de algoritmos de tomadas de decisão multicriteriais**. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) Universidade Federal de Santa Maria, 2007.

BLUSHAN, N. e RAI, K. **Strategic Decision Making Applying the Analytic Hierarchy Process**. Springer, 2004.

BORTONI, E. C. et al. Operação otimizada de grupos geradores em pequenas centrais hidrelétricas. **Simpósio de Especialistas em Operação de Centrais Hidrelétricas**, p. 1–12, 2002.

BRAZ, D. M. H. e SOUZA, B. A. Distribution Network Reconfiguration Using Genetic Algorithms With Sequential Encoding: Subtractive and Additive Approaches. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 26, n. 2, p. 582–593, 2011.

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

CAVELLUCCI, C. **Buscas Informadas Baseadas em Grafos para a Minimização das Perdas em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica**. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica), Universidade de Campinas, Campinas, 1998.

CELLI, G. et al. Reliability assessment in smart distribution networks. **Electric Power Systems Research**, v. 104, p. 164–175, 2013.

CENTRO NACIONAL DE REFERÊNCIA EM PEQUENAS CENTRAIS HIDRELÉTRICAS – CERPCH. Soluções para viabilização de pequenas centrais hidrelétricas. Disponível em: <<http://www.cerpch.unifei.edu.br/arquivos/artigos/hidro-hydro-55-pag20a25.pdf>> Acesso em: 10 de nov. 2013.

CENTRO DE GESTÃO E ESTUDOS ESTRATÉGICOS – CGEE. **Redes elétricas inteligentes: contexto nacional**. Brasília, 2012.

CHIANG, H.-D. e JUMEAU, R. J. Optimal Network Reconfigurations in Distribution Systems: Part 1: A new formulation and a solution methodology. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 5, n. 4, p. 1902–1909, 1990.

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

COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS – CEMIG. CEMIG e Governo Estadual inauguram Usina Solar no Mineirão. Disponível em: <<http://www.cemig.com.br/sites/Imprensa/pt-br/Paginas/Usina-Solar-do-Mineirao.aspx>> Acesso em: 10 nov. 2013.

COSTA, M. F. N. **Computação Evolutiva para Minimização de Perdas Resistivas em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica**. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica), Universidade Estadual de Campinas — Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação, Campinas, 1999.

DAS, D. A Fuzzy Multiobjective Approach for Network Reconfiguration of Distribution Systems. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 21, n. 1, p. 202–209, 2006.

DAZA, E. F. B. **Utilização da metodologia AHP para alocação de equipamentos telecomandados em sistemas de distribuição para melhoria da confiabilidade**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, 2010.

DISTRIBUTION MANAGEMENT SYSTEM. Bangalore, Índia, 2011. Disponível em: <<http://distributionmanagementsystem.blogspot.com.br/>> Acesso em: 23 out. 2013.

ELETROBRÁS. **Manual de Minicentraís Hidrelétricas**, 1985.

ELETROBRÁS. **Diretrizes para estudos e projetos de Pequenas Centrais Hidrelétricas**. Brasília, 2000.

EL-KHODARY, S. M.; ABDELAZIZ e OSAMA. Reconfiguration of distribution systems for loss reduction using the hyper-cube ant colony optimisation algorithm. **IET Generation, Transmission & Distribution**, v. 6, n. April 2011, p. 176–187, 2012.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE. *Informe à imprensa – Leilão de Reserva*, Rio de Janeiro, 2013. Disponível em: <[http://www.epe.gov.br/imprensa/PressReleases/20130814\\_1.pdf](http://www.epe.gov.br/imprensa/PressReleases/20130814_1.pdf)> Acesso em: 20 ago. 2013

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE. Nota técnica EPE – Análise da Inserção da Geração Solar na Matriz Elétrica Brasileira. 2012.

ENERCON. *Aerogeradores de classe de potência baixa e média*. Disponível em: <<http://www.enercon.de/pt-pt/330-900kW.htm>>. Acesso em: 21 ago. 2013.

ESHA, E. S. H. A. Guide on How to Develop a Small Hydropower Plant. European Small Hydropower Association, 2004. Disponível em: <<http://www.eshabe/index.php?id=39>> Acesso em: 10 dez. 2014.

FALCÃO, D. M. Smart grid e microrredes: o futuro já é presente. In: Simpósio de Automação de Sistemas Elétricos (VIII SIMPASE) 2009, Rio de Janeiro. **Anais...** Rio de Janeiro, p. 1–11, 2009.

FALCÃO, D. M. Integração de Tecnologias para Viabilização da Smart Grid. In: Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos (SBSE) 2010, Belém. **Anais...** Belém, p. 1–5, 2010.

FARAHANI, V.; VAHIDI, B. e ABYANEH, H. A. Reconfiguration and Capacitor Placement Simultaneously for Energy Loss Reduction Based on an Improved Reconfiguration Method. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 27, n. 2, p. 587–595, 2012.

FARRET, F. A. **Aproveitamentos de Pequenas Fontes de Energia Elétrica**. Santa Maria, 1999.

FARRET, F. A. e SIMÕES, M. G. **Integration of alternative sources of energy**. John Wiley ed. Hoboken - New Jersey, 2006.

FERREIRA, F. L. **Metodologia para reconfiguração de redes de distribuição trifásicas assimétricas e não balanceadas com geração distribuída**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2010.

FUENTES, M. et al. Application and validation of algebraic methods to predict the behaviour of crystalline silicon PV modules in Mediterranean climates. **Solar Energy**, v. 81, n. 11, p. 1396–1408, 2007.

GARCIA, V. J. **Metaheurísticas multiobjetivo para o problema de restauração do serviço em redes de distribuição de energia elétrica**. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica); Universidade Estadual de Campinas - Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação, Campinas, 2005.

GOMES, F. V. et al. A new distribution system reconfiguration approach using optimum power flow and sensitivity analysis for loss reduction. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 21, n. 4, p. 1616–1623, 2006.

- GUEDES, L. S. M. et al. A Multiobjective Heuristic for Reconfiguration of the Electrical Radial Network. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 28, n. 1, p. 311–319, 2013.
- GUPTA, N.; SWARNKAR, A. e NIAZI, K. R. A Modified Branch-Exchange Heuristic Algorithm for Large-Scale Distribution Networks Reconfiguration. In: Power and Energy Society General Meetin 2012, San Diego. **Anais...** San Diego: IEEE, p. 1–7, 2012.
- GUPTA, R.; GHOSH, A. e JOSHI, A. Performance Comparison of VSC-Based Shunt and Series Compensators Used for Load Voltage Control in Distribution Systems. **IEEE Transaction Power Delivery**, v. 26, n. 1, p. 268–278, 2011.
- HINGORANI, N. G. Introducing custom power. **IEEE Spectrum**, v. 32, n. 6, p. 41–48, 1995.
- HONG, Y. e HO, S. Determination of Network Configuration Considering Multiobjective in Distribution Systems using Genetic Algorithms. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 20, n. 2, p. 1062–1069, 2005.
- HSIAO, Y. T. Multiobjective Evolution Programming Method for Feeder Reconfiguration. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 19, n. 1, p. 594–599, 2004.
- HUANG, Y.-C. Enhanced genetic algorithm-based fuzzy multi-objective approach to distribution network reconfiguration. **IEEE Proceedings Generation, Transmission and Distribution**, v. 149, n. 5, p. 615–620, 2002.
- IEEE STD 1547:2003. IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems. **IEEE STD 1547**, 2003
- INPE. *Sistema de Organização Nacional de Dados Ambientais (REDE SONDA)*. Disponível em: <<http://sonda.ccst.inpe.br>>. Acesso em: 6 set. 2013.
- JENKINS, N. et al. **Embedded Generation**. United Kingdom at the University Press, Cambridge, 2000. p. 273
- KAGAN, N. et al. **Métodos de otimização aplicados a sistemas elétricos de potência**. São Paulo, 2009.
- KHOA, T. Q. D.; BINH, P. T. T. e TRAN, H. Optimizing location and sizing of distributed generation in distribution systems. In: IEEE PES Power Systems Conference and Exposition 2006, Atlanta. **Anais...** Atlanta: IEEE, p. 725–732, 2006.
- KINDERMANN, G. **Proteção de sistemas elétricos de potência**. 2ª ed. Florianópolis: 2005, 1999.
- KÖNIG, A. L. **Desenvolvimento de algoritmos e ferramenta computacional para modelagem de cargas e rede secundária de distribuição**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, 2004.
- KROPOSKI, B. et al. A comparison of photovoltaic module performance evaluation methodologies for energy ratings. In: Photovoltaic Energy Conversion 1994, Conference Record of the Twenty Fourth. IEEE Photovoltaic Specialists Conference 1994, Waikoloa. **Anais...** Waikoloa: IEEE v. 1, p. 858–862, 1994.

KYOCERA SOLAR. *High Efficiency Multi-Crystalline Photovoltaic Module (MODEL KD245GH)*. Disponível em: <<http://www.kyocerasolar.com.br/pdf/KD245GH-4FB.pdf>>. Acesso em: 3 set. 2013.

LEITE, A. P. **Modelagem de fazendas eólicas para estudos de confiabilidade**. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2005.

LEVA, F. F. et al. Modelo de um projeto de um sistema fotovoltaico. In: Proceedings of the 5th Encontro de Energia no Meio Rural, 2004, Campinas. **Anais...** Campinas, 2004.

LI, Q. et al. A New Reconfiguration Approach for Distribution System with Distributed Generation. International Conference on Energy and Environment Technology, p. 23–26, 2009.

LIACCO, T. E. D. The adaptive reliability control system. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, v. PAS-86, n. 5, p. 517–531, 1967.

LIN, C. H. et al. Application of immune algorithm to optimal switching operation for distribution-loss minimization and loading balance. **IEE Proceedings Generation, Transmission and Distribution**, v. 150, n. 2, p. 183–189, 2003.

LIN, W. M.; CHENG, F. S. e TSAY, M. T. Distribution feeder reconfiguration with refined genetic algorithm. **IEE Proceedings Generation, Transmission and Distribution**, v. 147, n. 6, p. 349–354, 2000.

LU, L.; LIU, J. e WANG, J. A Distributed Hierarchical Structure Optimization Algorithm Based Poly-Particle Swarm for Reconfiguration of Distribution Network. In: International Conference on Sustainable Power Generation and Supply, 2009 Nanjing. **Anais...** Nanjing: IEEE, p.1 –5, 2009.

MACIEL, R. S. **Otimização Multiobjetivo na Análise da Integração de Geração Distribuída às Redes de Distribuição**. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) Universidade Estadual Paulista e Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira, São Paulo, 2012.

MANTOVANI, J. R. S.; CASARI, F. e ROMERO, R. A. Reconfiguração de sistemas de distribuição radiais utilizando critério de queda de tensão. **SBA Controle & Automação**, v. 11, n. 03, p. 150–159, 2000.

MARTINS, V. F. e BORGES, C. L. T. Active Distribution Network Integrated Planning Incorporating Distributed Generation and Load Response Uncertainties. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 26, n. 4, p. 2164–2172, 2011.

MASTERS, G. M. **Renewable and Efficient Electric Power Systems**. Hoboken, NJ, USA: John Wiley & Sons, Inc., 2004.

MCDERMOTT, T. E.; DREZGA, I. e BROADWATER, R. P. A heuristic nonlinear constructive method for distribution system reconfiguration. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 14, n. 2, p. 478–483, 1999.

MEKHAMER, S. F. et al. A New Intelligent Optimization Technique for Distribution Systems Reconfiguration. In: 12th International Middle-East Power System Conference, 2008, Aswan. **Anais...** Aswan: IEEE, p. 397–401, 2008.

MELLO, A. P. C. **Reconfiguração de redes de distribuição utilizando algoritmos genéticos considerando variações de carga**. Trabalho de Conclusão de Curso (Engenharia Elétrica) Universidade Federal do Pampa, Alegrete, 2012.

MENDOZA, J. E. et al. Microgenetic multiobjective reconfiguration algorithm considering power losses and reliability indices for medium voltage distribution network. **IET Generation, Transmission & Distribution**, v. 3, n. 9, p. 825, 2009.

NAGATA, T. e SASAKI, H. An Efficient Algorithm for Distribution Network Restoration. In: IEEE Power Engineering Society Summer Meeting 2001, Vancouver. **Anais...** Vancouver: IEEE, v. 1, p. 54–59, 2001.

NAVIGANT RESEARCH. *Distribution Automation*. Disponível em: <<http://www.navigantresearch.com/research/distribution-automation>>. Acesso em: 23 out. 2013.

NIKNAM, T. et al. A New Hybrid Evolutionary Optimization Algorithm for Distribution Feeder Reconfiguration. **Applied Artificial Intelligence**, v. 25, n. 10, p. 951–971, 2011.

OLIVEIRA, M. E. et al. Network reconfiguration and loss allocation for distribution systems with distributed generation. In: IEEE Transmission and Distribution Conference and Exposition: Latin America (IEEE/PES) 2004, São Paulo. **Anais...** São Paulo: IEEE, p. 206–211, 2004.

OSTERWALD, C. R. Translation of device performance measurements to reference conditions. **Solar Cells**, v. 80401, p. 269–279, 1986.

PAISH, O. Small hydro power: technology and current status. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 6, n. 6, p. 537–556, 2002.

PEREIRA, M. A. **Conjuntos nebulosos e algoritmos genéticos aplicados a restauração de redes de distribuição de energia elétrica**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2000.

PEREIRA NETO, W. M. **Restauração Automática de Redes de Distribuição de Energia Elétrica de Grande Porte com Geração Distribuída**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) Universidade Estadual Paulista, São Paulo, 2011.

PEREIRA NETO, W. P. M. N.; LEÃO, F. B. e MANTOVANI, J. R. S. Distribution system restoration in a DG environment using a heuristic constructive multi-start algorithm. Transmission and Distribution Conference and Exposition Latin America (IEEE/PES) 2010, São Paulo. **Anais...** São Paulo: IEEE, p. 86–91, 2010.

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

Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – **PRODIST – Módulo 8: Qualidade de Energia**. Brasília, 2012. Disponível em: <[http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/M%C3%B3dulo8\\_Revis%C3%A3o\\_4.pdf](http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/M%C3%B3dulo8_Revis%C3%A3o_4.pdf)>. Acesso em: 11 jun. 2013.

QUEIROZ, L. M. O. **Estimação e análise das perdas técnicas na distribuição de energia elétrica**. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) Universidade Estadual de Campinas - Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação, Campinas, 2010.

RADHA, B. e RUGHOPUTH, H. C. S. Optimal Network Reconfiguration of Electrical Distribution System Using Real Coded Quantum Inspired Evolutionary Algorithm. Networking. In: International Conference on Sensing and Control (ICNSC) 2010, Chicago. **Anais...** Chicago: IEEE, p. 38–43, 2010.

RAJU, G. K. V. e BIJWE, P. R. An Efficient Algorithm for Minimum Loss Reconfiguration of Distribution System Based on Sensitivity and Heuristics. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 23, n. 3, p. 1280–1287, 2008.

RAO, R. S. et al. Power Loss Minimization in Distribution System Using Network Reconfiguration in the Presence of Distributed Generation. **IEEE Transactions on Power Systems**, p. 1–9, 2012.

ROYTELMAN, I. et al. Multi-objective feeder reconfiguration by distribution management system. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 11, n. 2, p. 661–667, 1996.

RUGTHAICHAROENCHEEP, N. e SIRISUMRANNUKUL, S. Optimal feeder reconfiguration with distributed generators in distribution system by fuzzy multiobjective and Tabu search. In: International Conference on Sustainable Power Generation and Supply, 2009, Nanjing. **Anais...** Nanjing: IEEE, p. 1–7, 2009.

SAATY, R. W. The analytic hierarchy process—what it is and how it is used. **Mathematical and Computer Modelling**, v. 9, n. 3-5, p. 161–176, 1987.

SAATY, T. L. **The Analytic Hierarchy Process for Decisions in a Complex World**. 2<sup>a</sup>ed. Pennsylvania State University, p. 292, 1990

SAATY, T. L. e OZDEMIR, M. S. Why the magic number seven plus or minus two. **Mathematical and Computer Modelling**, v. 38, n. 3-4, p. 233–244, 2003.

SALLES, N. J. **Modelagem e Análise Dinâmica de Sistemas de Proteção de Redes de Distribuição de Energia Elétrica na presença de Geradores Síncronos**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2007.

SERAPIÃO, A. B. de S. Fundamentos de otimização por inteligência de enxames: uma visão geral. **Revista Controle & Automação**, v. 20, n. 3, p. 271–304, 2009.

SHAYANI, R. A. **Método para Determinação do Limite de Penetração da Geração Distribuída Fotovoltaica em Redes Radiais de Distribuição**. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) Universidade de Brasília, Brasília, 2010.

SILVA, A. L. et al. Network Reconfiguration of Distribution Systems Using Metaheuristics and Reliability Measures. In: IEEE 15th International Conference on Intelligent System

Applications to Power Systems (ISAP'09), 2009, Curitiba. **Anais...** Curitiba: IEEE, p. 1–8 2009.

SILVA, L. G. W.; PEREIRA, R. A. F. e MANTOVANI, J. R. S. Alocação otimizada de dispositivos de controle e proteção em redes de distribuição. **Revista Controle & Automação**, v. 21, n. 3, p. 294–307, 2010.

SOUZA, B. A.; SILVA, J. P. S. e FERREIRA, N. R. Configuração Ótima de Redes de Distribuição Aplicando um Algoritmo Colônia de Formigas. In: IEEE Transmission & Distribution Conference and Exposition Latin America, 2010, São Paulo. **Anais...** São Paulo: IEEE, p. 1–6, 2010.

SOUZA, R. R. **Conexão de geração distribuída em redes de distribuição**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) Universidade Federal do Paraná, Curitiba, 2009.

SPERANDIO, M. **Planejamento da automação de sistemas de manobra em redes de distribuição**. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica), Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2008.

SU, S.-Y. et al. Distributed Generation Interconnection Planning: A Wind Power Case Study. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 2, n. 1, p. 181–189, 2011.

SWARNKAR, A.; GUPTA, N. e NIAZI, K. R. Reconfiguration of Radial Distribution Systems with Fuzzy Multi-objective Approach using Adaptive Particle Swarm Optimization. In: IEEE Power and Energy Society General Meeting, 2010, Minneapolis. **Anais...** Minneapolis: IEEE, p. 1–8, 2010.

THOMAS, M. S.; ARORA, S. e CHANDNA, V. K. Distribution Automation leading to a Smarter Grid. In: IEEE Innovative Smart Grid Technologies (ISGT India), 2011, Kollam. **Anais...** Kollam: IEEE, p. 211–216, 2011.

TSAI, M. e HSU, F. Application of Grey Correlation Analysis in Evolutionary Programming for Distribution System Feeder Reconfiguration. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 25, n. 2, p. 1126–1133, 2010.

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA – UFSC. *Projeto Estádios Solares (COPA 2014)*. Disponível em: <[http://www.cienciaempauta.com.br/estadios/especial\\_estadios\\_solares.swf](http://www.cienciaempauta.com.br/estadios/especial_estadios_solares.swf)> Acesso em: 10 nov. 2013.

VARGAS, A. e SAMPER, M. Real-Time Monitoring and Economic Dispatch of Smart Distribution Grids: High Performance Algorithms for DMS Applications. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 3, n. 2, p. 866–877, 2012.

WANG, J.; CHIANG, H.-D. e DARLING, G. R. An Efficient Algorithm for Real-Time Network Reconfiguration in Large Scale Unbalanced Distribution Systems. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 11, n. 1, p. 511–517, 1996.

WARNE, D. F. e CALNAN, P. G. Generation of electricity from the wind. **IEEE Proceedings of the Institution of Electrical Engineers**, v. 124, n. 11, 1977.

WEI, X.; YU-HUI, Z. e JIE-LIN, Z. Energy-efficient distribution in smart grid. In: International Conference on Sustainable Power Generation and Supply, 2009, Nanjing. **Anais...** Nanjing: IEEE, p. 1–6, 2009.

ZHANG, H.; MA, S. e XU, G. Network Reconfiguration of Distribution System with Distributed Generation Using State Graph. In: Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference, 2012, Shanghai. **Anais...** Shanghai: IEEE, p. 1–4, 2012.

ZHANG, L.; TANG, W.; GUAN, H. The back/forward sweep-based power flow method for distribution networks with DGs. In: Power Electronics and Intelligent Transportation System (PEITS), 2nd International Conference, 2009, Shenzhen. **Anais...** Shenzhen: IEEE p.145-149, 19-20 Dec. 2009.

ZIDAN, A. e EL-SAADANY, E. F. Network Reconfiguration in Balanced Distribution Systems with Variable Load Demand and Variable Renewable Resources Generation. In: IEEE Power and Energy Society General Meeting, 2012, San Diego. **Anais...** San Diego: IEEE, p. 1–8, 2012.

## APÊNDICE A – COMPARAÇÃO ENTRE MÉTODOS DE RECONFIGURAÇÃO

Neste apêndice é apresentada a validação da metodologia de reconfiguração com a comparação dos resultados para uma rede de distribuição simplificada (Figura A.1), executando o método *branch exchange* e o método de busca exaustiva.

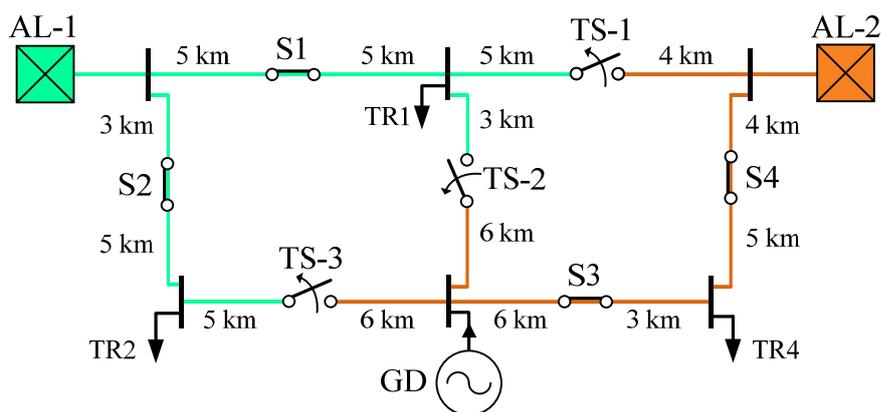


Figura A.1– Rede de distribuição simplificada para comparação

Este sistema também pode ser representado por um grafo, de forma que os ramos correspondam aos componentes do sistema (alimentadores, chaves de manobra, linhas), e os nós aos pontos de interligação (cargas e geração distribuída), conforme ilustrado na Figura A.2.

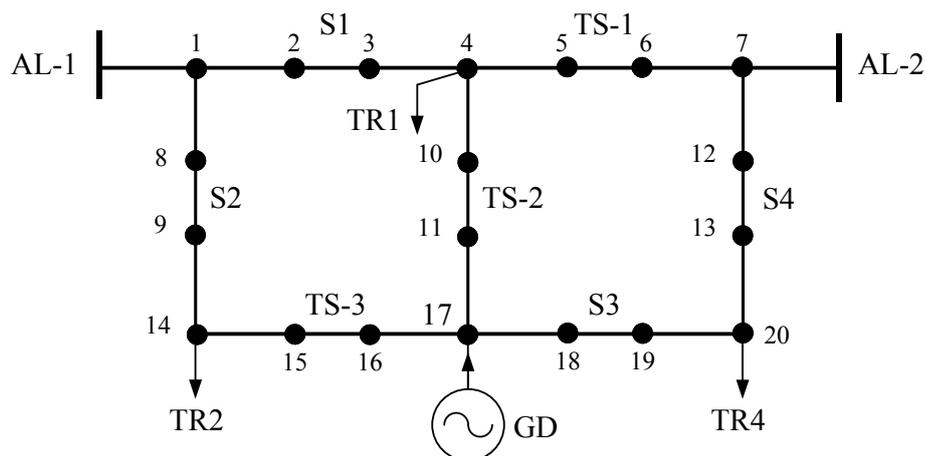


Figura A.2– Rede de distribuição simplificada para comparação

A Tabela A.1 e Tabela A.2 ilustram o conjunto de ramos e nós para a rede teste, onde todos os condutores foram representados como 3#336.4 CA, com  $R=0,1908 \text{ } \Omega/\text{km}$  e  $X=0,4007 \text{ } \Omega/\text{km}$ .

Tabela A.1– Informação dos ramos para o sistema teste

AL	Nó inicial	Nó final	Tipo Ramo	NF / NA	Fases	Especificação Condutor	Extensão (km)
AL-1	SE_A-AL-1	1	SE	1	ABC	3#336.4CA	0,020
AL-1	1	2	L	1	ABC	3#336.4CA	5,000
AL-1	2	3	S1	1	ABC	FACA	0,000
AL-1	3	4	L	1	ABC	3#336.4CA	5,000
AL-1	4	5	L	1	ABC	3#336.4CA	5,000
AL-1	5	6	TS-1	0	ABC	FACA	0,000
AL-1	4	10	L	1	ABC	3#336.4CA	3,000
AL-1	10	11	TS-2	0	ABC	FACA	0,000
AL-1	1	8	L	1	ABC	3#336.4CA	3,000
AL-1	8	9	S2	1	ABC	FACA	0,000
AL-1	9	14	L	1	ABC	3#336.4CA	5,000
AL-1	14	15	L	1	ABC	3#336.4CA	5,000
AL-1	15	16	TS-3	0	ABC	FACA	0,000
AL-1	17	16	L	1	ABC	3#336.4CA	6,000
AL-1	18	17	L	1	ABC	3#336.4CA	6,000
AL-1	17	11	L	1	ABC	3#336.4CA	6,000
AL-2	SE_B-AL-2	7	SE	1	ABC	3#336.4CA	0,020
AL-2	7	6	L	1	ABC	3#336.4CA	4,000
AL-2	6	5	TS-1	0	ABC	FACA	0,000
AL-2	7	12	L	1	ABC	3#336.4CA	4,000
AL-2	12	13	S4	1	ABC	FACA	0,000
AL-2	13	20	L	1	ABC	3#336.4CA	5,000
AL-2	20	19	L	1	ABC	3#336.4CA	3,000
AL-2	19	18	S3	1	ABC	FACA	0,000
AL-2	16	15	TS-3	0	ABC	FACA	0,000
AL-2	11	10	TS-2	0	ABC	FACA	0,000

Tabela A.2– Informação dos nós para o sistema teste

AL	Nó	Tipo nó	Fases	Pot. Ativa (kW)	Pot. Reativa (kVAr)
AL-1	4	TR-1	ABC	600,00	200,00
AL-1	14	TR-2	ABC	1000,00	300,00
AL-2	17	GD	ABC	-200,00	0,00
AL-2	20	TR-4	ABC	500,00	200,00

Observa-se que a fonte de geração distribuída é considerada como uma potência negativa no ponto de conexão, visto que representa a injeção de potência na rede e opera com fator de potência constante. Deste modo, somente é representada a potência ativa da fonte de GD (considerando o valor da potência reativa igual à zero), uma vez que a GD não controla a tensão do ponto de conexão com a rede elétrica.

A partir dos dados da Tabela A.1 e Tabela A.2 realizou-se a otimização considerando a seguinte função objetivo e restrições:

*Função Objetivo:*

$$FO = \text{mín } Perdas = \sum_{k=1}^{Nr} r_k \cdot i_k^2 \quad (A.1)$$

*Restrições:*

- Manter a radialidade dos alimentadores;
- Atender todas as cargas;
- Não permitir o ilhamento da geração distribuída.

Onde  $k$  corresponde ao índice do ramo,  $Nr$  ao número total de ramos,  $r_k$  equivale à resistência ( $\Omega$ ) do ramo e  $i_k$  representa a corrente elétrica (A) no ramo.

### A.1 Solução pelo *branch exchange*

A solução pelo método *branch exchange* segue os passos mencionados na Seção 5.2.5 do Capítulo 5. A Tabela A.3 apresenta o resultado da análise individual para cada chave de interligação da Figura A.1, indicando a sequência de chaveamento na ordem dos melhores resultados (ordem crescente de perdas) e destacando as configurações onde a conexão da GD foi alterada para outro alimentador com a reconfiguração.

Tabela A.3– Resultado da análise individual para cada chave de interligação

<b>Configuração original: Perdas (kW): 14,47</b>				
Teste	Fechar	Abrir	Perdas (kW)	Seq.
1	TS-1	S1	14,04	3 <sup>a</sup>
2	TS-2	S1	23,73	2 <sup>a</sup>
	TS-2	S3*	13,88	
3	TS-3	S2	43,49	1 <sup>a</sup>
	TS-3	S3*	13,06	
	TS-3	S4*	24,47	

\* Mudança do alimentador de conexão inicial da GD

O método *branch exchange* é aplicado novamente de acordo com a sequência definida sem retornar à configuração inicial da rede, onde somente são executadas as manobras válidas. O resultado deste procedimento é mostrado na Tabela A.4.

Tabela A.4– Resultado final após a execução da sequência de chaveamentos

Configuração original: Perdas (kW): 14,47			
Teste	Fechar	Abrir	Perdas (kW)
3	TS-3	S3*	13,06
2	TS-2	S3	–
1	TS-1	S1	12,64

\* Mudança do alimentador de conexão inicial da GD

Observa-se que devido à restrição de radialidade, não foi possível executar a segunda manobra (Abrir S3/Fechar TS-2). A solução final para a rede teste considerando o método *branch exchange* resultou no valor de perdas de **12,64 kW**. A topologia da rede após as reconfigurações é mostrada na Figura A.3.

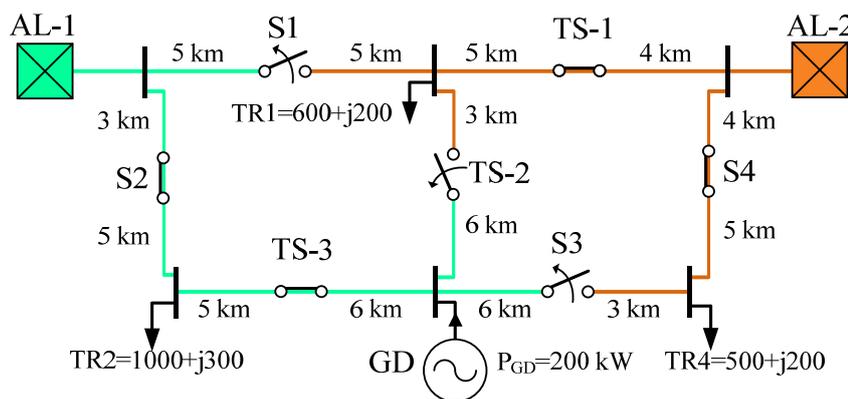


Figura A.3– Topologia da rede após as reconfigurações

### A.2 Solução por busca exaustiva

Na solução por busca exaustiva todas as configurações devem ser consideradas, onde estas crescem exponencialmente de acordo com o número de chaves no sistema, a partir da função  $2^n$ , onde  $n$  refere-se à quantidade de chaves. No exemplo da Figura A.1, existem 7 chaves que possibilitam 128 configurações de rede diferentes, incluindo as que violam restrições. Por conta das restrições impostas, como a radialidade, o atendimento de todas as cargas e o anti-ilhamento da geração distribuída, grande parte das configurações devem ser eliminadas. Assim, a análise da função Perdas para a rede Figura A.1 resulta em apenas 20 configurações válidas, como demonstrado nos resultados da busca exaustiva da Tabela A.5.

Tabela A.5– Resultado da busca exaustiva para a rede da Figura A.1

Teste	Chaves Abertas	Chaves Fechadas	Perdas (kW)
1	TS-1, TS-2, S4	S1, S2, TS-3, S3	24,47
2	S1, S4, TS-1	S2, TS-3, TS-2, S3	54,34
3	S2, S4, TS-1	S1, TS-2, TS-3, S3	83,49
4	S4, TS-1, TS-3	S1, S2, TS-2, S3	23,02
5	S3, TS-1, TS-2	S1, S2, TS-3, S4	13,06
6	S2, S3, TS-1	S1, TS-2, TS-3, S4	47,31
7	S3, TS-1, TS-3	S1, S2, TS-2, S4	13,88
8	S1, S3, TS-1	S2, TS-3, TS-2, S4	27,26
9	S1, S4, TS-2	S2, TS-3, S3, TS-1	24,02
10	TS-1, TS-2, TS3	S1, S2, S3, S4	14,47
11	<b>S1, S3, TS-2</b>	<b>S2, TS-3, S4, TS-1</b>	<b>12,64</b>
12	S2, TS-1, TS-2	S1, TS-3, S3, S4	43,49
13	S1, TS-2, TS-3	S2, S3, S4, TS-1	14,04
14	S1, S4, TS-3	S2, TS-2, S3, TS-1	21,92
15	S1, TS-1, TS-3	S2, TS-2, S3, S4	23,73
16	S1, S3, TS-3	S2, TS-2, S4, TS-1	13,67
17	S1, S2, TS-2	TS-1, S4, S3, TS-3	43,11
18	S1, S2, TS-1	TS-2, TS-3, S3, S4	82,63
19	S1, S2, S4	TS-1, TS-2, TS-3, S3	78,22
20	S1, S2, S3	TS-1, S4, TS-2, TS-3	44,71

A configuração do Teste 11 apresenta o melhor resultado mantendo as chaves S1, S3, TS-2 abertas e as chaves S2, TS-3, S4, TS-1 fechadas. Esta configuração resulta na mesma topologia obtida com o método *branch exchange*, o que comprova a eficiência do método de busca heurística para a solução do problema de reconfiguração, uma vez que a mesma solução foi encontrada verificando apenas 7 configurações, enquanto na busca exaustiva foi necessário avaliar as 20 configurações. A necessidade de testar todas as configurações torna o método de busca exaustiva inviável para redes reais, devido à explosão combinatória com o crescimento exponencial de  $2^n$  configurações. Neste sentido, a vantagem do método *branch exchange* é evidenciada na obtenção da melhor solução com um número reduzido de manobras.