Universidade de São Paulo - USP
Escola de Engenharia de São Carlos - EESC
Departamento de Engenharia Elétrica e de Computação – SEL
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

Marcelo Moreira de Carvalho

**Análise da Influência de Diferentes Tipos de Cargas no
Desempenho da Proteção Anti-ilhamento de Geradores
Distribuídos**

**São Carlos
2014**

Marcelo Moreira de Carvalho

**Análise da Influência de Diferentes Tipos de Cargas no
Desempenho da Proteção Anti-ilhamento de Geradores
Distribuídos**

Dissertação apresentada à Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo, como parte dos requisitos para obtenção do Título de Mestre em Ciências pelo Programa de Engenharia Elétrica.

Área de Concentração: Sistemas Elétricos de Potência

Orientador: Prof. Dr. José Carlos de Melo Vieira Júnior

São Carlos
2014

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

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

C331a Carvalho, Marcelo Moreira
 Análise da Influência de Diferentes Tipos de Cargas no Desempenho da Proteção Anti-ilhamento de Geradores Distribuídos / Marcelo Moreira Carvalho; orientador José Carlos de Melo Vieira Jr. São Carlos, 2014.

Dissertação (Mestrado) - Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e Área de Concentração em Processamento de Sinais e Instrumentação -- Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo, 2014.

1. Geração Distribuída. 2. Detecção de Ilhamento. 3. Cargas Estáticas. 4. Cargas Dinâmicas. 5. Máquinas Síncronas. I. Título.

FOLHA DE JULGAMENTO

Candidato: Engenheiro **MARCELO MOREIRA DE CARVALHO.**

Título da dissertação: Análise da influência de diferentes tipos de cargas no desempenho da proteção anti-ilhamento de geradores distribuídos".

Data da defesa: 04/09/2014

Comissão Julgadora:

Resultado:

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

APROVADO

Prof. Dr. **Mário Oleskovicz**
(Escola de Engenharia de São Carlos/EESC)

APROVADO

Prof. Dr. **Fabricio Augusto Matheus Moura**
(Universidade Federal do Triângulo Mineiro/UFTM)

APROVADO

Coordenador do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica:
Prof. Titular **Denis Vinicius Coury**

Presidente da Comissão de Pós-Graduação:
Prof. Associado **Paulo César Lima Segantine**

Dedicatória

*À minha esposa Naiara e minhas
filhas Luana e Letícia, por estarem
sempre ao meu lado acreditando em
mim e me fortalecendo com muito
amor e carinho.*

Agradecimentos

- Ao professor José Carlos de Melo Viera Júnior pela paciência, dedicação, amizade e excelente orientação;
- Aos professores da Pós-Graduação de Engenharia Elétrica de São Carlos pelos valiosos ensinamentos, dedicação e ajuda;
- Aos amigos Robson Roberto Sguaçabia, Thiago Lunardi e Daniel Motter pelo companheirismo, convivência e contribuições durante o período dos estudos e trabalhos realizados;
- Aos amigos da CPFL que me incentivaram e ajudaram para que esse trabalho fosse realizado.

Resumo

CARVALHO, M. M. **Análise da Influência de Diferentes Tipos de Cargas no Desempenho da Proteção Anti-ilhamento de Geradores Distribuídos.** 2014 118 p. Dissertação (Mestrado) – Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade São Paulo, São Carlos, 2014.

A conexão de geradores distribuídos nas redes de subtransmissão e de distribuição de energia elétrica se mostra cada vez mais crescente devido aos inúmeros benefícios técnicos e econômicos alcançados com essa tecnologia. No entanto, há importantes implicações técnicas que precisam ser analisadas antes que um gerador distribuído seja conectado em paralelo ao sistema elétrico. Um aspecto a ser analisado, e que é comum entre as concessionárias de energia elétrica é a adequação da proteção anti-ilhamento, a qual tem a função de detectar essa condição e, automaticamente, desconectar os geradores distribuídos, dentro de um tempo pré-determinado, e assim mantê-los até que o fornecimento de energia seja restabelecido. Neste contexto, este trabalho analisará o desempenho dos relés de proteção anti-ilhamento em face de diferentes tipos de cargas que acabam afetando o tempo de detecção do ilhamento. Com isso, pretende-se obter subsídios para que os ajustes desses relés sejam calculados de forma eficiente. Os relés estudados são o relé de sub/sobrefrequência e o relé de taxa de variação da frequência, e o gerador distribuído é do tipo síncrono equipado com controle de tensão. As análises mostraram que no instante em que ocorre um ilhamento os fatores que mais influenciam no desempenho dos relés de proteção anti-ilhamento são as condições de carga e geração, tempo de detecção estabelecido, tipo do relé adotado, ajuste do mesmo e modelo de carga utilizado.

Palavras-chave: geração distribuída, detecção de ilhamento, cargas estáticas, cargas dinâmicas, máquinas síncronas.

Abstract

CARVALHO, M. M. **Analysis of Influence of Different Types of Loads on the Performance of Anti-islanding Protection of Distributed Generators.** 2014 118 p. Dissertation (Master Degree) – São Carlos School of Engineering, University of São Paulo, São Carlos, 2014.

The connection of distributed generators to power subtransmission and distribution networks has been increasing recently due to the technical and economic benefits that such technology can provide. However, there are important technical issues that need to be carefully analyzed before a distributed generator is connected to electrical systems. One issue to be analyzed, which is common sense among utility companies, is the anti-islanding protection, whose main goal is to detect unintentional islanding and, automatically, disconnect the distributed generators within a required time-interval. In this context, this work will analyze the performance of anti-islanding protection relays in face of different load types. With this study, one intend to get support for adjusting these relays efficiently. The relays studied in this work are the under/over frequency and the rate of change of frequency relays, and the distributed generator is a synchronous machine equipped with an automatic voltage regulator. The analyzes showed that the moment a islanding occurs the most important factors influencing the performance of relays anti-islanding protection are the conditions of load and generation, detection time set, type and relay setting adopted and load model.

Keywords: distributed generator, islanding detection, static load, dynamics load, synchronous machine.

Sumário

Capítulo 1	1
Introdução	1
1.1 Normas Técnicas para Interconexão de Geradores Distribuídos ao Sistema Elétrico.....	3
1.2 Justificativas e Objetivos	6
1.3 Organização do Documento	6
1.4 Publicações	7
Capítulo 2	9
Deteccção de Ilhamento	9
2.1 Técnicas de Deteccção de Ilhamento	10
2.1.1 Técnicas Remotas	11
<i>PLCC (Power Line Carrier Communication)</i>	11
<i>SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition)</i>	11
<i>Rede de Comunicação de Dispositivos de Proteção</i>	11
2.1.2 Técnicas Locais.....	12
<i>Técnicas Ativas</i>	12
<i>Técnicas Passivas</i>	13
2.2 Influência das Cargas nos Métodos de Deteccção de Ilhamento	13
2.3 Considerações Finais sobre o Capítulo.....	14
Capítulo 3	15
Modelagem do Sistema Elétrico	15
3.1 O SimPowerSystems™	16
3.2 Modelagens dos Componentes Elétricos	16
3.2.1 Gerador Síncrono	16
3.2.2 Excitatriz	17
<i>Regulador de Tensão</i>	18
<i>Regulador de potência reativa ou de fator de potência</i>	18
3.2.3 Alimentadores	19

3.2.4 Transformadores.....	19
3.2.5 Relés Baseados em Medidas de Frequência.....	20
<i>Relés de Sub/sobrefrequência</i>	20
<i>Relés de Taxa de Variação da Frequência</i>	22
3.3 Modelagem das Cargas	23
3.3.1 Modelos de Cargas Estáticas	24
3.3.2 Modelos de Cargas Dinâmicas	28
3.3.3 Composição das Cargas.....	31
3.4 O Sistema Elétrico.....	33
3.5 Considerações Finais sobre o Capítulo	33
Capítulo 4	35
Metodologia	35
4.1 Curvas de Desempenho.....	35
4.2 Descrição do Método de Avaliação	38
Capítulo 5	41
Resultados	41
5.1 Resultados Obtidos Utilizando o Relé de Sub/sobrefrequência	42
5.1.1 Análise da Dependência da Frequência na Carga Tipo Impedância Constante (Z_{cte})	42
5.1.2 Comparação das Cargas Exponenciais com a Carga Tipo Impedância Constante (Z_{cte})	44
<i>Cargas Residenciais</i>	45
<i>Cargas Comerciais e Industriais</i>	47
5.1.3 Análise da Influência dos Parâmetros de Frequência	49
<i>1ª Análise da Influência dos Parâmetros de Frequência</i>	50
<i>2ª Análise da Influência dos Parâmetros de Frequência</i>	53
5.1.4 Análise da Carga Polinomial (ZIP)	56
5.1.5 Carga Dinâmica <i>versus</i> Carga Exponencial	61
<i>Comparação entre os Modelos de Motores Dinâmicos e Exponenciais</i> .	61
<i>Análise do Modelo Dinâmico de Motores Matlab</i>	65
5.2 Resultados Obtidos Utilizando o Relé de Taxa de Variação da Frequência (ROCOF)	68

5.2.1 Análise da Dependência da Frequência na Carga Tipo Impedância Constante (Z_{cte})	69
5.2.2 Comparação das Cargas Exponenciais com a Carga Tipo Impedância Constante (Z_{cte})	70
<i>Cargas Residenciais</i>	70
<i>Cargas Comerciais e Industriais</i>	72
5.2.3 Análise da Influência dos Parâmetros de Frequência	73
1ª Análise da Influência dos Parâmetros de Frequência	74
2ª Análise da Influência dos Parâmetros de Frequência	76
5.2.4 Análise da Carga Polinomial (ZIP)	79
5.2.5 Carga Dinâmica versus Carga Exponencial.....	84
<i>Comparação entre os Modelos de Motores Dinâmicos e Exponenciais</i> . 84	
<i>Análise do Modelo Dinâmico de Motores Matlab</i>	86
5.3 Desbalanço Crítico de Potência	89
 Capítulo 6	105
Conclusões	105
6.1 Trabalhos Futuros	107
 Referências Bibliográficas	109
 Apêndice	115
Dados do Sistema Elétrico	115
A.1 O Sistema Elétrico	115

Lista de Figuras

<i>Figura 3.1 – Modelo Elétrico do Gerador Síncrono (Kundur, 1994).....</i>	<i>16</i>
<i>Figura 3.2 – Esquema de Controle de Excitação de um Gerador Síncrono.....</i>	<i>18</i>
<i>Figura 3.3 – Circuito Equivalente do Modelo do Transformador.....</i>	<i>19</i>
<i>Figura 3.4 – Diagrama Esquemático de um Gerador Síncrono Equipado com um Relé Baseado em Medida de Frequência Operando em Paralelo com a Concessionária.....</i>	<i>21</i>
<i>Figura 3.5 – Diagrama de Blocos de um Relé de Sub/Sobrefrequência.....</i>	<i>22</i>
<i>Figura 3.6 – Diagrama de Blocos de um Relé ROCOF.....</i>	<i>23</i>
<i>Figura 3.7 – Circuitos do Estator e Rotor de uma Máquina de Indução.....</i>	<i>28</i>
<i>Figura 3.8 – Diagrama Unifilar do Sistema Elétrico em Análise.....</i>	<i>33</i>
<i>Figura 4.1 – Curva de Desempenho Típica de um Relé de Frequência.(Vieira Jr., 2006)</i>	<i>37</i>
<i>Figura 5.1 – Curvas de Desempenho: Carga “Zcte” versus Carga “ZctexFreq” (Relé Sub/sobrefrequência).....</i>	<i>44</i>
<i>Figura 5.2 – Curvas de Desempenho: Carga “Zcte” versus Carga “L2” e “L3” (Relé Sub/sobrefrequência).....</i>	<i>47</i>
<i>Figura 5.3 – Curvas de Desempenho: Carga “Zcte” versus Carga “L25” (Relé Sub/sobrefrequência).....</i>	<i>49</i>
<i>Figura 5.4 – Curvas de Desempenho: caso DPDQ - 1ª Análise da Frequência (Relé Sub/sobrefrequência).....</i>	<i>51</i>
<i>Figura 5.5 – Curvas de Desempenho: caso EPDQ - 1ª Análise da Frequência (Relé Sub/sobrefrequência).....</i>	<i>51</i>
<i>Figura 5.6 – Curvas de Desempenho: caso EPEQ - 1ª Análise da Frequência (Relé Sub/sobrefrequência).....</i>	<i>52</i>

<i>Figura 5.7 – Curvas de Desempenho: caso DPEQ - 1ª Análise da Frequência (Relé Sub/sobrefrequência).....</i>	<i>52</i>
<i>Figura 5.8 – Curvas de Desempenho: caso DPDQ - 2ª Análise da Frequência (Relé Sub/sobrefrequência).....</i>	<i>54</i>
<i>Figura 5.9 – Curvas de Desempenho: caso EPDQ - 2ª Análise da Frequência (Relé Sub/sobrefrequência).....</i>	<i>54</i>
<i>Figura 5.10 – Curvas de Desempenho: caso EPEQ - 2ª Análise da Frequência (Relé Sub/sobrefrequência).....</i>	<i>55</i>
<i>Figura 5.11 – Curvas de Desempenho: caso DPEQ - 2ª Análise da Frequência (Relé Sub/sobrefrequência).....</i>	<i>55</i>
<i>Figura 5.12 – Casos DPDQ: Análise da Carga Polinomial versus Carga “L25” (Relé Sub/sobrefrequência).....</i>	<i>57</i>
<i>Figura 5.13 – Casos EPDQ: Análise da Carga Polinomial versus Carga “L25” (Relé Sub/sobrefrequência).....</i>	<i>58</i>
<i>Figura 5.14 – Casos EPEQ: Análise da Carga Polinomial versus Carga “L25” (Relé Sub/sobrefrequência).....</i>	<i>59</i>
<i>Figura 5.15 – Casos DPEQ: Análise da Carga Polinomial versus Carga “L25” (Relé Sub/sobrefrequência).....</i>	<i>60</i>
<i>Figura 5.16 – Casos DPDQ: Comparações dos Modelos de Motores (Relé Sub/sobrefrequência).....</i>	<i>63</i>
<i>Figura 5.17 – Casos EPDQ: Comparações dos Modelos de Motores (Relé Sub/sobrefrequência).....</i>	<i>63</i>
<i>Figura 5.18 – Casos EPEQ: Comparações dos Modelos de Motores (Relé Sub/sobrefrequência).....</i>	<i>64</i>
<i>Figura 5.19 – Casos DPEQ: Comparações dos Modelos de Motores (Relé Sub/sobrefrequência).....</i>	<i>64</i>

<i>Figura 5.20 – Casos DPDQ: Análise do Impacto da Inserção de Motores (Relé Sub/sobrefrequência).....</i>	<i>66</i>
<i>Figura 5.21 – Casos EPDQ: Análise do Impacto da Inserção de Motores (Relé Sub/sobrefrequência).....</i>	<i>67</i>
<i>Figura 5.22 – Casos EPEQ: Análise do Impacto da Inserção de Motores (Relé Sub/sobrefrequência).....</i>	<i>67</i>
<i>Figura 5.23 – Casos DPEQ: Análise do Impacto da Inserção de Motores (Relé Sub/sobrefrequência).....</i>	<i>68</i>
<i>Figura 5.24 – Curvas de Desempenho: Carga “Zcte” versus Carga “ZctexFreq” (Relé ROCOF)</i>	<i>70</i>
<i>Figura 5.25 – Curvas de Desempenho: Carga “Zcte” versus Carga “L2” e “L3” (Relé ROCOF)</i>	<i>71</i>
<i>Figura 5.26 – Curvas de Desempenho: Carga “Zcte” versus Carga “L25” (Relé ROCOF)</i>	<i>73</i>
<i>Figura 5.27 – Curvas de Desempenho: caso DPDQ - 1ª Análise da Frequência (Relé ROCOF)</i>	<i>74</i>
<i>Figura 5.28 – Curvas de Desempenho: caso EPDQ - 1ª Análise da Frequência (Relé ROCOF)</i>	<i>75</i>
<i>Figura 5.29 – Curvas de Desempenho: caso EPEQ - 1ª Análise da Frequência (Relé ROCOF)</i>	<i>75</i>
<i>Figura 5.30 – Curvas de Desempenho: caso DPEQ - 1ª Análise da Frequência (Relé ROCOF)</i>	<i>76</i>
<i>Figura 5.31 – Curvas de Desempenho: caso DPDQ - 2ª Análise da Frequência (Relé ROCOF)</i>	<i>77</i>
<i>Figura 5.32 – Curvas de Desempenho: caso EPDQ - 2ª Análise da Frequência (Relé ROCOF)</i>	<i>77</i>

<i>Figura 5.33 – Curvas de Desempenho: caso EPEQ - 2ª Análise da Frequência (Relé ROCOF)</i>	78
<i>Figura 5.34 – Curvas de Desempenho: caso DPEQ - 2ª Análise da Frequência (Relé ROCOF)</i>	78
<i>Figura 5.35 – Casos DPDQ: Análise da Carga Polinomial versus Carga “L25” (Relé ROCOF)</i>	80
<i>Figura 5.36 – Casos EPDQ: Análise da Carga Polinomial versus Carga “L25” (Relé ROCOF)</i>	81
<i>Figura 5.37 – Casos EPEQ: Análise da Carga Polinomial versus Carga “L25” (Relé ROCOF)</i>	82
<i>Figura 5.38 – Casos DPEQ: Análise da Carga Polinomial versus Carga “L25” (Relé ROCOF)</i>	83
<i>Figura 5.39 – Casos DPDQ: Comparações dos Modelos de Motores (Relé ROCOF)</i>	84
<i>Figura 5.40 – Casos EPDQ: Comparações dos Modelos de Motores (Relé ROCOF)</i>	85
<i>Figura 5.41 – Casos EPEQ: Comparações dos Modelos de Motores (Relé ROCOF)</i>	85
<i>Figura 5.42 – Casos DPEQ: Comparações dos Modelos de Motores (Relé ROCOF)</i>	86
<i>Figura 5.43 – Casos DPDQ: Análise do Impacto da Inserção de Motores (Relé ROCOF)</i>	87
<i>Figura 5.44 – Casos EPDQ: Análise do Impacto da Inserção de Motores (Relé ROCOF)</i>	88
<i>Figura 5.45 – Casos EPEQ: Análise do Impacto da Inserção de Motores (Relé ROCOF)</i>	88
<i>Figura 5.46 – Casos DPEQ: Análise do Impacto da Inserção de Motores (Relé ROCOF)</i>	89
<i>Figura 5.47 – Desbalanços Críticos de Potência para Ajuste do Relé de Sub/sobrefrequência em $\pm 0,5$ Hz</i>	92
<i>Figura 5.48 – Desbalanços Críticos de Potência para Ajuste do Relé de Sub/sobrefrequência em $\pm 1,5$ Hz</i>	94

<i>Figura 5.49 – Desbalanços Críticos de Potência para Ajuste do Relé de Sub/sobrefrequência em $\pm 3,0$ Hz.....</i>	<i>96</i>
<i>Figura 5.50 – Desbalanços Críticos de Potência para Ajuste do Relé ROCOF em 0,5 Hz/s..</i>	<i>98</i>
<i>Figura 5.51 – Desbalanços Críticos de Potência para Ajuste do Relé ROCOF em 1,0 Hz/s</i>	<i>100</i>
<i>Figura 5.52 – Desbalanços Críticos de Potência para Ajuste do Relé ROCOF em 0,5 Hz/s</i>	<i>102</i>
<i>Figura A.1 – Diagrama Unifilar do Sistema Elétrico</i>	<i>115</i>

Lista de Tabelas

<i>Tabela 1.1 – Resposta do Gerador Distribuído para Tensões Anormais (IEEE Std. 1547, 2008).</i>	4
<i>Tabela 1.2 – Resposta do Gerador Distribuído para Variações de Frequências (IEEE Std. 1547, 2008).</i>	4
<i>Tabela 1.3 – Pontos de Conexão em Tensão Nominal superior a 1 KV e inferior a 69 KV</i>	5
<i>Tabela 3.1 – Parâmetros de Cargas Exponenciais (IEEE Task Force, 1993).</i>	27
<i>Tabela 3.2 – Valores de “np” e “nq” ao Longo do Dia para Diferentes Tipos de Cargas (Arefifar, 2010).</i>	32
<i>Tabela 5.1 – Modelo de Carga Tipo Impedância Constante com Dependência da Tensão “Zcte”</i>	43
<i>Tabela 5.2 – Modelo de Carga Tipo Impedância Constante com Dependência da Frequência “ZctexFreq”</i>	43
<i>Tabela 5.3 – Modelo de Carga Exponencial IEEE Task Force “L2”</i>	46
<i>Tabela 5.4 – Modelo de Carga Exponencial IEEE Task Force “L3”</i>	46
<i>Tabela 5.5 – Modelo de Carga Exponencial IEEE Task Force “L25”</i>	48
<i>Tabela 5.6 – 1ª Análise dos Parâmetros de Frequência com Base em “L2”</i>	50
<i>Tabela 5.7 – 2ª Análise dos Parâmetros de Frequência com Base em “L25”</i>	53
<i>Tabela 5.8 – Condições para Análise do Modelo Polinomial (ZIP).</i>	56
<i>Tabela 5.9 – Motores: Modelo Matlab – 6 motores (SimPower Systems, 2014).</i>	62
<i>Tabela 5.10 – Motores: Modelo Kundur (Kundur, 1994).</i>	62
<i>Tabela 5.11 – Motores: Modelo UFJF (Amaral, 2004 e Neves, 2008).</i>	62

<i>Tabela 5.12 – Motores: Modelo Matlab – 1 motor (SimPower Systems, 2014).</i>	65
<i>Tabela 5.13 – Motores: Modelo Matlab – 3 motores (SimPower Systems, 2014).</i>	66
<i>Tabela 5.14 – Desbalanços Críticos de Potência: Ajuste do Relé de Sub/sobrefrequência em $\pm 0,5$ Hz.</i>	93
<i>Tabela 5.15 – Desbalanços Críticos de Potência: Ajuste do Relé de Sub/sobrefrequência em $\pm 1,5$ Hz.</i>	95
<i>Tabela 5.16 – Desbalanços Críticos de Potência: Ajuste do Relé de Sub/sobrefrequência em $\pm 3,0$ Hz.</i>	97
<i>Tabela 5.17 – Desbalanços Críticos de Potência: Ajuste do Relé ROCOF em 0,5 Hz/s.</i>	99
<i>Tabela 5.18 – Desbalanços Críticos de Potência: Ajuste do Relé ROCOF em 1,0 Hz/s.</i>	101
<i>Tabela 5.19 – Desbalanços Críticos de Potência: Ajuste do Relé ROCOF em 1,5 Hz/s.</i>	103
<i>Tabela A.1 – Dados do Sistema Equivalente da Concessionária.</i>	116
<i>Tabela A.2 – Dados dos Transformadores do Sistema.</i>	116
<i>Tabela A.3 – Dados das Linhas do Sistema.</i>	116
<i>Tabela A.4 – Dados do Gerador Síncrono.</i>	117
<i>Tabela A.5 – Parâmetros do Sistema de Excitação do Gerador.</i>	118

Lista de Abreviaturas

GD – Gerador Distribuído

PAC – Ponto de Acoplamento Comum

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

PRODIST – Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional

PLCC – Power Line Carrier Communication

SCADA – Supervisory Control and Data Acquisition

SMS – Slip Mode Frequency Shift

AFD – Active Frequency Drift

SFS – Sandia Frequency Shift

SVS – Sandia Voltage Shift

APS – Automatic Phase-Shift

RPV – Reactive Power Variation

TC – Transformador de Corrente

TP – Transformador de Potencial

GS – Gerador Síncrono

ROCOF – Rate of Change of Frequency

DJ – Disjuntor

SUB – Subestação

DPDQ – Déficit de Potência Ativa e Reativa

EPDQ – Excesso de Potência Ativa e Déficit de Potência Reativa

EPEQ – Excesso de Potência Ativa e Reativa

DPEQ – Déficit de Potência Ativa e Excesso de Potência Reativa

UFJF – Universidade Federal de Juiz de Fora

TD – Tempo de Detecção

Capítulo 1

Introdução

A energia elétrica é essencial ao bem-estar das pessoas e ao desenvolvimento da sociedade. Logo, fornecer e gerar energia elétrica de forma consciente, preocupando-se com os impactos provocados ao meio ambiente, garantindo maior qualidade do produto e confiabilidade de fornecimento e promovendo a expansão do setor elétrico com maior agilidade e redução de custos, são fatores fundamentais na excelência do processo de produção e distribuição da energia elétrica.

A conexão de geradores de pequeno e médio porte em paralelo com as redes de subtransmissão e de distribuição de energia elétrica tem se expandido no mundo todo e se mostra cada vez mais crescente devido aos inúmeros benefícios alcançados com essa tecnologia, além de ir ao encontro dos fatores citados anteriormente (Jenkins et al, 2000).

A conexão de geradores distribuídos próximo aos centros de carga traz alguns benefícios técnicos e econômicos, tais como: manutenção dos níveis de tensão com melhor controle de seu perfil; redução de perdas elétricas ocasionadas por extensos circuitos alimentadores, tendo como única fonte de energia a subestação da concessionária; redução de custos com transporte de energia elétrica por longas distâncias, que advém do modelo tradicional de expansão do setor elétrico; planejamentos que possibilitem adiamento em investimentos de expansão do setor elétrico e aumento da confiabilidade de instalações industriais (Jenkins et al, 2000; CIRED, 1999; CIGRÉ, 1999). Todas essas vantagens da geração distribuída favorecem tanto o consumidor como o setor elétrico, onde os usuários ganham com a melhor qualidade e confiabilidade do serviço de energia.

Existem inúmeras tecnologias empregadas em geração distribuída, tais como: turbinas a gás natural, turbinas a vapor (combustíveis fósseis ou biomassa), máquinas de combustão interna (diesel ou gás natural), células a combustível, pequenas centrais hidrelétricas (PCHs),

geração eólica e células fotovoltaicas (Jenkins et al, 2000). No Brasil e no mundo, a grande maioria dos sistemas de geração distribuída emprega geradores síncronos, utilizados principalmente em pequenas centrais hidroelétricas e termoelétricas, devido ao fato da tecnologia que envolve esse tipo de gerador ser bastante consolidada. Logo, neste trabalho será utilizado este modelo de gerador (ANEEL, 2012; Padilha, 2010; Jenkins et al, 2000).

Como mencionado, a geração distribuída traz inúmeros benefícios técnicos e econômicos, mas há importantes implicações técnicas que precisam ser analisadas detalhadamente antes que um gerador distribuído seja conectado em paralelo ao sistema elétrico (Jenkins et al, 2000). O sistema de distribuição da concessionária é projetado para atender seus consumidores de forma radial, ou seja, a subestação é a única fonte de energia e seu fluxo de potência tem sentido único da fonte para as cargas, com isso existe uma filosofia de proteção, planejamento e operação para atender a essas condições. Com a interligação dos geradores distribuídos no sistema de distribuição, é necessário alterar os esquemas de proteção e controle para permitir a sua interconexão com a rede de distribuição. Embora existam normas, procedimentos operativos, e esquemas de proteção e controle, não existe hoje uma normalização nacional de aplicação geral a respeito, e isto se deve à diversidade de configurações dessas interconexões. Assim, as concessionárias possuem normas próprias que podem ser diferentes umas das outras. No entanto, existem aspectos que são comuns a todas elas, tais como a proteção anti-ilhamento.

O ilhamento acontece quando há a perda do fornecimento de energia elétrica por parte da concessionária em uma rede contendo geradores distribuídos, e estes permanecem em operação formando uma ilha energizada. Nestes casos, os geradores distribuídos devem ser automaticamente desconectados dentro de um tempo pré-determinado e assim permanecerem até que o fornecimento de energia seja restabelecido (CIRED, 1999; CIGRÉ, 1999; Electricity Association, 2003; IEEE Std. 1547.2, 2008; Norma Técnica de Distribuição da CPFL Energia, 2007).

Normalmente, a proteção anti-ilhamento é realizada por meio de relés de sub/sobrefrequência e suas variações, e os de sobre/subtensão (Vieira Jr., 2006; Jenkins, et al 2000). Contudo tem-se que os relés baseados em medidas de frequência são fortemente influenciados pelo desbalanço da potência ativa no sistema ilhado, ou seja, a diferença entre a potência gerada e a potência ativa das cargas. Quanto maior o desbalanço, mais rápida é a atuação do relé. Analogamente, os relés de tensão são fortemente influenciados pelo desbalanço da potência reativa (Vieira Jr., 2006).

Entender como funcionam esses relés é de suma importância para que os mesmos possam ser eficientemente empregados em esquemas de proteção anti-ilhamento. Neste contexto, Vieira Jr. (2006) realizou um estudo sistemático para identificar quais fatores mais afetam o desempenho desses relés. Dentre estes fatores, o tipo de carga mostrou ter uma influência muito grande. No entanto, apenas foram consideradas cargas estáticas dependentes da tensão. Assim, uma análise mais abrangente, considerando cargas estáticas dependentes da frequência e cargas dinâmicas, é altamente desejada, visto que nos sistemas de distribuição existe uma diversidade muito grande de cargas.

1.1 Normas Técnicas para Interconexão de Geradores Distribuídos ao Sistema Elétrico

As normas ou guias técnicos orientam os procedimentos para a interconexão de geradores distribuídos no sistema elétrico de potência e estabelece os níveis de tensão e faixa de frequência admissível, bem como os tempos de desconexão caso esses níveis sejam infringidos, além de apresentarem requisitos técnicos das proteções anti-ilhamento. Tais requisitos devem ser atendidos no ponto de acoplamento comum (PAC), que normalmente utiliza um disjuntor para realizar a interligação do paralelo entre gerador distribuído e concessionária, devendo este conter relés adequados e preparados para detectar a ocorrência de ilhamento no sistema elétrico e assim realizar a desconexão do paralelo dentro do prazo estipulado.

A norma IEEE Standard 1547.2 (2008) – *IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems* recomenda que em caso de ilhamento o gerador distribuído seja desconectado do sistema de distribuição em um prazo máximo de até 2 segundos, porém é necessário que se saiba qual é o tempo de religamento automático praticado pela concessionária, para que o tempo de detecção do ilhamento e posterior desconexão não sejam superiores ao do religamento automático praticado pela concessionária.

Em relação às variações de frequência e tensões anormais a norma recomenda tempos de abertura de 0,16 segundo, como mostram as Tabelas 1 e 2 (IEEE. Std. 1547.2, 2008).

Tabela 1.1 - Resposta do Gerador Distribuído para Tensões Anormais (IEEE Std. 1547, 2008).

Tensão RMS (% da tensão nominal)	Tempo Máximo de Abertura (segundos)
$V \leq 50$	0,16
$50 \leq V < 88$	2,00
$88 \leq V \leq 110$	Operação normal - sem abertura
$110 < V < 120$	1,0
$V \geq 120$	0,16

Tabela 1.2 - Resposta do Gerador Distribuído para Variações de Frequência (IEEE Std. 1547, 2008).

Potência do Gerador	Frequência (Hz)	Tempo Máximo de Abertura (segundos)
≤ 30 KW	$> 60,5$	0,16
	$59,3 \leq f \leq 60,5$	Operação normal - sem abertura
	$< 59,3$	0,16
> 30 KW	$> 60,5$	0,16
	$57,0 \leq f < 59,8$	Ajustável entre 0,16 e 300
	< 57	0,16

O Guia Técnico para a Geração Distribuída da Concessionária Hydro One 2009 – Estado de Ontário – Canadá (*Hydro One Generation Technical Interconnection Requirements*) segue as mesmas recomendações em relação às variações de frequência e tensões anormais, bem como os tempos de abertura recomendados na norma IEEE 1547.2 (2008). Porém, para um tempo de religamento automático praticado em 1 segundo, as proteções anti-ilhamento devem detectar e desconectar o gerador distribuído em 0,717 segundo. Para o tempo de religamento automático de 0,5 segundo as proteções anti-ilhamento devem detectar e desconectar o gerador distribuído em 0,217 segundo (Hydro One, 2009).

No Brasil as concessionárias de energia elétrica devem garantir que as proteções anti-ilhamento do gerador distribuído respeitem os critérios exigidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) que possui como referência os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST), em especial o módulo 8 que se refere à qualidade do fornecimento da energia elétrica (ANEEL PRODIST, 2010).

Tal módulo estabelece que, em condições normais, a frequência do sistema de distribuição e geração esteja entre 59,9 e 60,1 Hz e que, na ocorrência de distúrbios, as instalações de geração conectadas ao sistema de distribuição devem garantir que a frequência

retorne para a faixa de 59,5 Hz a 60,5 Hz, no prazo de 30 segundos após sair desta faixa, permitindo a recuperação do equilíbrio carga-geração (ANEEL PRODIST, 2010).

Em casos extremos (corte de geração ou de carga) a frequência não pode exceder 66 Hz ou ser inferior a 56,5 Hz, pode permanecer acima de 62 Hz por no máximo 30 segundos e acima de 63,5 Hz por no máximo 10 segundos (ANEEL PRODIST, 2010).

Por último, a frequência pode permanecer abaixo de 58,5 Hz por no máximo 10 segundos e abaixo de 57,5 Hz por no máximo 5 segundos (ANEEL PRODIST, 2010).

Em relação à classificação dos níveis de tensão em regime permanente o PRODIST estabelece limites adequados, precários e críticos. Como pode ser observado na Tabela 1.3.

Tabela 1.3 - Pontos de Conexão em Tensão Nominal superior a 1 KV e inferior a 69 KV.

Tensão de Atendimento (TA)	Faixa de Variação da Tensão de Leitura (TL) em Relação à Tensão de Referência (TR)
Adequada	$0,93 TR \leq TL \leq 1,05 TR$
Precária	$0,90 TR \leq TL < 0,93 TR$
Crítica	$TL < 0,90 TR$ ou $TL > 1,05 TR$

Para que se consiga respeitar os critérios descritos pelas normas e guias técnicos, as proteções mais utilizadas pelas concessionárias são os relés baseados em medidas de tensão e frequência, que apresentam custo/benefício satisfatórios na eficiência da detecção de ilhamentos (CIRED, 1999; CIGRÉ, 1999; Electricity Association, 2003).

Quando ocorrem grandes desbalanços de potência ativa os relés de frequência facilmente detectam o ilhamento. Já no caso de grandes desbalanços de potência reativa, os relés de tensão são os que melhor detectam o ilhamento.

Na medida em que esses desbalanços diminuem, o risco de comprometer o desempenho dos relés na detecção de ilhamentos aumenta (Vieira Jr., 2006). Então, a questão é adequar esses relés para que os mesmos detectem o ilhamento de forma precisa e rápida, atendendo as exigências das concessionárias, mas não que atuem indevidamente por pequenas variações anormais que podem ocorrer no sistema de distribuição.

1.2 Justificativas e Objetivos

No contexto apresentado, o principal objetivo desta dissertação é verificar os impactos de diferentes tipos de carga no desempenho de relés baseados em medidas de frequência aplicados na proteção anti-ilhamento de geradores síncronos distribuídos. Com isso, pretende-se identificar qual modelo de carga é mais adequado para simular situações de ilhamento, sempre priorizando aqueles que forneçam resultados mais conservadores, ou seja, modelos de cargas que tornam a detecção do ilhamento mais difícil (a favor da segurança).

Como complemento, será realizada uma análise visando definir em que condições os modelos estáticos são mais adequados que os dinâmicos, e vice-versa, e também será analisada a influência da dependência da frequência nos modelos de cargas estáticas, considerando sempre o evento de ilhamento.

É importante ressaltar que não foram encontrados registros na literatura sobre esse tipo de análise, que considera o ilhamento de geradores síncronos distribuídos associados a todos os modelos de carga apresentados neste trabalho.

1.3 Organização do Documento

Este documento está organizado da seguinte maneira:

- Capítulo 2: Relata a importância de se detectar a condição de ilhamento dos geradores distribuídos. Em seguida apresenta uma revisão bibliográfica das principais técnicas de detecção de ilhamento e resumos de trabalhos que analisam a influência dos tipos de cargas nos métodos de detecção de ilhamento.
- Capítulo 3: Descreve a ferramenta computacional utilizada (*SimPowerSystems*) e apresenta os modelos computacionais dos componentes elétricos, que formam o sistema elétrico adotado. Descreve a importância de obter uma boa representação da modelagem das cargas elétricas, para estudos de desempenho de sistemas elétricos. Em seguida são apresentados os modelos de cargas estáticas e dinâmicas mais comuns na literatura e por fim é mostrado o sistema elétrico utilizado no trabalho.
- Capítulo 4: Apresenta a metodologia utilizada nesta pesquisa, que permitirá analisar o desempenho da proteção anti-ilhamento nas mais diversas condições de geração e carga.

- Capítulo 5: Neste capítulo são mostrados os resultados obtidos por simulação no domínio do tempo, dispondo da ferramenta computacional *SimPowerSystems*.
- Capítulo 6: São apresentadas as conclusões do trabalho.

1.4 Publicações

Parte dos resultados obtidos neste trabalho originou a seguinte publicação:

- CARVALHO, M. M.; MOTTER, D.; VIEIRA, J.C.M., “Análise do Impacto de Cargas Estáticas no Desempenho da Proteção Anti-Ilhamento de Geradores Síncronos Distribuídos”, In: *V Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos (SBSE), 2014*, Foz do Iguaçu. Anais do V SBSE, 2014.

Capítulo 2

Detecção de Ilhamento

Durante uma condição de ilhamento o procedimento recomendado pelas principais normas técnicas no mundo todo e usual nas concessionárias é que as proteções anti-ilhamento dos geradores distribuídos devem, automaticamente, detectar o ilhamento e se desconectarem do sistema elétrico para que não operem de forma ilhada (CIRED,1999; CIGRÉ, 1999; Electricity Association, 2003; IEEE Std. 1547, 2008; CPFL Energia, 2007; HydroOne, 2009). Tais exigências se tornam necessárias para que os geradores distribuídos possam contribuir para melhorar ou pelo menos não afetar adversamente o desempenho da operação das redes de energia elétrica e assim ter uma perfeita integração entre os geradores distribuídos e a concessionária.

O ilhamento é considerado indesejável pelas concessionárias, pois pode acarretar vários problemas ao sistema elétrico, tais como (Walling e Miller, 2002; Xu et al, 2004):

- A segurança do pessoal da manutenção e operação da concessionária, assim como dos consumidores em geral, pode ser colocada em risco, devido a áreas que continuam energizadas sem o seu conhecimento;
- A qualidade da energia elétrica fornecida para os consumidores na rede ilhada está fora do controle da concessionária, embora a mesma ainda seja a responsável legal pela manutenção dos níveis de qualidade;
- A coordenação do sistema de proteção da rede ilhada pode deixar de operar satisfatoriamente devido à redução dos níveis de curto-circuito na rede ilhada;
- O sistema ilhado pode apresentar aterramento inadequado, dificultando ou até mesmo impossibilitando a detecção de curtos-circuitos fase-terra;

- Pode haver atrasos nos procedimentos de restabelecimento de energia elétrica, devido ao fato de o gerador distribuído estar energizado;
- No instante de reenergização da rede o gerador pode estar fora de sincronismo, provocando danos no mesmo, além de provocar o surgimento de elevadas correntes que podem danificar equipamentos elétricos. Isto é ainda mais perigoso no caso do uso de religadores automáticos que normalmente não detectam a presença do gerador distribuído operando na condição ilhada.

Como visto, tais problemas reforçam a necessidade de desconectar todos os geradores distribuídos logo após a ocorrência do ilhamento, mas é importante citar que atualmente existem estudos e normas técnicas que ressaltam a importância da operação isolada de geradores distribuídos após a ocorrência do ilhamento como fator de aumento da confiabilidade do suprimento da energia aos consumidores da concessionária (Xu et al, 2004; Trindade et al, 2010; Salles, 2013; IEEE Std. 1547.4, 2011; IEEE Std. 1547.6, 2011).

2.1 Técnicas de Detecção de Ilhamento

Técnicas anti-ilhamento têm a função de detectar com precisão o momento em que ocorre um ilhamento e então desconectar, em tempo hábil, o Gerador Distribuído (GD) no Ponto de Acoplamento Comum (PAC).

As técnicas de detecção da condição de ilhamento podem ser classificadas em dois grupos em função de seus princípios operativos: técnicas remotas e locais (Xu et al, 2004).

As técnicas remotas são baseadas em comunicação entre a concessionária e o GD, e são consideradas muito eficazes na detecção de ilhamento, porém requerem altos custos de instalação em esquemas sofisticados de comunicação, controle e aquisição de dados (Yin et al, 2004). As técnicas locais se dividem em ativas e passivas, as quais utilizam as medidas das grandezas elétricas de tensão e frequência disponíveis no PAC do GD (Yin, 2004).

As técnicas ativas possuem custos menores de implantação em comparação com as técnicas remotas e têm melhor desempenho do que as técnicas passivas, pois são mais sensíveis na detecção do ilhamento e dificilmente atuarão indevidamente. Por outro lado, as técnicas passivas são consideradas uma opção atrativa por terem o menor custo em relação aos outros métodos, mas requerem atenção em relação aos ajustes a serem considerados, pois os mesmos precisam ser sensíveis o suficiente para melhorar o desempenho da proteção,

evitando, contudo, atuações indevidas devido às oscilações normais da tensão, frequência e potência no sistema elétrico. Xu et al (2004), Yin et al (2004) e Vieira Jr. (2011) mostram uma visão geral destas técnicas, as quais são discutidas a seguir.

2.1.1 Técnicas Remotas

I) PLCC (Power Line Carrier Communication):

A técnica proposta em Xu et al (2007) utiliza um sistema PLCC que envia continuamente sinais de comunicação ao longo da rede elétrica através de um transmissor situado na subestação da concessionária. O receptor desses sinais é instalado nos geradores distribuídos. Para que se possa detectar uma condição de ilhamento, o gerador distribuído que não receber o sinal enviado pelo transmissor interpretará que houve a formação de uma ilha energizada e com isso o disjuntor no PAC será desligado. O uso de sistemas PLCC para a detecção de ilhamento possui vantagens como: não degrada a qualidade da energia elétrica, é eficaz em sistemas que envolvem vários geradores distribuídos e são considerados confiáveis. Como mencionado anteriormente, este tipo de esquema requer altos custos de implantação.

II) SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition):

Os sistemas SCADA monitoram o estado de todos os disjuntores e religadores da rede elétrica que podem formar as ilhas, no qual esses equipamentos estão situados desde a subestação da concessionária até os geradores distribuídos. Na ocorrência de um ilhamento, o sistema SCADA identifica a região ilhada e, utilizando-se de um esquema de teleproteção, comanda a desconexão do gerador distribuído (Yin et al, 2004).

III) Rede de Comunicação de Dispositivos de Proteção:

Neste esquema, os dispositivos de proteção anti-ilhamento dos geradores distribuídos são interligados por uma rede de comunicação e trocam informações entre si e com outros dispositivos instalados na subestação da concessionária. Seu objetivo é identificar corretamente as condições de ilhamento e evitar casos de falsa operação. Uma proposta de

esquemas deste tipo pode ser encontrada em Bright (2001), no qual os dispositivos utilizados são os relés tipo taxa de variação de frequência (df/dt). Estes enviam sinais da subestação contendo as medidas da taxa de variação da frequência e um sinal de bloqueio que impede a atuação dos relés no PAC. Essas medidas são, então, comparadas com as medidas da taxa de variação da frequência no local do gerador distribuído. Caso as medidas sejam muito parecidas, o sinal de bloqueio é ativado, caso contrário ele desaparece e o relé df/dt do gerador distribuído torna-se habilitado para atuar. Esta técnica apenas diminui a possibilidade de falsa operação, contudo não melhora a capacidade das proteções anti-ilhamento em detectar o ilhamento.

Em Ishibasi et al (2004) o sistema de detecção de ilhamento se baseia na diferença angular entre a tensão da subestação e a tensão do gerador distribuído. Utilizando uma rede intranet para comunicação dos dados, a fase da tensão medida na subestação é comparada com o ângulo da tensão medida no gerador distribuído. Através da lógica implementada para a detecção do ilhamento, é avaliado se há diferença angular nos valores medidos em diferentes instantes e, em caso positivo, fica constatado o ilhamento e o disjuntor de interligação é desligado.

2.1.2 Técnicas Locais

I) Técnicas Ativas

Nas técnicas ativas, pequenos distúrbios são propositalmente gerados por parte da geração distribuída e transferidos ao sistema elétrico. Esses distúrbios provocarão uma resposta diferente aos parâmetros do sistema caso ocorra uma condição de ilhamento, ao passo que será desprezível quando o gerador distribuído estiver conectado ao sistema em operação normal. As principais técnicas ativas utilizadas para prevenir o ilhamento são: SMS (*Slip Mode Frequency Shift*), AFD (*Active Frequency Drift*), SFS (*Sandia Frequency Shift*), SVS (*Sandia Voltage Shift*), APS (*Automatic Phase-Shift*) e RPV (*Reactive Power Variation*) (Beltran et al, 2006; Yin et al, 2004). Estas técnicas não serão detalhadas neste documento porque sua descrição não está no escopo desta dissertação. No entanto, maiores detalhes podem ser encontrados em Beltran et al (2006) e Yin et al (2004).

II) Técnicas Passivas

As técnicas passivas para detecção do ilhamento são bastante utilizadas devido ao baixo custo e simplicidade na instalação. Elas são baseadas no monitoramento de grandezas elétricas disponíveis no PAC do gerador distribuído. Assim, caso essas medidas ultrapassem valores pré-ajustados, o ilhamento é detectado e a desconexão da interligação ocorre.

Existem vários tipos de relés que são empregados nesta técnica, sendo que os mais utilizados são os que se baseiam em medidas de frequência, tais como os relés de sub e sobrefrequência, relé de taxa de variação de frequência (df/dt) e o relé de deslocamento de fase, também conhecido como “salto de vetor” (Jenkins et al, 2000; Yin et al, 2004). Os relés baseados em medidas de frequência são eficazes para detectar ilhamento quando o desbalanço de potência ativa na ilha formada é elevado. Por outro lado, seu desempenho é degradado na medida em que o desbalanço de potência ativa diminui (Vieira Jr., 2006).

Os relés de sub e sobretensão também podem ser empregados na detecção de ilhamento (Vieira Jr., 2006; Jenkins et al., 2000). Nesse caso, esses relés são fortemente dependentes do desbalanço da potência reativa no sistema ilhado. Assim, quanto maior o desbalanço da potência reativa, mais eficiente será a detecção do ilhamento por meio dos relés baseados em medidas de tensão.

2.2 Influência das Cargas nos Métodos de Detecção de Ilhamento

O desempenho de métodos de detecção de ilhamento pode ser avaliado pelas curvas de desempenho ou pelas zonas de não detecção (Vieira Jr., 2006). Estudos mostram que alterações na capacidade de detecção podem ser provocadas por diferentes características e condições de cargas (Vieira Jr., 2006; Zeineldin e Kennedy, 2009; Zeineldin e Salama, 2011; Alaboudy e Zeineldin, 2011). Então, a escolha e modelagem das cargas é um fator importante para avaliar o desempenho da proteção anti-ilhamento.

Em relação aos métodos passivos baseados no monitoramento da frequência, Vieira Jr. (2006) concluiu que os casos em que a detecção do ilhamento é mais difícil são os seguintes:

- Cargas modeladas como impedância constante e déficit de potência ativa e reativa no sistema ilhado;

- Cargas modeladas como impedância constante e excesso de potência ativa e reativa no sistema ilhado;
- Cargas modeladas como potência constante, déficit de potência ativa e excesso de reativa no sistema ilhado;
- Cargas modeladas como potência constante, excesso de potência ativa e déficit de reativa no sistema ilhado.

As conclusões obtidas em Vieira Jr. (2006) comprovam que as cargas influenciam significativamente o desempenho dos relés baseados em medidas de frequência em relação a sua capacidade de detectar ilhamento. No entanto, apenas cargas estáticas dependentes da tensão foram consideradas naquele trabalho.

Na literatura técnica, geralmente os métodos de detecção de ilhamento ativos são testados e analisados utilizando cargas RLC constantes, não dependentes da frequência (De Mango et al, 2006; Pigazo et al, 2009; Menon e Nehrir, 2007; Zeineldin e Kirtley, 2009), pois alguns autores consideram que as cargas RLC constantes constituem na mais difícil condição detectável por um método anti-ilhamento (Wang et al, 2007). Porém Zeineldin e Kirtley (2009) e Zeineldin e Salama (2011) concluíram que as cargas dependentes da frequência afetam significativamente os métodos anti-ilhamento ativos e que as cargas RLC constante não constituem necessariamente a pior condição de carga em estudos de ilhamento.

2.3 Considerações Finais sobre o Capítulo

O objetivo deste capítulo foi apresentar uma revisão das técnicas de detecção de ilhamento de geradores distribuídos propostas na literatura técnica.

Observou-se também neste capítulo que o tipo das cargas tem impacto significativo na proteção anti-ilhamento passiva ou ativa. No caso da técnica ativa, a literatura técnica apresenta resultados em que cargas estáticas dependentes da tensão e da frequência são utilizadas. Por outro lado, no caso das técnicas passivas, existe uma carência de trabalhos que avalie, de forma sistemática, a influência do tipo da carga no desempenho da proteção anti-ilhamento. Assim, este trabalho visa suprir esta carência focando nos métodos passivos e em diferentes modelos de carga, a serem abordados posteriormente neste trabalho.

Capítulo 3

Modelagem do Sistema Elétrico

Neste capítulo, inicialmente, descreve-se a ferramenta computacional *SimPowerSystems* e, na sequência, apresentam-se os modelos computacionais utilizados para representar os principais componentes existentes em redes de distribuição de energia elétrica, juntamente com os tipos de relés utilizados na detecção de ilhamento. Finalmente, são apresentados os modelos de cargas e o sistema elétrico utilizado no trabalho.

3.1 O *SimPowerSystems*TM

A operação estável do sistema elétrico de potência depende da capacidade da geração de energia elétrica em estar suprindo as necessidades das cargas conectadas a este sistema elétrico. Logo, estudos de desempenho do sistema elétrico dependem de uma boa representação de modelagem do sistema em análise. A busca pela modelagem mais adequada das cargas se torna muito importante para obtenção de resultados satisfatórios e que sejam decisivos para a confiabilidade dos estudos em sistemas elétricos (Kundur, 1994).

Todas as simulações realizadas neste trabalho utilizam o *SimPowerSystems* em conjunto com modelos prontos, que foram desenvolvidos pelos usuários utilizando o ambiente MATLAB/*Simulink*. O *SimPowerSystems* é uma ferramenta computacional utilizada para análise de transitórios em sistemas eletromecânicos (*SimPowerSystems User's Guide*, 2014). Essa ferramenta acompanha a plataforma computacional MATLAB/*Simulink*. O conjunto de bibliotecas do *SimPowerSystems* é bastante completo, fornecendo modelos de diversos componentes de rede, por exemplo: elementos *RLC* concentrados; cargas não-lineares; diversos modelos de máquinas elétricas e controles associados; modelos de linhas de

transmissão e cabos concentrados (modelo π -equivalente) e distribuídos (modelo de Bergeron); disjuntores; componentes de eletrônica de potência e controles associados.

Tais componentes podem ser utilizados em conjunto com modelos existentes no *Simulink*, assim como com modelos desenvolvidos pelos usuários empregando o *Simulink*, MATLAB (arquivos.m), linguagem de programação Fortran ou C. Uma importante característica do *SimPowerSystems*, que é empregada neste trabalho, é permitir a realização de estudos tanto de simulação de transitórios eletromagnéticos (EMT), quanto de estabilidade transitória.

3.2 Modelagens dos Componentes Elétricos

3.2.1 Gerador Síncrono

Neste trabalho, a máquina síncrona é representada por um modelo de sexta ordem que leva em consideração a dinâmica dos enrolamentos de campo e de amortecimento (Kundur, 1994). O circuito equivalente do modelo é representado na estrutura $dq0$ de referência do rotor. Todos os parâmetros do rotor e grandezas elétricas são referidos para o estator. O modelo elétrico da máquina é representado na Figura 3.1.

Figura 3.1 - Modelo Elétrico do Gerador Síncrono (Kundur, 1994).

Os índices do modelo acima se referem às seguintes grandezas:

- d, q : eixo direto d e eixo em quadratura q ;
- R, s : Rotor e estator;
- l, m : indutâncias de perda e de magnetização;

- f, k : enrolamento de campo e de amortecimento.

Nas redes de distribuição, usualmente, os geradores distribuídos são operados de forma a manter a potência ativa constante (Jenkins et al, 2000). Por isso, neste trabalho o modelo do regulador de velocidade do gerador foi desprezado. Além disso, o intervalo de simulação necessário para obter as curvas de desempenho dos relés baseados em medidas de frequência é pequeno, 1,25 segundos. Logo, considerou-se o torque mecânico constante.

O sistema de excitação de geradores conectados em redes de transmissão é normalmente controlado de forma a manter a tensão terminal constante. Porém, no caso de geradores síncronos conectados em redes de distribuição, atualmente, não há consenso entre diferentes guias e práticas adotadas por concessionárias distintas sobre qual é a melhor filosofia de controle a ser adotada para o sistema de excitação. De forma geral, há duas formas de controle que podem ser empregadas: tensão constante ou potência reativa (fator de potência) constante (Jenkins et al, 2000; Vieira Jr., 2006). Neste trabalho será considerada apenas uma forma de controle do sistema de excitação, a de tensão constante. Uma descrição detalhada sobre o sistema de excitação de geradores síncronos atuando como um regulador de tensão ou de potência reativa é apresentado em Hurley et al (1999).

3.2.2 Excitatriz

A estrutura geral do sistema de excitação de um gerador síncrono é mostrada na Figura 3.2, a qual consiste de circuitos de medição (TC e TP) e processamento de sinais, um regulador e uma excitatriz. Um determinado sinal de erro é enviado para o regulador e a tensão de campo E_{fd} da excitatriz, é ajustada baseada na saída do regulador. Além disso, o conjunto regulador/excitatriz usualmente é equipado com limitadores de sobre/subexcitação (Kundur, 1994), os quais, de fato, limitam a quantidade de potência reativa injetada ou consumida pelo gerador. A excitatriz pode ser controlada para atuar como um regulador de tensão ou de potência reativa.

Figura 3.2 - Esquema de Controle de Excitação de um Gerador Síncrono.

Regulador de Tensão

Neste caso, o sinal medido X é dado pela equação (3.1), sendo: $\bar{V}_T$ o fasor da tensão terminal, $\bar{I}_T$ o fasor da corrente terminal, j o operador complexo $(-1)^{1/2}$ e X_C a reatância de compensação de corrente reativa. Normalmente, um valor positivo de X_C (*reactive droop compensation*) é empregado para compartilhar a corrente reativa entre diferentes geradores conectados a uma mesma barra. Por outro lado, um valor negativo de X_C (*line drop compensation*) é adotado com o objetivo de controlar a tensão em uma barra remota, usualmente a tensão terminal do lado de alta do transformador. Neste trabalho, para manter a generalidade dos estudos, a compensação de corrente reativa será negligenciada ($X_C = 0$). Isso para que a tensão terminal do gerador seja diretamente comparada com a tensão de referência. O uso de compensação de corrente reativa não deve ser confundido com o uso de reguladores de fator de potência (Hurley et al, 1999).

$$X = \|\bar{V}_T - j\bar{I}_T X_C\| \quad (3.1)$$

Regulador de potência reativa ou de fator de potência

Neste caso, o sinal medido X é a potência reativa injetada pelo gerador ou o fator de potência. A tensão de campo é automaticamente ajustada para manter o fator de potência ou a potência reativa constante. Esse tipo de regulador é frequentemente utilizado no controle de excitação de grandes motores síncronos. No caso de geradores distribuídos, tal estratégia de controle é adotada por produtores independentes para evitar o pagamento de penalidades

devido ao consumo de potência reativa ou para maximizar a geração de potência ativa. Neste caso, usualmente, a operação com fator de potência unitário é adotada.

3.2.3 Alimentadores

Os alimentadores foram representados por impedâncias RL em série, visto que tais alimentadores são de distribuição e podem ser considerados como linhas curtas, portanto o efeito capacitivo em derivação é desprezível (Stevenson, 1982).

Os dados dos alimentadores utilizados neste trabalho são apresentados pela Tabela A.3 do apêndice, no qual foram utilizadas duas linhas, e cada linha possui o comprimento de 1 km.

3.2.4 Transformadores

Os transformadores trifásicos foram representados pelo modelo T (*SimPowerSystems User's Guide*, 2014), conforme apresentado na Figura 3.3, ou seja, as perdas do núcleo são consideradas. Nessa figura, em que se mostra o circuito equivalente por fase, R_1 e L_1 representam a resistência e a indutância do primário, R'_2 e L'_2 representam resistência e a indutância do secundário, cujos valores são referidos para o primário, e R_m e L_m representam a resistência e a indutância de magnetização. Nos estudos aqui apresentados, os efeitos da saturação do núcleo foram desprezados no modelo, pois durante as condições e período das simulações não ocorreram variações suficiente na corrente para que ocorresse saturação magnética. Destaca-se que este modelo está disponível nas bibliotecas do *SimPowerSystems*.

Figura 3.3 - Circuito Equivalente do Modelo do Transformador.

3.2.5 Relés Baseados em Medidas de Frequência

Os dispositivos de proteção comumente utilizados para proteção anti-ilhamento são os relés de sub/sobrefrequência e relés de taxa de variação de frequência (do inglês, ROCOF – *Rate of Change of Frequency*). Esses sistemas de proteção anti-ilhamento são os mais utilizados devido ao baixo custo de instalação e a sua simplicidade (Vieira Jr., 2006; Jenkins et al, 2000).

O princípio de operação dos relés baseados em medidas de frequência é que a frequência do sistema ilhado varia devido ao desbalanço entre a potência suprida pelos geradores e a potência consumida pelas cargas. Sendo assim, a condição de ilhamento pode ser detectada verificando a taxa de variação de frequência, ou o valor de desvio da frequência. Caso este desbalanço de potência seja pequeno, um intervalo de tempo grande poderá ser necessário para que a frequência varie suficientemente de modo a atingir os ajustes pré-estabelecidos dos relés de proteção. Por conseguinte, esses dispositivos de proteção não serão capazes de detectar o ilhamento no tempo determinado pelas concessionárias de energia. Neste caso os ajustes dos relés deverão ser revistos.

A seguir será apresentado o modelo computacional dos relés de frequência empregado neste trabalho.

Relés de Sub/sobrefrequência

A Figura 3.4 apresenta o diagrama de um gerador síncrono equipado com um relé de frequência operando em paralelo com a rede da concessionária. Nessa figura, o Gerador Síncrono (GS) alimenta uma Carga (L), e a diferença das potências ativas fornecidas pelo gerador (P_{GS}) e Consumida pela Carga (P_L) é consumida ou fornecida pela rede elétrica. Portanto, a frequência do sistema é constante. Se o Disjuntor (DJ) abre devido a uma falta, por exemplo, o subsistema composto pelo gerador e a carga torna-se ilhado, provocando alterações na frequência do sistema elétrico isolado. A queda ou elevação da frequência é o fator que determinará a abertura do disjuntor do gerador e, para tanto, deve ser detectada pelo relé de sub/sobrefrequência.

Figura 3.4 – Diagrama Esquemático de um Gerador Síncrono Equipado com um Relé Baseado em Medida de Frequência Operando em Paralelo com a Concessionária.

Relés de sub/sobrefrequência calculam a frequência elétrica considerando uma janela de medição sobre, no mínimo, um ciclo da forma de onda da tensão da barra em que o relé está conectado (Jenkins et al, 2000). No modelo computacional utilizado neste trabalho e apresentado na Figura 3.5, a frequência medida é comparada com os ajustes de sub/sobrefrequência do relé, β_1 e β_2 , respectivamente. Caso o valor medido seja superior ao ajuste de sobrefrequência, ou inferior ao ajuste de subfrequência, e se esta condição permanecer por um tempo superior a um valor ajustado (T_{set}), o relé envia um sinal para o disjuntor desligar e desconectar o gerador síncrono.

Os relés de frequência podem também ser equipados com um elemento que bloqueia o seu funcionamento se a magnitude da tensão terminal estiver abaixo de um determinado valor (V_{min}), tendo como referência a tensão terminal (V_r). Isso usualmente é adotado para evitar a operação do relé durante a partida do gerador, por exemplo. Os relés de sub/sobrefrequência possuem um tempo mínimo de operação, resultantes do processo de sinais no circuito de medição do relé e no algoritmo de funcionamento do mesmo. Esse tempo mínimo de operação varia de 80 ms a 150 ms (Vieira Jr., 2006; Siemens SIPROTEC, 1997; SEG, 2008).

Figura 3.5 – Diagrama de Blocos de um Relé de Sub/sobrefrequência.

Relés de Taxa de Variação da Frequência

O relé de taxa de variação de frequência (ROCOF) é considerado uma técnica sensível, devido a sua arquitetura, para detectar ilhamento quando a variação de frequência é relativamente lenta, o que acontece normalmente quando o desbalanço de potência ativa entre geração e carga é pequeno no sistema isolado.

A taxa de variação de frequência é calculada considerando-se uma janela de medidas entre 2 e 100 ciclos (Jenkins et al, 2000) sobre a forma de onda da tensão da barra onde se encontra instalado o relé. Esse sinal é então processado por filtros, e o sinal resultante é usado pelo relé para decidir se o disjuntor deve ser aberto ou não. Se o valor da taxa de variação da frequência for maior que o ajuste do relé (β), um sinal é imediatamente enviado para comandar a abertura do disjuntor do gerador.

A faixa de ajustes típicos disponível em modelos comerciais é 0,1Hz/s a 10 Hz/s e quando instalados em geradores distribuídos para detecção de ilhamentos, os ajustes aplicados estão na faixa de 0,10 a 1,20 Hz/s (Vieira Jr., 2006). Esses relés podem ter atuação temporizada, ou seja, quando a taxa de variação de frequência exceder o ajuste do relé e assim permanecer além de um tempo pré-ajustado (T_{set}), o relé opera. Alguns modelos de relés de taxa de variação de frequência são equipados com um elemento que bloqueia o funcionamento do relé se o valor eficaz da tensão terminal estiver abaixo de um valor (V_{min}). A Figura 3.6 mostra

um esquema simplificado de relés tipo ROCOF. Nesta figura, o valor de K , que é o valor absoluto da derivada do sinal de entrada após ser filtrado, será comparado com o ajuste β do relé. O valor de T_a define a constante de tempo do filtro e da janela de medição, os quais são representados de maneira simplificada por uma função de transferência de primeira ordem.

Figura 3.6 – Diagrama de Blocos de um Relé ROCOF.

3.3 Modelagem das Cargas

Algumas considerações devem ser analisadas para que se realize uma boa modelagem das cargas, pois os detalhes são inúmeros, o que leva a perguntar o quanto a dinâmica da carga afeta a tensão e a frequência do sistema. Para isto recomenda-se analisar o comportamento da carga com os seguintes questionamentos: (i) as variações de tensão e frequência ocorridas são grandes ou pequenas?; (ii) estas variações são rápidas ou demoradas?; (iii) como se comporta o sistema em relação ao amortecimento destas oscilações?; e (iv) qual o tempo de resposta que o sistema leva para estabilizar? (IEEE Task Force, 1993).

A enorme variedade dos tipos de cargas e da carência de informações precisas sobre a composição das cargas torna difícil estabelecer um modelo exato para estudos dinâmicos, além de que é impossível monitorar todas as cargas do sistema elétrico. Estas são apenas algumas dificuldades que se encontram na modelagem das cargas, mas que devem ser pontos de atenção e sempre que possível serem considerados. Então o que ocorre nos estudos de representação das cargas é que estes quase sempre são baseados em uma quantidade

considerável de simplificações, devido aos inúmeros detalhes que podem ser encontrados em sua modelagem (Kundur, 1994).

Um conjunto de parâmetros, tais como fator de potência, a variação da potência em relação à tensão e frequência e outros mais, caracterizam o comportamento de uma determinada carga (IEEE Task Force, 1993).

Os modelos de cargas se baseiam em uma representação matemática da magnitude da tensão e frequência em relação à potência (ativa e reativa) (Kundur, 1994). A escolha da utilização dos modelos de cargas deve ser bem analisada, pois diferentes tipos e modelos de cargas impactam de forma diferenciada no sistema elétrico de potência. Os modelos de cargas são tradicionalmente classificados em duas grandes categorias: modelos estáticos e modelos dinâmicos (Kundur, 1994).

Considerando o fato de que a carga conectada em um determinado sistema elétrico é o resultado de uma combinação de diversos elementos individuais, como cargas estáticas e dinâmicas, então o uso de modelos que considerem esta combinação e que representem o comportamento agregado de todas as cargas individuais, proporcionarão situações mais próximas da realidade. A Tabela 3.1 apresenta modelos obtidos por meio de análises de situações reais.

Neste trabalho não foram desenvolvidos novos modelos de cargas e sim utilizados os modelos disponíveis na literatura.

3.3.1 Modelos de Cargas Estáticas

Em estudos estáticos as variações da frequência são mínimas e os valores das potências (ativa e reativa) das cargas são obtidos em determinado instante de tempo por meio de modelos dependentes das magnitudes das tensões, os quais, geralmente, possuem representação exponencial ou polinomial. Os componentes da potência ativa (P) e da potência reativa (Q) são considerados separadamente (Kundur, 1994).

O modelo exponencial pode ser expresso pelas seguintes equações (Kundur, 1994):

$$P = P_o \left(\frac{V}{V_o} \right)^{np} \quad (3.2)$$

$$Q = Q_o \left(\frac{V}{V_o} \right)^{nq} \quad (3.3)$$

Sendo que:

- V tensão medida na carga;
 V_o tensão nominal da carga;
 P_o, Q_o potências nominais, ativa e reativa; e
 np, nq fator de sensibilidade da potência ativa / reativa.

Podem-se observar três casos particulares para o modelo exponencial:

- $np = nq = 2$ carga de impedância constante (Z);
- $np = nq = 1$ carga de corrente constante (I); e
- $np = nq = 0$ carga de potência constante (P).

Os valores de np e nq podem variar conforme a composição da carga. Por exemplo, o expoente np varia geralmente entre 0,5 e 1,8 e o expoente nq entre 1,5 e 6 (Kundur, 1994).

Um modelo alternativo é o modelo polinomial, que pode ser expresso pelas seguintes equações (Kundur, 1994):

$$P = P_o \left[a_1 \left(\frac{V}{V_o} \right)^2 + a_2 \frac{V}{V_o} + a_3 \right] \quad (3.4)$$

$$Q = Q_o \left[b_1 \left(\frac{V}{V_o} \right)^2 + b_2 \frac{V}{V_o} + b_3 \right] \quad (3.5)$$

Em que:

- a_1, b_1 parcela da carga ativa / reativa modelada como impedância constante;
 a_2, b_2 parcela da carga ativa / reativa modelada como corrente constante; e
 a_3, b_3 parcela da carga ativa / reativa modelada como potência constante.

Este modelo é conhecido como modelo ZIP, pois é formado por três componentes: impedância constante (Z), corrente constante (I) e potência constante (P) (Kundur, 1994).

Quando se deseja analisar a dependência da frequência nas características das cargas, o modelo normalmente utilizado é expresso pela multiplicação do modelo exponencial ou do modelo polinomial por um fator da seguinte forma (Kundur, 1994):

$$P = P_o \left(\frac{V}{V_o} \right)^{np} (1 + K_{pf} \Delta f) \quad (3.6)$$

$$Q = Q_o \left(\frac{V}{V_o} \right)^{nq} (1 + K_{qf} \Delta f) \quad (3.7)$$

ou

$$P = P_o \left[a1 \left(\frac{V}{V_o} \right)^2 + a2 \frac{V}{V_o} + a3 \right] (1 + K_{pf} \Delta f) \quad (3.8)$$

$$Q = Q_o \left[b1 \left(\frac{V}{V_o} \right)^2 + b2 \frac{V}{V_o} + b3 \right] (1 + K_{qf} \Delta f) \quad (3.9)$$

Sendo:

Δf desvio da frequência ($f - f_o$);

f frequência na carga (real);

f_o frequência de referência (nominal);

K_{pf}, K_{qf} parâmetros de frequência de sensibilidade do modelo;

$a1, b1$ parcela de carga ativa / reativa modelada como impedância constante;

$a2, b2$ parcela de carga ativa / reativa modelada como corrente constante; e

$a3, b3$ parcela de carga ativa / reativa modelada como potência constante.

Normalmente os valores de K_{pf} variam de 0 a 3, e K_{qf} de -2 a 0 (Kundur, 1994). Em IEEE Task Force (1993) são representados os valores de np, nq, K_{pf}, K_{qf} para diferentes tipos de cargas residenciais, comerciais e industriais, conforme Tabela 3.1.

Tabela 3.1 - Parâmetros de Cargas Exponenciais (IEEE Task Force, 1993).

Parâmetros Típicos de Carga - Tensão e Frequência						
	<i>Carga (L)</i>	<i>F.P.</i>	<i>np</i>	<i>nq</i>	<i>K_{pf}</i>	<i>K_{qf}</i>
RESIDENCIAL:						
Aquecimento Elétrico						
Nordeste						
Verão	<i>L1</i>	0,9	1,2	2,7	0,7	-2,3
Inverno	<i>L2</i>	0,99	1,7	2,6	1	-1,7
Centro-Norte						
Verão	<i>L3</i>	0,9	1,1	2,6	0,8	-2,3
Inverno	<i>L4</i>	0,99	1,7	2,6	1	-1,7
Sul						
Verão	<i>L5</i>	0,87	0,9	2,4	0,9	-2,1
Inverno	<i>L6</i>	0,97	1,5	2,5	0,9	-1,8
Oeste						
Verão	<i>L7</i>	0,92	1,3	2,7	0,8	-2,2
Inverno	<i>L8</i>	0,99	1,7	2,5	1	-1,5
Sem Aquecimento Elétrico						
Nordeste						
Verão	<i>L9</i>	0,91	1,2	2,8	0,7	-2,3
Inverno	<i>L10</i>	0,93	1,6	3,1	0,7	-1,9
Centro-Norte						
Verão	<i>L11</i>	0,91	1,3	2,8	0,7	-2,2
Inverno	<i>L12</i>	0,96	1,5	3	0,8	-1,7
Sul						
Verão	<i>L13</i>	0,89	1,1	2,5	0,9	-2
Inverno	<i>L14</i>	0,97	1,6	2,9	0,8	-1,6
Oeste						
Verão	<i>L15</i>	0,94	1,4	2,9	0,7	-2,1
Inverno	<i>L16</i>	0,97	1,5	2,8	0,9	-1,3
COMERCIAL:						
Aquecimento Elétrico						
Verão	<i>L17</i>	0,85	0,5	2,5	1,2	-1,6
Inverno	<i>L18</i>	0,9	0,6	2,5	1,5	-1,1
Sem Aquecimento Elétrico						
Verão	<i>L19</i>	0,87	0,7	2,5	1,3	-1,9
Inverno	<i>L20</i>	0,9	0,8	2,4	1,7	-0,9
INDUSTRIAL:	<i>L21</i>	0,85	0,1	0,6	2,6	1,6
PRODUÇÃO ALUMÍNIO:	<i>L22</i>	0,9	1,8	2,2	0,3	0,6
SIDERÚRGICA:	<i>L23</i>	0,83	0,6	2	1,5	0,6
USINA AUX.:	<i>L24</i>	0,8	0,1	1,6	2,9	1,8
BOMBAS AGRÍCOLAS:	<i>L25</i>	0,85	1,4	1,4	5,6	4,2

3.3.2 Modelos de Cargas Dinâmicas

A modelagem de cargas dinâmicas deve prever o comportamento real de algumas cargas a serem modeladas, em que sua dinâmica provoque distúrbios na frequência e/ou tensão do sistema elétrico. A utilização de modelos dinâmicos é recomendada para cargas controladas por termostatos, lâmpadas de descarga, capacitores controlados por tensão e grande concentração de motores de indução (Kundur, 1994).

Uma das principais cargas presentes no sistema elétrico são os motores de indução, pois normalmente eles consomem cerca de 60 a 70% do total da potência fornecida por um sistema elétrico (Kundur, 1994). Portanto, a representação detalhada dos motores em estudos de transitórios eletromecânicos é importante para a obtenção de resultados confiáveis.

Para a modelagem de motores de indução, a maioria dos programas de estabilidade inclui um modelo dinâmico baseado no circuito equivalente do motor, o qual contém as dinâmicas do fluxo magnético do rotor, fluxo magnético do estator e a dinâmica mecânica da máquina. A Figura 3.7 mostra os circuitos aplicáveis à análise de uma máquina de indução que neste caso estão conectados em Y (estrela), podendo também ocorrer em Δ (triângulo).

Figura 3.7- Circuitos do Estator e Rotor de uma Máquina de Indução.

O modelo detalhado do motor de indução trifásico se baseia nos eixos d - q da máquina, sendo composto pelas equações diferenciais de fluxo concatenado, tensão, corrente e torque mecânico, expressas da seguinte forma (Kundur, 1994):

As correntes do estator em componentes d - q :

$$i_{ds} = \frac{2}{3} [i_a \cos \omega_s t + i_b \cos(\omega_s t - 120^\circ) + i_c \cos(\omega_s t + 120^\circ)] \quad (3.10)$$

$$i_{qs} = \frac{2}{3} [i_a \sin \omega_s t + i_b \sin(\omega_s t - 120^\circ) + i_c \sin(\omega_s t + 120^\circ)] \quad (3.11)$$

Sendo:

i_a, i_b e i_c correntes nos enrolamentos do estator; e

ω_s velocidade angular do campo do estator.

A expressão da corrente do estator na forma fasorial é a seguinte:

$$\dot{I}_s = I_{ds} + jI_{qs} \quad (3.12)$$

As correntes do rotor em componentes d - q :

$$i_{dr} = \frac{2}{3} [i_A \cos \Theta_r + i_B \cos(\Theta_r - 120^\circ) + i_C \cos(\Theta_r + 120^\circ)] \quad (3.13)$$

$$i_{qr} = \frac{2}{3} [i_A \sin \Theta_r + i_B \sin(\Theta_r - 120^\circ) + i_C \sin(\Theta_r + 120^\circ)] \quad (3.14)$$

Em que:

i_A, i_B e i_C correntes nos enrolamentos do rotor; e

Θ_r ângulo do eixo de uma fase do rotor com o eixo de uma fase do estator, no sentido de rotação.

A expressão da corrente do rotor na forma fasorial é a seguinte:

$$\dot{I}_r = \frac{(i_{dr} + ji_{qr})}{\sqrt{2}} \quad (3.15)$$

Fluxo magnético do estator:

$$\psi_{ds} = L_{ss} i_{ds} + L_m i_{dr} \quad (3.16)$$

$$\psi_{qs} = L_{ss} i_{qs} + L_m i_{qr} \quad (3.17)$$

Fluxo magnético do rotor:

$$\psi_{dr} = L_{rr} i_{dr} + L_m i_{ds} \quad (3.18)$$

$$\psi_{qr} = L_{rr} i_{qr} + L_m i_{qs} \quad (3.19)$$

Nas quais:

ψ fluxo concatenado;

L_{ss} soma das indutâncias relacionadas ao estator;

L_{rr} soma das indutâncias relacionadas ao rotor; e

L_{aA} valor máximo da indutância mútua entre os enrolamentos do estator e rotor.

$$L_m = 3/2 L_{aA} \quad L_{ss} = L_s + L_m \quad \text{e} \quad L_{rr} = L_r + L_m$$

As tensões do estator em componentes d - q :

$$v_{ds} = R_s i_{ds} - \omega_s \psi_{qs} + p \psi_{ds} \quad (3.20)$$

$$v_{qs} = R_s i_{qs} - \omega_s \psi_{ds} + p \psi_{qs} \quad (3.21)$$

Em que:

p operador diferencial d/dt ; e

R_s resistência de fase do estator.

Em condições de estado estacionário, $p\psi$ desaparece, e a expressão da tensão do estator na forma fasorial é a seguinte:

$$\dot{V}_s = R_s \dot{I}_s + jX_s \dot{I}_s + jX_m(\dot{I}_s + \dot{I}_r) \quad (3.22)$$

Em que:

$X_s = \omega_s(L_{ss} - L_m)$ reatância de dispersão do estator; e

$X_m = \omega_s L_m$ reatância de magnetização.

As tensões do rotor em componentes d - q são:

$$v_{dr} = R_r i_{dr} - (s\omega_s) \psi_{qr} + p \psi_{dr} \quad (3.23)$$

$$v_{qs} = R_r i_{qr} + (s\omega_s) \psi_{dr} + p \psi_{qr} \quad (3.24)$$

Em que:

s escorregamento do rotor; e

R_s resistência de fase do estator.

Em condições de estado estacionário, $p\psi$ desaparece e a expressão da tensão do rotor na forma fasorial é a seguinte:

Com o rotor em curto-circuito, $v_{dr} = v_{qs} = 0$

$$\dot{V}_r = 0 = \frac{R_r}{s} \dot{I}_r + jX_r \dot{I}_r + jX_m(\dot{I}_s + \dot{I}_r) \quad (3.25)$$

Em que:

$X_r = \omega_s(L_{rr} - L_m)$ reatância de dispersão do rotor.

Torque eletromagnético:

$$T_e = \frac{3}{2}(\psi_{qr}i_{dr} - \psi_{dr}i_{qr})\frac{np}{2} \quad (3.26)$$

Em que:

np número de pólos.

Equação de aceleração:

$$T_e - T_m = J \frac{d\omega_m}{dt} = J \frac{d^2\theta}{dt^2} \quad (3.27)$$

Em que:

T_m torque de carga mecânica;

ω_m velocidade mecânica angular do rotor; e

J momento de inércia do rotor e da carga conectada.

3.3.3 Composição das Cargas

Nem sempre é fácil definir as importantes características de modelagem das cargas para os estudos. Então, um procedimento simples e direto para avaliar a sensibilidade necessária é a realização de simulações comparativas com vários modelos de carga. Por exemplo, na comparação dos modelos de carga de impedância constante, corrente constante e potência constante, caso sejam observados efeitos significativos no comportamento da carga, uma avaliação mais aprofundada por meio de modelos dinâmicos pode ser justificada (IEEE Task Force, 1993).

Portanto em alguns estudos é enfatizada a necessidade da utilização de modelos dinâmicos, pois ocorrem diferenças significativas entre os resultados obtidos com modelos estáticos e dinâmicos (IEEE Task Force, 1993).

Para fins de modelagem de carga, o ideal é que se utilize um modelo de carga composto que permita a representação da grande variedade de características exibidas pelos vários componentes da carga. Na formação dos modelos de carga composta, é aconselhável que sejam agregadas as cargas com características semelhantes, formando grupos ou classes de cargas, como, por exemplo: cargas residenciais, comerciais e industriais (IEEE Task Force, 1993). Assim é possível obter resultados mais precisos e confiáveis nos estudos em questão.

Em Arefifar (2010), o autor realiza simulações e estudos de casos reais com medições diretas para determinar os parâmetros das cargas estáticas, que são os expoentes np e nq apresentados nas expressões (3.2) e (3.3). Como descrito anteriormente, considerando os expoentes iguais a 0, 1 ou 2, o modelo de carga será representado como potência constante, corrente constante e impedância constante, respectivamente. Para uma situação real ocorre uma composição de várias cargas e os valores de np e nq vão depender das características de agregação dos componentes da carga.

A fim de buscar resultados confiáveis e reais para os expoentes np e nq , Arefifar (2010), realizou testes em quatro subestações de distribuição com características de cargas diferentes em seus alimentadores. Todas as subestações estão localizadas na cidade de Edmonton, Alberta no Canadá. Monitorando as tensões e correntes foram calculados os parâmetros do modelo de carga. As cargas pertencentes aos alimentadores das subestações são cargas com características residenciais e comerciais. As cargas foram agrupadas e classificadas em três grupos: predominantemente comercial, com cerca de 70% de cargas comerciais; predominantemente residencial, com cerca de 70% cargas residenciais; e comerciais e residenciais que têm quantidades iguais de cargas.

Os resultados mostram que os parâmetros np e nq variam no decorrer do dia para cada classificação de grupos de carga, devido aos tipos de cargas presentes e às diferentes variações de demanda em cada grupo. A Tabela 3.1 mostra os valores máximos e mínimos obtidos e a porcentagem de variação dos parâmetros “ np ” e “ nq ” ao longo do dia, para os três grupos.

Tabela 3.2 – Valores de “ np ” e “ nq ” ao Longo do Dia para Diferentes Tipos de Cargas (Arefifar, 2010).

Grupo	“np” máx. e mín. (0 – 24h)	“nq” máx. e mín. (0 – 24h)	variação de “np” (%)	variação de “nq” (%)
Comercial e Residencial	1,193 - 1,008	5,891 – 4,459	4,1	10,1
Predominante Residencial	1,092 – 1,035	6,112 – 4,920	1,6	11,2
Predominante Comercial	1,002 – 0,681	5,710 – 4,228	10,9	11,7

Com base nos resultados podemos afirmar que as cargas não são estáveis, pois variam ao longo do dia, o que reforça a necessidade deste estudo, no qual se propõe identificar quais modelos de cargas são mais adequados para simular situações de iluminação.

3.4 O Sistema Elétrico

O sistema elétrico em análise consiste de um sistema de subtransmissão de 132 kV e 60 Hz com nível de curto-circuito de 1500 MVA alimentando um sistema de distribuição de 33 kV, onde há um Gerador Síncrono (GS) com capacidade de 30 MVA conectado na barra 5, na qual se encontra instalado o relé de proteção contra ilhamento. Nas simulações, o ilhamento ocorre com a abertura do disjuntor DJ 1 instalado na barra 2. Os modelos de linhas, transformadores e do gerador, bem como todos os parâmetros elétricos desse sistema foram descritos anteriormente. Os modelos das cargas utilizados serão alterados de acordo com o tipo de análise. Ou seja, serão analisados casos em que as cargas são exponenciais ou polinomiais, dependentes ou não da frequência, e cargas dinâmicas (motores). O diagrama unifilar do sistema elétrico empregado neste trabalho é mostrado na Figura 3.8.

Figura 3.8 - Diagrama Unifilar do Sistema Elétrico em Análise.

3.5 Considerações Finais sobre o Capítulo

O objetivo deste capítulo foi apresentar a modelagem dos componentes elétricos, os modelos de carga que serão avaliados e o sistema elétrico utilizado neste trabalho.

Observa-se uma diversidade grande de tipos de cargas, o que torna difícil o estabelecimento de um modelo unificado que represente fielmente as características de todas

elas. Essa dificuldade pode ser agravada pela carência de informações detalhadas sobre as mesmas. Logo, para avaliar o impacto das características das cargas na proteção anti-ilhamento de geradores síncronos distribuídos, é conveniente avaliar cada modelo separadamente. Espera-se, dessa forma, identificar os casos mais conservadores em relação à proteção anti-ilhamento. Os detalhes da metodologia empregada nas análises é apresentada no próximo capítulo.

Capítulo 4

Metodologia

O desempenho de relés baseados em medidas de frequência e tensão em relação à detecção de ilhamento de geradores síncronos distribuídos é fortemente dependente do desbalanço de potência ativa e reativa respectivamente (Vieira Jr, 2006). As técnicas passivas que utilizam relés baseados em medidas de frequência e tensão são consideradas pela indústria de energia como os métodos mais simples e eficazes para detectar ilhamentos, dentre os vários encontrados na literatura técnica. Porém, uma das principais limitações desses métodos é que cada relé anti-ilhamento apresenta uma região de operação caracterizada por baixos valores de desbalanço de potência ativa / reativa, na qual o ilhamento pode não ser detectado dentro do tempo estabelecido. Para avaliar a capacidade de detecção de ilhamento dos relés baseados em medidas de frequência e de tensão, foram propostas as curvas de desempenho em Vieira Jr. (2006). Este método será empregado neste trabalho para avaliar os impactos do tipo de carga no desempenho dos relés baseados em medidas de frequência.

4.1 Curvas de Desempenho

As curvas de desempenho são curvas que relacionam o tempo de detecção de ilhamento com o desbalanço de potência ativa, para relés de frequência, e tempo de detecção de ilhamento com o desbalanço de potência reativa, para relés de tensão. Associado a essas curvas, está o conceito de desbalanço crítico de potência, o qual indica o menor valor de desbalanço de potência em que a proteção anti-ilhamento é capaz de detectar o problema, dentro do tempo requerido. Assim, quanto menor o desbalanço crítico de potência, mais eficiente se torna o relé em detectar ilhamento (Vieira Jr., 2006).

Em Vieira Jr. (2006), as curvas de desempenho foram empregadas para analisar a influência de vários fatores no desempenho de relés baseados em medidas de frequência e de

tensão, dentre os quais foi considerado o modelo de carga estática dependente da tensão. As análises concluíram que o tipo de carga desempenha um papel muito importante na eficiência dos relés anti-ilhamento. No entanto, nenhuma análise adicional com outros modelos de carga considerando a dependência com a frequência, utilizando cargas dinâmicas ou a combinação de cargas estáticas com dinâmicas foi realizada. Diante disto este trabalho propõe realizar tais análises adicionais.

As curvas de desempenho para diversos ajustes de relés de frequência ou tensão são obtidas através de repetidas simulações dinâmicas não-lineares, considerando as diversas combinações de déficit e excesso de potência ativa e reativa, ou seja, diferentes perfis de geração/carga na rede ilhada. Para cada condição de geração e carga, a ocorrência de um ilhamento é simulada e o tempo de detecção do relé é armazenado. Repetindo esse processo diversas vezes, obtém-se um conjunto de pontos (desbalanço de potência vs tempo de detecção) e então se constrói a curva de desempenho (Vieira Jr., 2006).

A Figura 4.1 exemplifica as curvas de desempenho típicas de um relé de frequência. Observa-se que diferentes ajustes foram considerados, o que resulta em diferentes curvas de desempenho. Quanto menor o desbalanço de potência, maior é o tempo de atuação do relé. Os valores de desbalanço de potência estão em “pu”, em que a base da potência é a potência nominal do gerador em análise. Os ajustes foram fornecidos em valores incrementais, ou seja, “ $\pm 0,5$ Hz” implica em 60,5 Hz e 59,5 Hz.

Ainda na Figura 4.1, a linha tracejada horizontal representa um tempo máximo de detecção de 500 ms, servindo como base para determinar o desbalanço crítico de potência. Como exemplo a linha tracejada vertical mostra que o desbalanço crítico de potência para o ajuste de $\pm 1,0$ Hz é de 0,21 pu. Pode-se assim concluir que, para desbalanços de potência ativa superior a 0,21 pu, o relé opera em um tempo inferior ao requerido, que neste caso é de 500 ms. Já para desbalanços de potência ativa menores que 0,21 pu, o ilhamento não será detectado em até 500 ms, então o ajuste aplicado ao relé não está adequado para esse nível de desbalanço de potência.

Figura 4.1 - Curva de Desempenho Típica de um Relé de Frequência (Vieira Jr., 2006).

Para realizar uma análise completa sobre a influência da carga na proteção anti-ilhamento, é necessário diferenciar quatro casos de situações possíveis que podem ocorrer no instante do ilhamento, as quais são (Vieira Jr., 2006):

- Caso (a): há déficit de potência ativa e reativa no sistema ilhado (DPDQ).
- Caso (b): há excesso de potência ativa e déficit de potência reativa no sistema ilhado (EPDQ).
- Caso (c): há excesso de potência ativa e reativa no sistema ilhado (EPEQ).
- Caso (d): há déficit de potência ativa e excesso de potência reativa no sistema ilhado (DPEQ).

Tal metodologia será utilizada neste trabalho analisando a influência de outros modelos de cargas considerando a dependência com a frequência, utilizando cargas dinâmicas ou a combinação de cargas estáticas com dinâmicas.

4.2 Descrição do Método de Avaliação

Dado um sistema elétrico e para cada tipo de carga apresentado no Capítulo 3, as curvas de desempenho serão obtidas considerando cada um dos cenários de déficit e excesso de potência ativa e reativa descritos anteriormente. Além disso, estas simulações serão repetidas para os relés de sub/sobrefrequência e de taxa de variação da frequência, considerando alguns ajustes típicos dos mesmos, que serão apresentados no próximo capítulo. Neste trabalho, o ilhamento será simulado pela abertura do disjuntor DJ mostrado na Figura 3.8, que representa o disjuntor da concessionária. Os cenários de déficit e excesso de potência ativa e reativa serão simulados como descrito a seguir, tendo com referência o sistema elétrico da Figura 3.8 em análise.

- Caso (a): déficit de potência ativa e reativa no sistema ilhado (DPDQ).
 - A potência ativa e reativa total das cargas são mantidas em seus valores máximos de 30 MW e 11 MVar, e a potência ativa fornecida pelo gerador é variada de 0 a 30 MW, simulando o déficit de potência ativa no sistema ilhado;
 - A excitatriz do gerador distribuído foi controlada para regular a tensão terminal em 1 pu, mantendo-se assim a potência reativa do gerador baixa. As potências reativas das cargas estão mantidas em seu máximo de 11 MVar, caracterizando o déficit de potência reativa no sistema ilhado;
 - Para cada variação da potência ativa e reativa do gerador, simula-se uma situação de ilhamento, por meio da abertura do disjuntor DJ em análise;
 - Armazenam-se o valor do desbalanço de potência ativa e o tempo de atuação do dispositivo de proteção para cada variação de potência ativa e reativa do gerador.
- Caso (b): Excesso de potência ativa e déficit de reativa no sistema ilhado (EPDQ).
 - A potência ativa do gerador é mantida em seu valor máximo de 30MW, e a carga ativa total é variada de 0 a 30MW, caracterizando o excesso de potência ativa no sistema ilhado;
 - A excitatriz foi controlada para regular a tensão terminal em 1 pu, para manter a potência reativa do gerador baixa. As potências reativas das cargas estão mantidas em seu máximo de 11 MVar, caracterizando assim o déficit de potência reativa no sistema ilhado;

- Para cada variação da potência ativa e reativa total das cargas, simula-se uma situação de ilhamento, por meio da abertura do disjuntor DJ em análise;
- Armazenam-se o valor do desbalanço de potência ativa e o tempo de atuação do dispositivo de proteção para cada variação de potência ativa e reativa das cargas.
- Caso (c): Excesso de potência ativa e reativa no sistema ilhado (EPEQ).
 - A potência ativa do gerador é mantida em seu valor máximo de 30MW, e a carga ativa total é variada de 0 a 30MW, caracterizando o excesso de potência ativa no sistema ilhado;
 - A excitatriz foi controlada para regular a tensão terminal em 1,05 pu, mantendo a potência reativa do gerador superior à soma das potências reativas das cargas, caracterizando o excesso de potência reativa no sistema ilhado;
 - Para cada variação da potência ativa e reativa total das cargas, simula-se uma situação de ilhamento, por meio da abertura do disjuntor DJ em análise;
 - Armazenam-se o valor do desbalanço de potência ativa e o tempo de atuação do dispositivo de proteção para cada variação de potência ativa e reativa das cargas.
- Caso (d): Déficit de potência ativa e excesso de reativa no sistema ilhado (DPEQ).
 - A potência ativa e reativa total das cargas são mantidas em seus valores máximos de 30 MW e 11MVar, e a potência ativa fornecida pelo gerador é variada de 0 a 30MW, simulando o déficit de potência ativa no sistema ilhado;
 - A excitatriz foi controlada para regular a tensão terminal em 1,05 pu, mantendo a potência reativa do gerador superior à soma das potências reativas das cargas, caracterizando o excesso de potência reativa no sistema ilhado;
 - Para cada variação da potência ativa e reativa do gerador, simula-se uma situação de ilhamento, por meio da abertura do disjuntor DJ em análise;

- Armazenam-se o valor do desbalanço de potência ativa e o tempo de atuação do dispositivo de proteção para cada variação de potência ativa e reativa do gerador.

Como informador anteriormente a potência do gerador é de 30MVA e em algumas condições simuladas de geração e carga a potência ativa no gerador é elevada ao seu máximo para 30MW. No mesmo instante a excitatriz é controlada para regular a tensão terminal em 1,05 pu, no qual gera ainda potência reativa. Em tal condição podemos afirmar que o gerador estará operando com uma leve sobrecarga, a qual é aceitável neste trabalho.

Capítulo 5

Resultados

As curvas de desempenho para diversos ajustes de um relé de frequência e de um relé de taxa de variação de frequência são obtidas considerando as combinações déficit e excesso de potência ativa e reativa, abordadas anteriormente. Todas as curvas foram obtidas utilizando repetidas simulações dinâmicas não-lineares, considerando diferentes perfis de geração/carga na rede ilhada, sendo o sistema elétrico apresentado na Figura 3.8.

Para as diferentes condições de desbalanço de potência ativa e reativa e para diferentes ajustes dos relés foram levantadas as curvas de desempenho. Para isto é necessário diferenciar quatro casos de situações possíveis que podem ocorrer no instante do ilhamento, como apresentadas no capítulo 4 e mostradas a seguir:

- Caso (a): há déficit de potência ativa e reativa no sistema ilhado (DPDQ).
- Caso (b): há excesso de potência ativa e déficit de potência reativa no sistema ilhado (EPDQ).
- Caso (c): há excesso de potência ativa e reativa no sistema ilhado (EPEQ).
- Caso (d): há déficit de potência ativa e excesso de potência reativa no sistema ilhado (DPEQ).

A análise das curvas de desempenho permite determinar os casos mais otimistas e conservadores, ou seja, analisar se a detecção do ilhamento ocorrerá mais fácil (rápida) ou mais difícil (demorada).

A ocorrência do ilhamento foi simulada por meio da abertura do disjuntor DJ conectado à barra 2, no instante $t = 0,25$ segundo, sendo o tempo total de simulação de 1,50 segundos. Assim, caso o relé não operasse dentro de 1,25 segundos, foi considerada falha na detecção do ilhamento. O ajuste de mínima tensão de operação dos relés foi desabilitado em todos os casos a fim de manter a generalidade dos resultados.

De acordo com Vieira Jr. (2006), o modelo de carga estática dependente da tensão tipo impedância constante (Z) nas condições de geração/carga em que há déficit e excesso de ambas as potências ativas e reativas (DPDQ e EPEQ), é mais conservador, quando comparado com os modelos de carga tipo corrente constante (I) e potência constante (P).

Diante do exposto esse tipo de carga foi utilizado como referência, no qual foram realizadas comparações diretas com cargas exponenciais e polinomiais dependentes da frequência. Também foi analisado o impacto que cada parâmetro dos modelos dependentes da frequência causa na detecção do ilhamento, e por fim, com a inserção de motores no sistema elétrico em análise, pode-se observar o impacto da carga dinâmica na detecção do ilhamento.

5.1 Resultados Obtidos Utilizando o Relé de Sub/sobrefrequência

5.1.1 Análise da Dependência da Frequência na Carga Tipo Impedância Constante (Z_{cte})

Os modelos de cargas estáticas dependentes da frequência são normalmente obtidos multiplicando-se o modelo exponencial por fatores que consideram a variação da frequência em determinado instante, conforme apresentado anteriormente no capítulo 3 e expresso novamente pelas equações 5.1 e 5.2:

$$P = P_o \left(\frac{V}{V_o} \right)^{np} (1 + K_{pf} \Delta f) \quad (5.1)$$

$$Q = Q_o \left(\frac{V}{V_o} \right)^{nq} (1 + K_{qf} \Delta f) \quad (5.2)$$

A Tabela 5.1 mostra o modelo da carga estática dependente da tensão tipo impedância constante (Z), ou seja, $np = nq = 2$. Na Tabela 5.2 o modelo de carga tipo impedância constante é multiplicado pelos fatores de variação de frequência da carga “L14” com característica residencial, conforme apresentado na Tabela 3.1 e baseado em IEEE Task Force (1993).

O objetivo é comparar e analisar a influência dos parâmetros de sensibilidade da frequência (K_{pf} e K_{qf}) na carga tipo impedância constante (Z) durante o ilhamento.

Tabela 5.1 - Modelo de Carga Tipo Impedância Constante com Dependência da Tensão “Zcte”.

	Carga 1	Carga 2
V₀ (KV)	33	6,9
P₀ (MW)	20	10
Q₀ (Mvar)	7	4
K_{pf}	0	0
K_{qf}	0	0
np	2	2
nq	2	2

Tabela 5.2 - Modelo de Carga Tipo Impedância Constante com Dependência da Frequência “ZctexFreq”.

	Carga 1	Carga 2
V₀ (KV)	33	6,9
P₀ (MW)	20	10
Q₀ (Mvar)	7	4
K_{pf}	0,8	0,8
K_{qf}	-1,6	-1,6
np	2	2
nq	2	2

A Figura 5.1 apresenta as curvas de desempenho obtidas para ambos os tipos de carga e considerando todos os casos de déficit e excesso de potência ativa e reativa. Nessa figura o termo “Zcte” se refere à carga estática exponencial dependente da tensão tipo impedância constante e “ZctexFreq” se refere à carga tipo impedância constante com dependência da tensão e frequência.

Os ajustes apresentados nas curvas de desempenho, relativas ao relé de sub/sobrefrequência, referem-se a uma variação da frequência em torno de 60 Hz, por exemplo, $\pm 1,5$ Hz implica em um ajuste de 58,5 Hz para os casos de subfrequência, e 61,5 Hz para os casos de sobrefrequência. Para análise comparativa de todas as curvas de desempenho deste trabalho, foram utilizados três ajustes no relé de frequência $\pm 0,5$, $\pm 1,5$ e $\pm 3,0$ Hz.

Nesta etapa de comparação, em todos os casos analisados, os resultados mostram que ao incluir a dependência da frequência no modelo de carga tipo impedância constante as curvas de desempenho se tornam mais conservadoras para ajustes maiores do relé de frequência. No entanto, para ajustes menores, as curvas de desempenho não se alteram como pode ser observado na Figura 5.1.

Figura 5.1 – Curvas de Desempenho: Carga “Zcte” versus Carga “ZctexFreq” (Relé Sub/sobrefrequência).

É importante esclarecer que em alguns casos as curvas de desempenho dão a impressão que a simulação foi interrompida. Isso ocorre porque o próximo ponto que o relé estaria atuando para detectar o ilhamento acontece acima de 1,25 segundos.

5.1.2 Comparação das Cargas Exponenciais com a Carga Tipo Impedância Constante (Zcte)

Os modelos de cargas exponenciais dependentes da frequência foram obtidos no IEEE Task Force (1993), que disponibiliza 25 modelos de parâmetros de cargas obtidas através de simulações reais considerando diversas regiões na América do Norte, com cargas

predominantes residenciais, comerciais e industriais, em diferentes estações do ano, como pode ser observado na Tabela 3.1.

Após diversas simulações e análises de todos os modelos disponíveis na Tabela 3.1, com o propósito de buscar resultados mais conservadores, e na intenção de tornar o trabalho mais objetivo, foram selecionados e apresentados apenas os casos mais relevantes, sendo que todos foram comparados com o modelo de carga estática dependente da tensão, tipo impedância constante (Z).

Cargas Residenciais

Dentre os 16 modelos disponíveis na Tabela 3.1 (IEEE Task Force, 1993) com características residenciais, foram selecionadas para essa comparação as cargas “ $L2$ ” e “ $L3$ ”. As demais curvas de desempenho dos outros modelos residenciais se mantiveram em torno destas aqui apresentadas.

As comparações são mostradas na Figura 5.2 em que a carga estática exponencial dependente da tensão tipo impedância constante utiliza o termo “ Z_{cte} ”, e “ $L2$ ” e “ $L3$ ” são os modelos de carga exponenciais de característica residencial dependentes da tensão e da frequência, conforme Tabelas 5.1, 5.3 e 5.4 respectivamente.

Os resultados obtidos mostraram que nas condições em que há déficit e excesso de potência ativa e reativa no sistema ilhado (DPDQ e EPEQ) para ajustes mais sensíveis, a carga “ Z_{cte} ” é mais conservadora que a carga “ $L3$ ” e para ajustes maiores, o desempenho é muito similar; já para a carga “ $L2$ ” praticamente todas as curvas de desempenho se igualaram às de “ Z_{cte} ”, conforme pode ser observado na Figura 5.2, nos casos (a) e (c).

Para as condições em que há excesso de potência ativa e déficit de potência reativa (EPDQ) e déficit de potência ativa e excesso de potência reativa no sistema ilhado (DPEQ), observa-se que as cargas “ $L2$ ” e “ $L3$ ” são mais conservadoras que a carga “ Z_{cte} ”, conforme mostrado nos casos (b) e (d) da Figura 5.2.

Em todas as condições de carga no instante do ilhamento, quando o desbalanço de potência é maior que 0,6 pu os resultados se mantêm iguais quando comparados à carga “ Z_{cte} ”.

As curvas de desempenho das cargas *L1*, *L5*, *L7*, *L9*, *L11*, *L13* e *L15* seguiram o mesmo comportamento das curvas da carga “*L3*”. As cargas restantes, *L4*, *L6*, *L8*, *L10*, *L12*, *L14* e *L16*, seguiram o comportamento de “*L2*”.

Tabela 5.3 - Modelo de Carga Exponencial IEEE Task Force “L2”.

	Carga 1	Carga 2
V_0 (KV)	33	6,9
P_0 (MW)	20	10
Q_0 (Mvar)	7	4
K_{pf}	1	1
K_{qf}	- 1,7	- 1,7
np	1,7	1,7
nq	2,6	2,6

Tabela 5.4 - Modelo de Carga Exponencial IEEE Task Force “L3”.

	Carga 1	Carga 2
V_0 (KV)	33	6,9
P_0 (MW)	20	10
Q_0 (Mvar)	7	4
K_{pf}	0,8	0,8
K_{qf}	- 2,3	- 2,3
np	1,1	1,1
nq	2,6	2,6

Figura 5.2 – Curvas de Desempenho: Carga “Zcte” versus Cargas “L2” e “L3” (Relé Sub/sobrefrequência).

Cargas Comerciais e Industriais

Os nove modelos restantes disponíveis na Tabela 3.1 (IEEE Task Force, 1993) ($L17$, $L18$, $L19$, $L20$, $L21$, $L22$, $L23$, $L24$ e $L25$) a serem analisados possuem características comerciais e industriais, e como destaque entre eles, será apresentado o modelo de carga “ $L25$ ”, por ter características que o torna mais conservador na detecção do ilhamento, quando comparado à carga tipo impedância constante ($Zcte$). A Figura 5.3 apresenta os resultados.

Na Figura 5.3 o termo “ $Zcte$ ” se refere à carga estática exponencial dependente da tensão, tipo impedância constante e o termo “ $L25$ ” é o modelo de carga exponencial dependente da

tensão e frequência com características de carga com grande concentração de bombas agrícolas, conforme Tabela 5.5.

Tabela 5.5 - Modelo de Carga Exponencial IEEE Task Force “L25”.

	Carga 1	Carga 2
V_0 (KV)	33	6,9
P_0 (MW)	20	10
Q_0 (Mvar)	7	4
K_{pf}	5,6	5,6
K_{qf}	4,2	4,2
np	1,4	1,4
nq	1,4	1,4

Em todas as condições de geração e carga o modelo “L25” se mostrou mais conservador que a carga “Zcte”, apenas se igualando quando o ajuste é de $\pm 0,5$ Hz para os casos (a) e (c). Quanto maior o ajuste do relé, mais conservador se torna o modelo “L25” quando comparado com a carga “Zcte”, como pode ser observado na Figura 5.3, mostrando a influência significativa do parâmetro dependente da frequência neste caso.

Para os modelos de carga *L17*, *L18*, *L19*, *L20*, *L21*, *L23* e *L24* observou-se que nas condições em que há excesso de potência ativa e déficit de potência reativa (EPDQ) e déficit de potência ativa e excesso de potência reativa no sistema ilhado (DPEQ), os resultados são mais conservadores que a carga “Zcte”. Nas condições em que há déficit e excesso de potência ativa e reativa no sistema ilhado (DPDQ e EPEQ), a carga “Zcte” tende a ser mais conservadora para ajustes menores do relé, e para ajustes maiores as cargas “L” tendem a se igualarem com “Zcte”. A carga “L25” se mostrou mais conservadora do que as outras cargas devido aos seus valores elevados dos parâmetros de K_{pf} e K_{qf} .

As curvas de desempenho do modelo “L22” se comportam exatamente igual à carga “Zcte”.

Figura 5.3 – Curvas de Desempenho: Carga “Zcte” versus Carga “L25” (Relé Sub/sobrefrequência).

5.1.3 Análise da Influência dos Parâmetros de Frequência

Os resultados obtidos até o momento demonstram que as cargas dependentes da frequência apresentaram resultados mais conservadores quanto maior forem os valores de K_{pf} e K_{qf} em módulo. Em geral, quanto menor o desbalanço de potência e quanto maior o ajuste da proteção, mais as curvas se distanciam, quando comparadas com cargas dependentes da tensão e dependentes da tensão e da frequência. Isso ocorre porque a influência dos parâmetros de sensibilidade K_{pf} e K_{qf} , relacionados à potência ativa e reativa respectivamente, faz com que a variação da frequência seja mais lenta levando o relé de frequência a demorar mais tempo para atuar.

A seguir, com o objetivo de identificar um padrão de comportamento das cargas dependentes da frequência, serão realizadas duas análises referentes aos parâmetros de frequência K_{pf} e K_{qf} .

1ª Análise da Influência dos Parâmetros de Frequência

Para esta primeira análise, para a qual os resultados são apresentados pelas Figuras 5.4 à 5.7, será utilizada a carga “L2”. Conforme pode ser observado na Tabela 5.6, os parâmetros de frequência da carga “L2” foram alterados em 3 diferentes formas. Primeiramente foram obtidas as curvas de desempenho alterando o valor do parâmetro K_{pf} de 1 para 10. Este caso será denominado de $L2+K_{pf}$. O segundo caso corresponde à alteração apenas do parâmetro K_{qf} , -1,7 para 10, originando o caso denominado $L2+K_{qf}$. Finalmente K_{qf} assume agora o valor negativo de -10, resultando no caso $L2-K_{qf}$. Este é o único parâmetro que por diversas vezes apresenta valores negativos na Tabela 3.1.

Os valores 10 e -10 foram adotados para obter uma situação extrema, a fim obter clareza nos resultados, e assim identificar o impacto que cada um dos parâmetros K_{pf} e K_{qf} provoca na detecção de ilhamento.

Tabela 5.6 – 1ª Análise dos Parâmetros de Frequência com Base em “L2”.

Parâmetros de Carga				
Carga	np	nq	K_{pf}	K_{qf}
L2	1,7	2,6	1	-1,7
L2+K_{pf}	1,7	2,6	10	-1,7
L2+K_{qf}	1,7	2,6	1	10
L2-K_{qf}	1,7	2,6	1	-10

Nas figuras a seguir as curvas de desempenho na cor preta representam o impacto na detecção do ilhamento da carga “L2” com suas características originais. As curvas na cor verde demonstram o impacto da carga $L2+K_{pf}$ e para as curvas na cor azul e vermelha demonstram o impacto das cargas $L2+K_{qf}$ e $L2-K_{qf}$, respectivamente.

Figura 5.4 – Curvas de Desempenho: caso DPDQ – 1ª Análise da Frequência (Relé Sub/sobrefrequência).

Figura 5.5 – Curvas de Desempenho: caso EPDQ – 1ª Análise da Frequência (Relé Sub/sobrefrequência).

Figura 5.6 – Curvas de Desempenho: caso EPEQ – 1ª Análise da Frequência (Relé Sub/sobrefrequência).

Figura 5.7 – Curvas de Desempenho: caso DPEQ – 1ª Análise da Frequência (Relé Sub/sobrefrequência).

Analisando as Figuras 5.4 a 5.7, ficou constatado que em todas as condições de geração e carga (DPDQ, EPDQ, DPEQ e EPEQ) o parâmetro de carga que tem grande influência no desempenho do relé é o K_{pf} , relacionado à potência ativa, no qual essa grande influência pode ser facilmente observada pelas curvas de desempenho na cor verde. Neste caso quanto maior for o índice K_{pf} , maior é o tempo de detecção do ilhamento, e mais conservadores são os resultados observados. Sendo assim, considerar cargas dependentes da frequência, com um índice K_{pf} elevado, pode tornar os ajustes da proteção anti-ilhamento conservadores.

Em relação ao parâmetro K_{qf} , relacionado à potência reativa, verifica-se que este não tem grande influência na detecção do ilhamento. Foi observado que quando o valor de K_{qf} é positivo as curvas de desempenho tendem a se tornarem menos conservadoras e o inverso ocorre quando o valor de K_{qf} é negativo. A influência de K_{qf} se torna menor ainda perante ajustes menores no relé.

2ª Análise da Influência dos Parâmetros de Frequência

Nesta segunda análise o objetivo é avaliar a carga “L25”, para explicar porque seus parâmetros a tornam mais conservadora quando comparada com a carga “Zcte” e as outras cargas da Tabela 3.1.

Nesta seção são consideradas quatro condições para análise da carga “L25”, que são apresentadas na Tabela 5.7. Nesta tabela, o termo “Freq-11” representa a carga “L25” com suas características originais; “Freq-00” exclui os parâmetros de frequência K_{pf} e K_{qf} do modelo; “Freq-01” considera presente apenas o parâmetro K_{qf} e “Freq-10” considera apenas o parâmetro K_{pf} .

Os resultados obtidos das curvas de desempenho, considerando os modelos de carga da Tabela 5.7, são apresentados nas Figuras 5.8 a 5.11.

Tabela 5.7 – 2ª Análise dos Parâmetros de Frequência com Base em “L25”.

Parâmetros de Carga				
Carga	np	nq	K_{pf}	K_{qf}
Freq-11	1,4	1,4	5,6	4,2
Freq-00	1,4	1,4	0	0
Freq-01	1,4	1,4	0	4,2
Freq-10	1,4	1,4	5,6	0

Figura 5.8 – Curvas de Desempenho: caso DPDQ – 2ª Análise da Frequência (Relé Sub/sobrefrequência).

Figura 5.9 – Curvas de Desempenho: caso EPDQ – 2ª Análise da Frequência (Relé Sub/sobrefrequência).

Figura 5.10 – Curvas de Desempenho: caso EPEQ – 2ª Análise da Frequência (Relé Sub/sobrefrequência).

Figura 5.11 – Curvas de Desempenho: caso DPEQ – 2ª Análise da Frequência (Relé Sub/sobrefrequência).

O que determinou que a carga “L25” fosse bem mais conservadora que todas as outras cargas, foi a dependência da frequência, através do seu valor elevado de K_{pf} , já o parâmetro K_{qf} não influencia no desempenho do relé. Tais resultados comprovam que quanto maior o valor de K_{pf} , maior é o tempo de detecção do ilhamento, e mais conservadores são os resultados das curvas de desempenho.

5.1.4 Análise da Carga Polinomial (ZIP)

Nesta seção será analisado o modelo de carga polinomial conhecido como modelo “ZIP” o qual é formado por três componentes: impedância constante (Z), corrente constante (I) e potência constante (P). As características da potência ativa e reativa para o modelo ZIP foram apresentadas anteriormente no Capítulo 3, sendo representadas novamente pelas seguintes equações 5.3 e 5.4:

$$P = P_o \left[a_1 \left(\frac{V}{V_o} \right)^2 + a_2 \frac{V}{V_o} + a_3 \right] (1 + K_{pf} \Delta f) \quad (5.3)$$

$$Q = Q_o \left[b_1 \left(\frac{V}{V_o} \right)^2 + b_2 \frac{V}{V_o} + b_3 \right] (1 + K_{qf} \Delta f) \quad (5.4)$$

O objetivo dessa análise é comparar e analisar o impacto no desempenho dos relés anti-ilhamento entre o modelo exponencial da carga “L25” conforme Tabela 5.5, que apresentou os resultados mais conservadores até o momento, e o modelo polinomial (ZIP) conforme as quatro condições apresentadas na Tabela 5.8.

Da Figura 5.12 até a 5.15, o termo “L25” se refere ao modelo de carga exponencial com característica de carga com grande concentração de bombas agrícolas, “Pred. Z” é o modelo polinomial “ZIP” com 60% de carga tipo impedância constante (Z), “Pred. I” se refere ao modelo polinomial “ZIP” com 60% de carga tipo corrente constante (I), “Pred. P” representa o modelo polinomial “ZIP” com 60% de carga tipo potência constante (P) e “Z = I = P” tem proporções iguais aos três tipos de cargas presentes no modelo polinomial “ZIP”.

Todos os modelos consideram a dependência da frequência, com valores de K_{pf} e K_{qf} iguais e característicos da carga “L25”.

As porcentagens foram adotadas com o propósito de criar quatro situações possíveis para o modelo “ZIP”, e assim identificar as situações mais conservadoras.

Tabela 5.8 – Condições para Análise do Modelo Polinomial (ZIP).

Carga	Predominância (%)			K_{pf}	K_{qf}
	(Z)	(I)	(P)		
Impedância Constante (Z)	60	20	20	5,6	4,2
Corrente Constante (I)	20	60	20	5,6	4,2
Potência Constante (P)	20	20	60	5,6	4,2
Z = I = P	33,4	33,3	33,3	5,6	4,2

Figura 5.12 – Casos DPDQ: Análise da Carga Polinomial *versus* Carga “L25” (Relé Sub/sobrefrequência).

(a) carga Polinomial "Pred. I"

(b) carga Polinomial "Pred. P"

(c) carga Polinomial "Pred. Z"

(d) carga Polinomial "Z=I=P"

Figura 5.13 – Casos EPDQ: Análise da Carga Polinomial versus Carga "L25" (Relé Sub/sobrefrequência).

Figura 5.14 – Casos EPEQ: Análise da Carga Polinomial *versus* Carga “L25” (Relé Sub/sobrefrequência).

Figura 5.15 – Casos DPEQ: Análise da Carga Polinomial versus Carga “L25” (Relé Sub/sobrefrequência).

Na análise do modelo polinomial ZIP em comparação à carga “L25”, conclui-se que não houve grandes alterações nas curvas de desempenho.

Nas condições DPDQ e EPEQ (Figuras 5.12 e 5.14), o modelo ZIP demonstrou ser menos conservador que o modelo “L25”, ocorrendo o inverso nos casos DPEQ e EPDQ (Figuras 5.13 e 5.15). Para todos os casos o modelo ZIP com predominância de impedância constante “Pred. Z” se iguala ao modelo exponencial da carga “L25”.

Os quatro casos mais conservadores foram: DPEQ e EPDQ com predominância de potência constante “Pred. P”; e DPDQ e EPEQ com o modelo exponencial da carga “L25”.

5.1.5 Carga Dinâmica versus Carga Exponencial

A área industrial no sistema elétrico em análise (Figura 3.8) está conectada na barra 4, na qual suas cargas são de 10 MW e 4 MVar (Carga 2), sendo que em uma indústria a carga típica predominante são os motores. Com o objetivo de verificar qual a influência que os motores causam nas curvas de desempenho dos relés, toda a Carga 2 foi substituída por modelos de cargas que representam motores, e para isso foram utilizados 3 modelos de motores disponíveis na literatura.

Após a identificação do modelo de motor que causa maior impacto na detecção do ilhamento foi realizado um estudo para verificar o comportamento das curvas de desempenho quando este modelo de motor é inserido de forma gradativa na indústria. Para essa análise foi utilizado o relé de sub/sobrefrequência.

Comparação entre os Modelos de Motores Dinâmicos e Exponenciais

A representação de cargas dinâmicas foi realizada através da inserção de motores assíncronos obtidos através do *SimPowerSystems*, sendo considerados como modelo Matlab, e representados na Tabela 5.9. Todos os parâmetros da Carga 2 foram anulados e substituídos por 6 motores de 1,6785 MVA, que somados resultam em uma carga total de 10,071 MVA na indústria.

A Tabela 5.10 apresenta o modelo Kundur (Kundur, 1994) aplicado na Carga 2, que representa a carga de motores industriais, sendo considerado um modelo exponencial dependente da tensão e frequência.

Os autores Amaral (2004) e Neves (2008) disponibilizam o modelo UFJF (Universidade Federal de Juiz de Fora), no qual seus parâmetros de carga representam grandes motores industriais, conforme Tabela 5.11. Este é um modelo exponencial dependente somente da tensão.

Para todos os casos a Carga 1 foi considerada uma carga tipo impedância constante $np=nq=2$ sem dependência da frequência $K_{pf}=K_{qf}=0$.

As Figuras 5.16 a 5.19 mostram as comparações entre os modelos de motores utilizados neste trabalho, em que as curvas na cor preta representam o modelo de carga tipo impedância constante (Z) da Tabela 5.1. Já o modelo Matlab é representado pelas curvas vermelhas

conforme a Tabela 5.9. O modelo Kundur é expresso pelas curvas de desempenho azuis de acordo com a Tabela 5.10 e, finalmente, as curvas de desempenho na cor verde representa o modelo UFJF da Tabela 5.11.

Tabela 5.9 – Motores: Modelo Matlab – 6 motores (*SimPowerSystems*, 2014).

	Carga 1	Carga 2 (Matlab)
V_0 (KV)	33	6,9
P_0 (MW)	20	10,071MVA (6 motores assíncronos)
Q_0 (Mvar)	7	
K_{pf}	0	
K_{qf}	0	
np	2	
nq	2	

Tabela 5.10 – Motores: Modelo Kundur (*Kundur*, 1994).

	Carga 1	Carga 2 (Kundur)
V_0 (KV)	33	6,9
P_0 (MW)	20	10
Q_0 (Mvar)	7	4
K_{pf}	0	2,5
K_{qf}	0	1,2
np	2	0,07
nq	2	0,5

Tabela 5.11 – Motores: Modelo UFJF (*Amaral*, 2004 e *Neves*, 2008).

	Carga 1	Carga 2 (UFJF)
V_0 (KV)	33	6,9
P_0 (MW)	20	10
Q_0 (Mvar)	7	4
K_{pf}	0	0
K_{qf}	0	0
np	2	0,06
nq	2	0,5

Figura 5.16 – Caso DPDQ: Comparações dos Modelos de Motores (Relé Sub/sobrefrequência).

Figura 5.17 – Caso EPDQ: Comparações dos Modelos de Motores (Relé Sub/sobrefrequência).

Figura 5.18 – Caso EPEQ: Comparações dos Modelos de Motores (Relé Sub/sobrefrequência).

Figura 5.19 – Caso DPEQ: Comparações dos Modelos de Motores (Relé Sub/sobrefrequência).

Os resultados mostram que a inserção dos motores na indústria causa influência no desempenho das curvas dos relés, sendo que para todos os casos de EPDQ e DPEQ o impacto entre os modelos utilizados foi maior quando comparados com os casos de DPDQ e EPEQ.

Ao comparar os modelos de motores analisados, observa-se que para ajustes maiores nos relés, alguns modelos se tornam mais conservadores do que outros, causando assim impactos diferentes na detecção do ilhamento, e que entre eles o modelo Matlab é o mais conservador, depois vem o modelo Kundur e, por fim, o modelo UFJF. Para ajustes menores, os casos DPDQ e EPEQ praticamente não provocaram alterações nas curvas de desempenho, e para os

casos EPDQ e DPEQ a alteração na curva de desempenho ocorre apenas para desbalanços de potência menores que 0,15 pu, repetindo o comportamento obtido para ajustes maiores nos relés, em que o modelo Matlab é o mais conservador, depois o modelo Kundur e por fim o modelo UFJF.

Análise do Modelo Dinâmico de Motores Matlab

Nesta análise o objetivo é verificar o impacto gradativo que o modelo dinâmico de motores, apresentado neste trabalho como modelo Matlab, causa na detecção do ilhamento. Este modelo foi escolhido, pois entre os modelos de motores analisados anteriormente, este é considerado o mais conservador. As simulações foram comparadas entre si e com base na carga “Zcte” que é representada pela Tabela 5.1.

Para isso foram realizadas simulações considerando a inserção de 1 motor, depois 3 motores e 6 motores, somente na indústria (Carga 2). Na medida em que os motores eram inseridos (1, 3 e 6 motores), os valores de potência ativa e reativa na Carga 2 foram reduzidos de forma proporcional aos valores da potência dos motores, para que no final a soma dos motores juntamente com o restante das cargas resultasse em 10 MW e 4 MVar.

Cada motor tem a potência de 1,6785MVA que representa 16,785% da Carga 2. Então ao inserir 1 motor é subtraído 1,6785MVA (-16,785%) da Carga 2, 3 motores subtraem 5,0355MVA (-50,355%) e 6 motores subtrai se 10,071MVA (-100,71%), conforme Tabelas 5.9, 5.12 e 5.13.

Tabela 5.12 – Motores: Modelo Matlab – 1 motor (SimPowerSystems, 2014).

	Carga 1	Carga 2 (Matlab)	Carga 2
V₀ (KV)	33	6,9	6,9
P₀ (MW)	20	1,6785 MVA (1 motor assíncrono)	8,3215 (-16,785%)
Q₀ (MVar)	7		3,3286 (-16,785%)
K_{pf}	0		0
K_{qf}	0		0
np	2		2
nq	2		2

Tabela 5.13 – Motores: Modelo Matlab – 3 motores (SimPowerSystems, 2014).

	Carga 1	Carga 2 (Matlab)	Carga 2
V_0 (KV)	33	6,9	6,9
P_0 (MW)	20	5,0355 MVA (3 motores assíncronos)	4,9645 (-50,355%)
Q_0 (MVar)	7		1,9858 (-50,355%)
K_{pf}	0		0
K_{qf}	0		0
np	2		2
nq	2		2

As Figuras de 5.20 a 5.23 mostram as comparações entre as quantidades de inserção dos motores, nas quais as curvas na cor preta representam o modelo de carga tipo impedância constante (Z) da Tabela 5.1. Já quando é considerado apenas a presença de 1 motor do modelo Matlab, essa condição é representada pelas curvas vermelhas e seu modelo pela Tabela 5.12; o caso da presença de 3 motores é expresso pelas curvas de desempenho azuis de acordo com o modelo da Tabela 5.13. As curvas de desempenho na cor verde representam a presença de 6 motores conforme o modelo da Tabela 5.9.

Figura 5.20 – Caso DPDQ: Análise do Impacto da Inserção de Motores (Relé Sub/sobrefrequência).

Figura 5.21 – Caso EPDQ: Análise do Impacto da Inserção de Motores (Relé Sub/sobrefrequência).

Figura 5.22 – Caso EPEQ: Análise do Impacto da Inserção de Motores (Relé Sub/sobrefrequência).

Figura 5.23 – Caso DPEQ: Análise do Impacto da Inserção de Motores (Relé Sub/sobrefrequência).

Para as condições de DPDQ e EPEQ não houve impacto significativo quando comparado com Z_{cte} , mas observa-se que quanto menor o ajuste do relé e maior a quantidade de motores na indústria, as curvas tendem a se tornar menos conservadoras, ou seja, a detecção do ilhamento se torna mais rápida. Essa condição é invertida na medida em que o ajuste do relé se torna maior.

Já nas condições EPDQ e DPEQ houve um impacto significativo, no qual se observa que à medida que se reduz a potência da carga Z_{cte} para acrescentar os motores, o tempo de detecção do ilhamento aumenta o que demonstra que nesses casos a presença da carga dos motores torna a detecção do ilhamento mais difícil. Conclui-se desta forma que é mais prudente considerar os modelos dinâmicos dos motores para ajuste dos relés anti-ilhamento em sistemas em que há a predominância deste tipo de carga.

5.2 Resultados Obtidos Utilizando o Relé de Taxa de Variação da Frequência (ROCOF)

Com exceção das simulações envolvendo o modelo de carga do motor UFJF, que mostrou ser o modelo de motor menos conservador, todas as simulações e resultados obtidos com a utilização do relé de sub/sobrefrequência foram repetidas nesta seção, mas desta vez utilizando o relé de taxa de variação de frequência (ROCOF).

Para os ajustes mostrados nas curvas de desempenho do relé ROCOF, a faixa de ajustes típica disponível em modelos comerciais desses relés é de 0,1 Hz/s a 10 Hz/s e seus ajustes típicos, quando instalados em geradores distribuídos para a detecção de ilhamentos estão na faixa de 0,10 a 1,20 Hz/s (Vieira Jr., 2006). Neste trabalho foram utilizados três ajustes no relé ROCOF 0,5 Hz/s, 1,0 Hz/s e 1,5 Hz/s.

Em geral os resultados de ambos os relés mantiveram o mesmo comportamento e praticamente, apresentam as mesmas conclusões. Porém, na análise do relé de sub/sobrefrequência as curvas de desempenho ficaram mais espaçadas quando comparadas com as curvas do relé ROCOF que ficaram mais juntas.

Pelo fato de repetir as simulações do relé de sub/sobrefrequência para o relé ROCOF, os comentários e resultados serão apresentados de forma mais direta, uma vez que na seção 5.1 já foi detalhado todas as informações.

5.2.1 Análise da Dependência da Frequência na Carga Tipo Impedância Constante (Z_{cte})

O objetivo é comparar e analisar a influência dos parâmetros de sensibilidade da frequência (K_{pf} e K_{qf}) na carga tipo impedância constante (Z) no instante do ilhamento. Para isso os modelos de cargas das Tabelas 5.1 e 5.2 foram utilizados.

Na Figura 5.24 o termo “ Z_{cte} ” se refere à carga estática exponencial dependente da tensão, tipo impedância constante e “ $Z_{ctexFreq}$ ” se refere à carga tipo impedância constante com dependência da tensão e frequência.

Nesta etapa de comparação, os resultados mostram que ao incluir a dependência da frequência no modelo de carga tipo impedância constante, as curvas de desempenho tendem a se tornarem mais conservadoras para ajustes maiores. No entanto, para ajustes menores, as curvas de desempenho não se alteram como pode ser observado na Figura 5.24.

Figura 5.24 – Curvas de Desempenho: Carga “Zcte” versus Carga “ZctexFreq” (Relé ROCOF).

Nesta análise o impacto foi mais visível para o relé de sub/sobrefrequência do que no relé ROCOF.

5.2.2 Comparação das Cargas Exponenciais com a Carga Tipo Impedância Constante (Zcte)

Cargas Residenciais

Na Figura 5.25 a carga estática exponencial dependente da tensão, tipo impedância constante, utiliza o termo “Zcte”, e “L2” e “L3” são os modelos de carga exponenciais de

característica residencial dependentes da tensão e frequência, conforme mostram as Tabelas 5.1, 5.3 e 5.4 respectivamente.

Figura 5.25 – Curvas de Desempenho: Carga “Zcte” versus Cargas “L2” e “L3” (Relé ROCOF).

Os resultados obtidos mostraram que nas condições em que há déficit e excesso de potência ativa e reativa no sistema ilhado (DPDQ e EPEQ) para ajustes menores, a carga “Zcte” é mais conservadora que a carga “L3”, e para ajustes maiores, o desempenho do relé para ambas as cargas tende a se igualar. Já na carga “L2”, praticamente todas as curvas de desempenho se igualaram à “Zcte”, conforme pode ser observado na Figura 5.25, nos casos (a) e (c).

Para as condições em que há excesso de potência ativa e déficit de potência reativa (EPDQ), e déficit de potência ativa e excesso de potência reativa no sistema ilhado (DPEQ),

mostra-se que as cargas “L2” e “L3” são mais conservadoras que a carga “Zcte”, conforme mostrado nos casos (b) e (d) da Figura 5.25.

Em todas as condições de carga no instante do ilhamento, quando o desbalanço de potência é maior que 0,2 pu, os resultados se mantêm iguais.

Cargas Comerciais e Industriais

Na Figura 5.26, o termo “Zcte” se refere à carga estática exponencial dependente da tensão, tipo impedância constante e o termo “L25” é o modelo de carga exponencial dependente da tensão e frequência com características de carga com grande concentração de bombas agrícolas, conforme a Tabela 5.5.

Em todas as condições de geração e carga o modelo “L25” se mostrou mais conservador que a carga “Zcte”. Estas somente se igualam quando o ajuste é de 0,5 Hz/s para os casos (a) e (c). Quanto maior o ajuste do relé, mais conservador se torna o modelo “L25” quando comparado com a carga “Zcte”, como pode se observado na Figura 5.26.

Figura 5.26 – Curvas de Desempenho: Carga “Zcte” versus Carga “L25” (Relé ROCOF).

5.2.3 Análise da Influência dos Parâmetros de Frequência

A seguir, com o objetivo de identificar um padrão de comportamento das cargas dependentes da frequência, serão realizadas duas análises referentes aos parâmetros de frequência K_{pf} e K_{qf} para investigar a influência dos mesmos no desempenho das curvas dos relés tipo ROCOF.

1ª Análise da Influência dos Parâmetros de Frequência

Para esta primeira análise, da qual os resultados são apresentados pelas Figuras de 5.27 a 5.30, será utilizada a carga “L2”. Conforme pode ser observado na Tabela 5.6, os parâmetros de frequência da carga “L2” foram alterados em 3 diferentes formas.

Nas figuras a seguir as curvas de desempenho na cor preta representam o impacto na detecção do ilhamento da carga “L2” com suas características originais. As curvas na cor verde demonstram o impacto da carga $L2+K_{pf}$, e as curvas na cor azul e vermelha demonstram o impacto das cargas $L2+K_{qf}$ e $L2-K_{qf}$, respectivamente.

Figura 5.27 – Curvas de Desempenho: caso DPDQ – 1ª Análise da Frequência (Relé ROCOF).

Figura 5.28 – Curvas de Desempenho: caso EPDQ – 1ª Análise da Frequência (Relé ROCOF).

Figura 5.29 – Curvas de Desempenho: caso EPEQ – 1ª Análise da Frequência (Relé ROCOF).

Figura 5.30 – Curvas de Desempenho: caso DPEQ – 1ª Análise da Frequência (Relé ROCOF).

Nesta primeira análise da influência dos parâmetros da frequência na detecção do ilhamento utilizando a carga “L2”, ficou constatado que em todas as condições de geração e carga (DPDQ, EPDQ, DPEQ e EPEQ) o parâmetro de carga que tem grande influência no desempenho do relé é o K_{pf} , relacionado à potência ativa.

Neste caso quanto maior for o índice K_{pf} , maior é o tempo de detecção do ilhamento, e mais conservadores são os resultados observados. Sendo assim, considerar cargas dependentes da frequência, com um índice K_{pf} elevado, torna a proteção anti-ilhamento conservadora.

Em relação ao parâmetro K_{qf} , relacionado à potência reativa, este não tem grande influência na detecção do ilhamento. Foi observado que quando o valor de K_{qf} é positivo as curvas de desempenho tendem a se tornar menos conservadoras e o inverso ocorre quando o valor de K_{qf} é negativo. A influência de K_{qf} se torna menor ainda perante ajustes menores no relé.

As curvas de desempenho da carga “L2” (cor preta) ficaram subpostas pelas curvas de desempenho da carga $L2-K_{qf}$ (cor vermelha) e $L2+K_{qf}$ (cor azul), pelo fato do parâmetro K_{qf} praticamente não influenciar na detecção do ilhamento.

2ª Análise da Influência dos Parâmetros de Frequência

Nesta segunda análise o objetivo é analisar a carga “L25”, para explicar porque seus parâmetros a tornam mais conservadora quando comparada com a carga “Zcte”.

Nesta seção são consideradas quatro condições para análise da carga “L25”, que são apresentadas na Tabela 5.7, no qual o termo “*Freq-11*” representa a carga “L25” com suas características originais, “*Freq-00*” exclui os parâmetros de frequência K_{pf} e K_{qf} do modelo; já “*Freq-01*” considera presente apenas o parâmetro K_{qf} , e “*Freq-10*” considera apenas o parâmetro K_{pf} .

Os resultados obtidos das curvas de desempenho, considerando os modelos de carga da Tabela 5.7, são apresentados nas Figuras 5.31 a 5.34.

Figura 5.31 – Curvas de Desempenho: caso DPDQ – 2ª Análise da Frequência (Relé ROCOF).

Figura 5.32 – Curvas de Desempenho: caso EPDQ – 2ª Análise da Frequência (Relé ROCOF).

Figura 5.33 – Curvas de Desempenho: caso EPEQ – 2ª Análise da Frequência (Relé ROCOF).

Figura 5.34 – Curvas de Desempenho: caso DPEQ – 2ª Análise da Frequência (Relé ROCOF).

O que determinou que a carga “L25” seja bem mais conservadora que todas as outras cargas, foi a dependência da frequência, através do seu valor elevado de K_{pf} . Já o parâmetro K_{qf} não influencia no desempenho do relé. Tais resultados comprovam que quanto maior o valor de K_{pf} , maior é o tempo de detecção do ilhamento, e mais conservadores são os resultados das curvas de desempenho.

As curvas de desempenho da carga “*Freq-11*” (cor preta) ficaram subpostas pela curva de desempenho da carga “*Freq-10*” (cor verde), pelo fato do parâmetro K_{qf} praticamente não influenciar na detecção do ilhamento.

5.2.4 Análise da Carga Polinomial (ZIP)

Será analisado agora o modelo de carga polinomial conhecido como modelo “ZIP”, o qual é formado por três componentes: impedância constante (Z), corrente constante (I) e potência constante (P).

O objetivo dessa análise é comparar e analisar o impacto no desempenho dos relés anti-ilhamento entre o modelo exponencial da carga “L25” conforme Tabela 5.5, que apresentou os resultados mais conservadores até o momento, e o modelo polinomial (ZIP), conforme as quatro condições apresentadas na Tabela 5.8.

Das Figuras de 5.35 até a 5.38, o termo “L25” se refere ao modelo de carga exponencial com característica de carga com grande concentração de bombas agrícolas, “*Pred. Z*” é o modelo polinomial “ZIP” com 60% de carga tipo impedância constante (Z), “*Pred. I*” se refere ao modelo polinomial “ZIP” com 60% de carga tipo corrente constante (I), “*Pred. P*” representa o modelo polinomial “ZIP” com 60% de carga tipo potência constante (P) e “ $Z = I = P$ ” tem proporções iguais aos três tipos de cargas presentes no modelo polinomial “ZIP”.

Todos os modelos consideram a dependência da frequência, com valores de K_{pf} e K_{qf} iguais e característicos da carga “L25”.

Figura 5.35 – Casos DPDQ: Análise da Carga Polinomial versus Carga “L25” (Relé ROCOF).

Figura 5.36 – Casos EPDQ: Análise da Carga Polinomial *versus* Carga “L25” (Relé ROCOF).

(a) carga Polinomial "Pred. I"

(b) carga Polinomial "Pred. P"

(c) carga Polinomial "Pred. Z"

(d) carga Polinomial "Z=I=P"

Figura 5.37 – Casos EPEQ: Análise da Carga Polinomial versus Carga "L25" (Relé ROCOF).

Figura 5.38 – Casos DPEQ: Análise da Carga Polinomial versus Carga “L25” (Relé ROCOF).

Na análise do modelo polinomial ZIP em comparação à carga “L25”, conclui-se que não houve grandes alterações nas curvas de desempenho.

Nas condições DPDQ e EPEQ (Figuras 5.35 e 5.37), o modelo ZIP demonstrou ser menos conservador que o modelo “L25”, ocorrendo o inverso nos casos DPEQ e EPDQ (Figuras 5.36 e 5.38).

Os quatro casos mais conservadores foram: DPEQ e EPDQ com predominância de potência constante “Pred. P”; e DPDQ e EPEQ com o modelo exponencial da carga “L25”.

5.2.5 Carga Dinâmica *versus* Carga Exponencial

Comparação Entre os Modelos de Motores Dinâmicos e Exponenciais

A representação de cargas dinâmicas foi realizada através da inserção de motores assíncronos obtidos através do *SimPowerSystems*, sendo considerado como modelo Matlab, e representado na Tabela 5.9. Todos os parâmetros da Carga 2 foram anulados e substituídos por 6 motores de 1,6785 MVA, que somados resultam em uma carga total de 10,071 MVA na indústria.

A Tabela 5.10 apresenta o modelo Kundur (Kundur, 1994) aplicado na Carga 2, que representa a carga de motores industriais, sendo considerado um modelo exponencial dependente da tensão e frequência.

Para todos os casos a Carga 1 foi considerada uma carga tipo impedância constante $n_p=n_q=2$ sem dependência da frequência $K_{pf}=K_{qf}=0$.

As Figuras de 5.39 a 5.42 mostram as comparações entre os modelos de motores, em que as curvas na cor preta representam o modelo de carga tipo impedância constante (Z) da Tabela 5.1. Já o modelo Matlab é representado pelas curvas vermelhas conforme Tabela 5.9. O modelo Kundur é expresso pelas curvas de desempenho azuis de acordo com a Tabela 5.10.

Figura 5.39 – Caso DPDQ: Comparações dos Modelos de Motores (Relé ROCOF).

Figura 5.40 – Caso EPDQ: Comparações dos Modelos de Motores (Relé ROCOF).

Figura 5.41 – Caso EPEQ: Comparações dos Modelos de Motores (Relé ROCOF).

Figura 5.42 – Caso DPEQ: Comparações dos Modelos de Motores (Relé ROCOF).

Os resultados mostram que a inserção dos motores na indústria causa influência no desempenho das curvas dos relés, sendo que para todos os casos de EPDQ e DPEQ o impacto entre os modelos utilizados foi maior quando comparados com os casos de DPDQ e EPEQ.

Ao comparar os modelos de motores analisados, observa-se que para ajustes maiores nos relés, alguns modelos se tornam mais conservadores do que outros, causando assim impactos diferentes na detecção do ilhamento, e que entre eles o modelo Matlab é o mais conservador, sendo seguido pelo modelo Kundur.

Para ajustes menores, os casos EPDQ e DPEQ, praticamente não provocaram alterações nas curvas de desempenho, e a alteração na curva de desempenho ocorrem apenas para desbalanços de potência menores que 0,15 pu.

Análise do Modelo Dinâmico de Motores Matlab

Nesta análise o objetivo é verificar o impacto gradativo que o modelo dinâmico de motores, apresentado neste trabalho como modelo Matlab, causa na detecção do ilhamento. Este modelo foi escolhido, pois entre os modelos de motores analisados anteriormente, este é considerado o mais conservador. As simulações foram comparadas ente si e com base na carga “Zcte” que é representada pela Tabela 5.1.

Para isso foram realizadas simulações considerando a inserção de 1 motor, depois 3 motores e 6 motores, somente na indústria (Carga 2). Na medida em que os motores eram inseridos (1, 3 e 6 motores), os valores de potência ativa e reativa na Carga 2 foram reduzidos de forma proporcional aos valores da potência dos motores, para que, no final, a soma dos motores, juntamente com o restante das cargas, sempre resultasse em 10 MW e 4 MVar, conforme Tabelas 5.9, 5.12 e 5.13.

As Figuras de 5.43 a 5.46 mostram as comparações entre as quantidades de inserção dos motores, nos quais as curvas na cor preta representam o modelo de carga tipo impedância constante (Z) da Tabela 5.1. Já quando é considerado apenas a presença de 1 motor do modelo Matlab, essa condição é representada pelas curvas vermelhas e seu modelo pela Tabela 5.12. No caso da presença de 3 motores, essa condição é expressa pelas curvas de desempenho azuis de acordo com o modelo da Tabela 5.13. As curvas de desempenho na cor verde representam a presença de 6 motores conforme o modelo da Tabela 5.9.

Figura 5.43 – Caso DPDQ: Análise do Impacto da Inserção de Motores (Relé ROCOF).

Figura 5.44 – Caso EPDQ: Análise do Impacto da Inserção de Motores (Relé ROCOF).

Figura 5.45 – Caso EPEQ: Análise do Impacto da Inserção de Motores (Relé ROCOF).

Figura 5.46 – Caso DPEQ: Análise do Impacto da Inserção de Motores (Relé ROCOF).

Para as condições de DPDQ e EPEQ não houve impacto significativo quando comparado com Zcte, mas observa-se que quanto menor o ajuste do relé e maior a quantidade de inserção de motores na indústria, as curvas tendem a se tornar menos conservadoras, ou seja, a detecção do ilhamento se torna mais rápida. Essa condição é invertida na medida em que o ajuste do relé se torna maior.

Já nas condições EPDQ e DPEQ houve um impacto significativo, no qual se observa que ao reduzir a potência da carga Zcte para acrescentar os motores, o tempo de detecção do ilhamento aumenta, demonstrando que nesses casos a presença da carga dos motores torna a detecção do ilhamento mais difícil. Então se conclui que é mais prudente considerar a presença dos modelos dinâmicos dos motores para o ajuste dos relés anti-ilhamento.

5.3 Desbalanço Crítico de Potência

Nesta seção serão apresentados os desbalanços críticos de potência de todos os modelos de cargas analisadas, tendo com base as curvas de desempenho obtidas nas simulações e adotando dois tempos máximos de detecção, um de 500 ms e outro de 800 ms. A forma em que se determina o desbalanço crítico de potência foi exemplificada no Capítulo 4 e na Figura 4.1.

Cada valor de desbalanço crítico de potência obtido considera a condição de carga/geração, tempo de detecção (TD), ajuste e o tipo do relé adotado, bem como o modelo de carga utilizado.

Os termos descritos nas tabelas e figuras a seguir foram apresentados anteriormente e listados novamente a seguir:

- Caso (a) - há déficit de potência ativa e reativa no sistema ilhado (DPDQ).
- Caso (b) - há excesso de potência ativa e déficit de potência reativa no sistema ilhado (EPDQ).
- Caso (c) - há excesso de potência ativa e reativa no sistema ilhado (EPEQ).
- Caso (d) - há déficit de potência ativa e excesso de potência reativa no sistema ilhado (DPEQ).
- “Zcte” - carga exponencial dependente da tensão, tipo impedância constante, conforme Tabela 5.1;
- “ZctexFreq” - carga exponencial tipo impedância constante com dependência da tensão e frequência, referente à Tabela 5.2;
- “L2” - carga exponencial de característica residencial dependente da tensão e frequência, Tabela 5.3;
- “L3” - carga exponencial de característica residencial dependente da tensão e frequência, Tabela 5.4;
- “L25” - carga exponencial com característica de grande concentração de bombas agrícolas dependente da tensão e frequência, Tabela 5.5;
- “Pred. I” - modelo polinomial “ZIP” com 60% de carga tipo corrente constante (I), Tabela 5.8;
- “Pred. P” - modelo polinomial “ZIP” com 60% de carga tipo potência constante (P), Tabela 5.8;
- “Pred. Z” - modelo polinomial “ZIP” com 60% de carga tipo impedância constante (Z), Tabela 5.8;
- “Pred. Z=I= P” - modelo polinomial com proporções iguais aos três tipos de cargas presentes no modelo polinomial “ZIP”, Tabela 5.8;

- "Matlab" – modelo de carga dinâmica, sendo representada por 6 motores assíncronos, conforme Tabela 5.9;
- "Kundur" - modelo de carga exponencial dependente da tensão e frequência considerado como motores industriais, conforme Tabela 5.10;
- "UFJF" - modelo de carga exponencial dependente somente da tensão considerado como grandes motores industriais, de acordo com Tabela 5.11.

Os valores dos desbalanços críticos de potência é dado em “pu” e os tempos máximos de detecção (TD) em milisegundos (ms).

A Figura 5.47 e a Tabela 5.14 apresentam os resultados dos desbalanços críticos de potência ativa para o relé de sub/sobrefrequência ajustado em $\pm 0,5$ Hz.

Figura 5.47 – Desbalanços Críticos de Potência para Ajuste do Relé de Sub/sobrefrequência em $\pm 0,5$ Hz.

Tabela 5.14 – Desbalanços Críticos de Potência: Ajuste do Relé de Sub/sobrefrequência em $\pm 0,5$ Hz.

Modelos de Cargas	Tempo Máximo de Detecção (TD)	Desbalanços Críticos de Potência			
		Caso (a)	Caso (b)	Caso (c)	Caso (d)
"Zcte"	500 ms	0,150 pu	0 pu	0,124 pu	0,012 pu
"Zcte"	800 ms	0,110 pu	0 pu	0,090 pu	0,012 pu
"ZctexFreq"	500 ms	0,155 pu	0 pu	0,130 pu	0,015 pu
"ZctexFreq"	800 ms	0,115 pu	0 pu	0,091 pu	0,015 pu
"L2"	500 ms	0,140 pu	0 pu	0,115 pu	0,022 pu
"L2"	800 ms	0,100 pu	0 pu	0,080 pu	0,004 pu
"L3"	500 ms	0,114 pu	0,014 pu	0,100 pu	0,032 pu
"L3"	800 ms	0,075 pu	0,014 pu	0,065 pu	0,016 pu
"L25"	500 ms	0,150 pu	0,018 pu	0,124 pu	0,040 pu
"L25"	800 ms	0,110 pu	0,018 pu	0,090 pu	0,040 pu
"Pred. I"	500 ms	0,134 pu	0,034 pu	0,112 pu	0,056 pu
"Pred. I"	800 ms	0,096 pu	0,034 pu	0,082 pu	0,056 pu
"Pred. P"	500 ms	0,120 pu	0,052 pu	0,100 pu	0,066 pu
"Pred. P"	800 ms	0,082 pu	0,052 pu	0,072 pu	0,052 pu
"Pred. Z"	500 ms	0,150 pu	0,018 pu	0,124 pu	0,040 pu
"Pred. Z"	800 ms	0,110 pu	0,018 pu	0,090 pu	0,040 pu
"Pred. Z=I=P"	500 ms	0,132 pu	0,034 pu	0,112 pu	0,056 pu
"Pred. Z=I=P"	800 ms	0,094 pu	0,034 pu	0,082 pu	0,056 pu
"Matlab"	500 ms	0,130 pu	0,010 pu	0,114 pu	0,028 pu
"Matlab"	800 ms	0,096 pu	0,010 pu	0,078 pu	0,020 pu
"Kundur"	500 ms	0,130 pu	0 pu	0,108 pu	0,022 pu
"Kundur"	800 ms	0,094 pu	0 pu	0,073 pu	0,014 pu
"UFJF"	500 ms	0,126 pu	0 pu	0,104 pu	0,020 pu
"UFJF"	800 ms	0,090 pu	0 pu	0,072 pu	0 pu

A Figura 5.48 e a Tabela 5.15 apresentam os resultados dos desbalanços críticos de potência ativa para o relé de sub/sobrefrequência ajustado em $\pm 1,5$ Hz.

Figura 5.48 – Desbalanços Críticos de Potência para Ajuste do Relé de Sub/sobrefrequência em $\pm 1,5$ Hz.

Tabela 5.15 – Desbalanços Críticos de Potência: Ajuste do Relé de Sub/sobrefrequência em $\pm 1,5$ Hz.

Modelos de Cargas	Tempo Máximo de Detecção (TD)	Desbalanços Críticos de Potência			
		Caso (a)	Caso (b)	Caso (c)	Caso (d)
"Zcte"	500 ms	0,260 pu	0,108 pu	0,246 pu	0,126 pu
"Zcte"	800 ms	0,178 pu	0,044 pu	0,160 pu	0,066 pu
"ZctexFreq"	500 ms	0,274 pu	0,122 pu	0,258 pu	0,140 pu
"ZctexFreq"	800 ms	0,190 pu	0,060 pu	0,170 pu	0,080 pu
"L2"	500 ms	0,260 pu	0,134 pu	0,160 pu	0,150 pu
"L2"	800 ms	0,178 pu	0,044 pu	0,246 pu	0,090 pu
"L3"	500 ms	0,234 pu	0,150 pu	0,220 pu	0,160 pu
"L3"	800 ms	0,154 pu	0,072 pu	0,142 pu	0,096 pu
"L25"	500 ms	0,300 pu	0,180 pu	0,274 pu	0,241 pu
"L25"	800 ms	0,224 pu	0,134 pu	0,200 pu	0,162 pu
"Pred. I"	500 ms	0,292 pu	0,200 pu	0,264 pu	0,226 pu
"Pred. I"	800 ms	0,214 pu	0,140 pu	0,190 pu	0,170 pu
"Pred. P"	500 ms	0,278 pu	0,210 pu	0,254 pu	0,234 pu
"Pred. P"	800 ms	0,202 pu	0,152 pu	0,180 pu	0,174 pu
"Pred. Z"	500 ms	0,300 pu	0,180 pu	0,274 pu	0,214 pu
"Pred. Z"	800 ms	0,224 pu	0,134 pu	0,200 pu	0,162 pu
"Pred. Z=I=P"	500 ms	0,292 pu	0,200 pu	0,264 pu	0,226 pu
"Pred. Z=I=P"	800 ms	0,214 pu	0,140 pu	0,190 pu	0,170 pu
"Matlab"	500 ms	0,260 pu	0,170 pu	0,252 pu	0,170 pu
"Matlab"	800 ms	0,178 pu	0,080 pu	0,164 pu	0,090 pu
"Kundur"	500 ms	0,250 pu	0,134 pu	0,238 pu	0,150 pu
"Kundur"	800 ms	0,170 pu	0,070 pu	0,154 pu	0,086 pu
"UFJF"	500 ms	0,240 pu	0,124 pu	0,228 pu	0,140 pu
"UFJF"	800 ms	0,160 pu	0,058 pu	0,124 pu	0,074 pu

A Figura 5.49 e a Tabela 5.16 apresentam os resultados dos desbalanços críticos de potência ativa para o relé de sub/sobrefrequência ajustado em $\pm 3,0$ Hz.

Figura 5.49 – Desbalanços Críticos de Potência para Ajuste do Relé de Sub/sobrefrequência em $\pm 3,0$ Hz.

Tabela 5.16 – Desbalanços Críticos de Potência: Ajuste do Relé de Sub/sobrefrequência em $\pm 3,0$ Hz.

Modelos de Cargas	Tempo Máximo de Detecção (TD)	Desbalanços Críticos de Potência			
		Caso (a)	Caso (b)	Caso (c)	Caso (d)
"Zcte"	500 ms	0,430 pu	0,320 pu	0,420 pu	0,306 pu
"Zcte"	800 ms	0,280 pu	0,170 pu	0,270 pu	0,176 pu
"ZctexFreq"	500 ms	0,450 pu	0,330 pu	0,430 pu	0,340 pu
"ZctexFreq"	800 ms	0,304 pu	0,194 pu	0,290 pu	0,210 pu
"L2"	500 ms	0,440 pu	0,240 pu	0,420 pu	0,350 pu
"L2"	800 ms	0,290 pu	0,200 pu	0,280 pu	0,220 pu
"L3"	500 ms	0,410 pu	0,250 pu	0,400 pu	0,350 pu
"L3"	800 ms	0,270 pu	0,210 pu	0,260 pu	0,220 pu
"L25"	500 ms	0,540 pu	0,400 pu	0,470 pu	0,470 pu
"L25"	800 ms	0,400 pu	0,290 pu	0,350 pu	0,350 pu
"Pred. I"	500 ms	0,540 pu	0,400 pu	0,470 pu	0,480 pu
"Pred. I"	800 ms	0,400 pu	0,290 pu	0,350 pu	0,360 pu
"Pred. P"	500 ms	0,520 pu	0,420 pu	0,450 pu	0,490 pu
"Pred. P"	800 ms	0,390 pu	0,300 pu	0,330 pu	0,360 pu
"Pred. Z"	500 ms	0,540 pu	0,400 pu	0,470 pu	0,470 pu
"Pred. Z"	800 ms	0,400 pu	0,290 pu	0,350 pu	0,350 pu
"Pred. Z=I=P"	500 ms	0,540 pu	0,400 pu	0,470 pu	0,480 pu
"Pred. Z=I=P"	800 ms	0,400 pu	0,290 pu	0,350 pu	0,360 pu
"Matlab"	500 ms	0,460 pu	0,410 pu	0,450 pu	0,370 pu
"Matlab"	800 ms	0,300 pu	0,230 pu	0,290 pu	0,230 pu
"Kundur"	500 ms	0,430 pu	0,350 pu	0,420 pu	0,330 pu
"Kundur"	800 ms	0,280 pu	0,200 pu	0,270 pu	0,200 pu
"UFJF"	500 ms	0,420 pu	0,330 pu	0,410 pu	0,320 pu
"UFJF"	800 ms	0,260 pu	0,180 pu	0,260 pu	0,180 pu

A Figura 5.50 e a Tabela 5.17 apresentam os resultados dos desbalanços críticos de potência ativa para o relé ROCOF ajustado em 0,5 Hz/s.

Figura 5.50 – Desbalanços Críticos de Potência para Ajuste do Relé ROCOF em 0,5 Hz/s.

Tabela 5.17 – Desbalanços Críticos de Potência: Ajuste do Relé ROCOF em 0,5 Hz/s.

Modelos de Cargas	Tempo Máximo de Detecção (TD)	Desbalanços Críticos de Potência			
		Caso (a)	Caso (b)	Caso (c)	Caso (d)
"Zcte"	500 ms	0,110 pu	0 pu	0,080 pu	0,014 pu
"Zcte"	800 ms	0,074 pu	0 pu	0,070 pu	0,014 pu
"ZctexFreq"	500 ms	0,110 pu	0 pu	0,080 pu	0,014 pu
"ZctexFreq"	800 ms	0,074 pu	0 pu	0,055 pu	0,014 pu
"L2"	500 ms	0,094 pu	0 pu	0,070 pu	0,012 pu
"L2"	800 ms	0,060 pu	0 pu	0,054 pu	0,012 pu
"L3"	500 ms	0,070 pu	0 pu	0,052 pu	0,014 pu
"L3"	800 ms	0,050 pu	0 pu	0,044 pu	0,014 pu
"L25"	500 ms	0,100 pu	0,020 pu	0,076 pu	0 pu
"L25"	800 ms	0,060 pu	0,020 pu	0,058 pu	0 pu
"Pred. I"	500 ms	0,084 pu	0,014 pu	0,010 pu	0,012 pu
"Pred. I"	800 ms	0,062 pu	0,014 pu	0,010 pu	0,012 pu
"Pred. P"	500 ms	0,070 pu	0,010 pu	0,024 pu	0,024 pu
"Pred. P"	800 ms	0,066 pu	0,010 pu	0,024 pu	0,024 pu
"Pred. Z"	500 ms	0,010 pu	0,020 pu	0 pu	0 pu
"Pred. Z"	800 ms	0,060 pu	0,020 pu	0 pu	0 pu
"Pred. Z=I=P"	500 ms	0,084 pu	0,012 pu	0,066 pu	0,012 pu
"Pred. Z=I=P"	800 ms	0,060 pu	0,012 pu	0,066 pu	0,012 pu
"Matlab"	500 ms	0,094 pu	0,010 pu	0,074 pu	0 pu
"Matlab"	800 ms	0,070 pu	0,010 pu	0,054 pu	0 pu
"Kundur"	500 ms	0,090 pu	0 pu	0,070 pu	0 pu
"Kundur"	800 ms	0,056 pu	0 pu	0,052 pu	0 pu

A Figura 5.51 e a Tabela 5.18 apresentam os resultados dos desbalanços críticos de potência ativa para o relé ROCOF ajustado em 1,0 Hz/s.

Figura 5.51 – Desbalanços Críticos de Potência para Ajuste do Relé ROCOF em 1,0 Hz/s.

Tabela 5.18 – Desbalanços Críticos de Potência: Ajuste do Relé ROCOF em 1,0 Hz/s.

Modelos de Cargas	Tempo Máximo de Detecção (TD)	Desbalanços Críticos de Potência			
		Caso (a)	Caso (b)	Caso (c)	Caso (d)
"Zcte"	500 ms	0,130 pu	0 pu	0,110 pu	0,012 pu
"Zcte"	800 ms	0,094 pu	0 pu	0,080 pu	0,012 pu
"ZctexFreq"	500 ms	0,135 pu	0 pu	0,140 pu	0,012 pu
"ZctexFreq"	800 ms	0,100 pu	0 pu	0,090 pu	0,012 pu
"L2"	500 ms	0,122 pu	0 pu	0,100 pu	0,030 pu
"L2"	800 ms	0,098 pu	0 pu	0,100 pu	0,030 pu
"L3"	500 ms	0,070 pu	0,014 pu	0,090 pu	0,036 pu
"L3"	800 ms	0,084 pu	0,014 pu	0,090 pu	0,036 pu
"L25"	500 ms	0,146 pu	0,016 pu	0,134 pu	0,050 pu
"L25"	800 ms	0,146 pu	0,016 pu	0,134 pu	0,050 pu
"Pred. I"	500 ms	0,126 pu	0,012 pu	0,056 pu	0,06 pu
"Pred. I"	800 ms	0,126 pu	0,012 pu	0,056 pu	0,06 pu
"Pred. P"	500 ms	0,110 pu	0,030 pu	0,070 pu	0,070 pu
"Pred. P"	800 ms	0,110 pu	0,030 pu	0,070 pu	0,070 pu
"Pred. Z"	500 ms	0,146 pu	0,016 pu	0,044 pu	0,044 pu
"Pred. Z"	800 ms	0,146 pu	0,016 pu	0,044 pu	0,044 pu
"Pred. Z=I=P"	500 ms	0,130 pu	0,012 pu	0,110 pu	0,034 pu
"Pred. Z=I=P"	800 ms	0,130 pu	0,012 pu	0,110 pu	0,034 pu
"Matlab"	500 ms	0,120 pu	0,010 pu	0,106 pu	0,020 pu
"Matlab"	800 ms	0,100 pu	0,010 pu	0,090 pu	0,020 pu
"Kundur"	500 ms	0,120 pu	0 pu	0,100 pu	0,024 pu
"Kundur"	800 ms	0,090 pu	0 pu	0,084 pu	0,024 pu

A Figura 5.52 e a Tabela 5.19 apresentam os resultados dos desbalanços críticos de potência ativa para o relé ROCOF ajustado em 1,5 Hz/s.

Figura 5.52 – Desbalanços Críticos de Potência para Ajuste do Relé ROCOF em 1,5 Hz/s.

Tabela 5.19 – Desbalanços Críticos de Potência: Ajuste do Relé ROCOF em 1,5 Hz/s.

Modelos de Cargas	Tempo Máximo de Detecção (TD)	Desbalanços Críticos de Potência			
		Caso (a)	Caso (b)	Caso (c)	Caso (d)
"Zcte"	500 ms	0,056 pu	0 pu	0,132 pu	0,034 pu
"Zcte"	800 ms	0,120 pu	0 pu	0,114 pu	0,034 pu
"ZctexFreq"	500 ms	0,064 pu	0,006 pu	0,140 pu	0,034 pu
"ZctexFreq"	800 ms	0,132 pu	0,006 pu	0,122 pu	0,034 pu
"L2"	500 ms	0,150 pu	0,020 pu	0,132 pu	0,050 pu
"L2"	800 ms	0,130 pu	0,020 pu	0,120 pu	0,050 pu
"L3"	500 ms	0,130 pu	0,034 pu	0,112 pu	0,060 pu
"L3"	800 ms	0,114 pu	0,034 pu	0,110 pu	0,060 pu
"L25"	500 ms	0,194 pu	0,040 pu	0,176 pu	0,064 pu
"L25"	800 ms	0,194 pu	0,040 pu	0,176 pu	0,064 pu
"Pred. I"	500 ms	0,170 pu	0,056 pu	0,076 pu	0,080 pu
"Pred. I"	800 ms	0,170 pu	0,056 pu	0,076 pu	0,080 pu
"Pred. P"	500 ms	0,152 pu	0,070 pu	0,090 pu	0,090 pu
"Pred. P"	800 ms	0,152 pu	0,070 pu	0,090 pu	0,090 pu
"Pred. Z"	500 ms	0,190 pu	0,038 pu	0,064 pu	0,062 pu
"Pred. Z"	800 ms	0,190 pu	0,038 pu	0,064 pu	0,062 pu
"Pred. Z=I=P"	500 ms	0,170 pu	0,056 pu	0,154 pu	0,080 pu
"Pred. Z=I=P"	800 ms	0,170 pu	0,056 pu	0,154 pu	0,080 pu
"Matlab"	500 ms	0,150 pu	0,022 pu	0,134 pu	0,062 pu
"Matlab"	800 ms	0,132 pu	0,022 pu	0,120 pu	0,062 pu
"Kundur"	500 ms	0,140 pu	0,020 pu	0,124 pu	0,050 pu
"Kundur"	800 ms	0,128 pu	0,020 pu	0,110 pu	0,050 pu

Os resultados mostram que de acordo com cada ajuste dos relés, algumas cargas causam maior ou menor impacto na detecção do ilhamento, quando comparadas entre si.

As condições dos casos (a) e (c) (DPDQ e EPEQ) são as mais críticas, no qual os relés terão maior dificuldade em detectar o ilhamento, pois possuem valores maiores de desbalanços críticos de potência do que os casos (b) e (d) (EPDQ e DPEQ).

As condições críticas devem ser levadas em consideração ao elaborar os estudos de proteção anti-ilhamento, pois quando se preveem os piores casos, os ajustes podem ser adequados a essas condições e tornar a proteção mais eficiente na detecção do ilhamento.

Capítulo 6

Conclusões

A análise da influência dos parâmetros de frequência mostrou que o parâmetro K_{pf} , relacionado à potência ativa, influencia de forma determinante o desempenho dos relés de frequência anti-ilhamento; já o parâmetro de frequência K_{qf} , relacionado à potência reativa, não tem influência significativa no desempenho dos relés de frequência anti-ilhamento.

Foi observado que quanto maior o valor de K_{pf} , maior é o tempo de detecção do ilhamento, e mais conservadores são os resultados das curvas de desempenho.

Observou-se também que as cargas dependentes da frequência apresentaram resultados mais conservadores do que as cargas que são dependentes da tensão. Em geral, quanto menor o desbalanço de potência ativa, e quanto maior o ajuste da proteção, mais as curvas de cargas dependentes da tensão se distanciam das curvas de cargas dependentes da frequência. Isso ocorre devido à influência dos fatores K_{pf} e K_{qf} que faz com que a variação da frequência seja mais lenta fazendo com que o relé de frequência demore mais tempo para atuar.

Associadas às características das cargas, estão às condições de carga e geração no sistema ilhado, ou seja, as possíveis combinações de déficit e excesso de potência ativa e reativa, que se encontra o sistema no instante do ilhamento. Estas condições têm grande influência no desempenho dos relés baseados em medidas de frequência.

Dependendo das combinações de déficit e excesso de potência ativa e reativa os resultados podem ser mais otimistas ou mais pessimistas.

Em aplicações em que se desconhece o tipo da carga do sistema elétrico, e tendo em vista a dificuldade em prever se ocorrerá excesso ou déficit de potência ativa e reativa no sistema ilhado, os casos mais conservadores devem ser utilizados para avaliar e/ou projetar um sistema de proteção anti-ilhamento.

Como o ideal é que se utilize um modelo de carga composto que permita a representação da grande variedade de características exibidas pelos vários componentes da carga, foram analisados e apresentados vários modelos de cargas com características que formam grupos ou classes de cargas, como as cargas residenciais, comerciais e industriais.

Na análise do modelo polinomial *ZIP*, conclui-se que não houve grandes alterações nas curvas de desempenho ao ser comparado com um dos modelos mais conservadores desse trabalho (Carga “*L25*”), e vale lembrar que esse modelo permitiu agregar a presença de três modelos de cargas diferentes (*Zcte*, *Icte* e *Pcte*).

Diante dos resultados obtidos com o modelo polinomial *ZIP* seria aconselhado adota-lo para estudos de proteção anti-ilhamento, bem como os parâmetros do modelo de carga exponencial dependente da frequência “*L25*”, que apresentou os resultados mais conservadores nas análises realizadas.

Outro fator importante a ser considerado é a presença das cargas dinâmicas, como os motores de indução, pois ao acrescentar os motores nas simulações concluiu-se que o tempo de detecção do ilhamento aumenta e torna a detecção do ilhamento mais difícil. Assim, em sistemas em que há a predominância de motores de indução sobre as demais cargas, recomenda-se a utilização dos modelos dinâmicos dos motores em estudos de proteção anti-ilhamento.

Ao comparar os relés de sub/sobrefrequência e o relé de taxa de variação da frequência, foi observado que as curvas de desempenho ficaram mais espaçadas nos resultados obtidos para o relé de sub/sobrefrequência, quando comparadas com as curvas do relé de taxa de variação da frequência. Isso demonstra que o relé *ROCOF* é mais sensível às variações da frequência. Contudo, as conclusões sobre a influência das cargas na proteção anti-ilhamento foram as mesmas para ambos os tipos de relés empregados neste trabalho.

Outra observação é que o relé de taxa de variação da frequência apresenta os menores desbalanços crítico de potência quando comparado ao relé de sub/sobrefrequência, e que quanto menor o desbalanço crítico de potência ativa mais eficiente é o relé para detectar ilhamentos naquele sistema elétrico.

Perante as análises realizadas neste trabalho é recomendado que nos estudos de esquemas de proteção anti-ilhamento, é importante que o engenheiro de proteção considere os casos e situações mais críticas.

6.1 Trabalhos Futuros

Prosseguindo nessa linha de pesquisa, este trabalho poderá ser continuado através dos estudos que são sugeridos a seguir:

- Concluir os estudos utilizando outros modelos de relés, como o relé de deslocamento de fase ou “Salto de Vetor” que é baseado em medidas de frequência e o relé de sub/sobretensão que é baseado em medidas de tensão;
- Como o parâmetro de frequência K_{pf} , relacionado à potência ativa, influenciou de forma determinante o desempenho dos relés de frequência anti-ilhamento, que são fortemente influenciados pelo desbalanço da potência ativa no sistema ilhado, verificar se o parâmetro K_{qf} , relacionado à potência reativa, terá influência no desempenho dos relés de tensão, que são fortemente influenciados pelo desbalanço da potência reativa;
- Verificar a influência de cargas não lineares no desempenho da proteção anti-ilhamento;
- Analisar o impacto do regulador de velocidade do gerador considerando tempos maiores de detecção de ilhamento, pois o tempo de resposta do mesmo não ocorre instantaneamente. Lembrando que o mesmo foi desprezado neste trabalho, pois o intervalo das simulações foi pequeno, 1,25 segundos;
- Os relés de frequência e tensão são sensibilizados pelo desbalanço da potência, então seria interessante analisar de que forma um sistema elétrico desequilibrado por suas cargas poderia afetar na proteção anti-ilhamento.

Referências Bibliográficas

ALABOUDY, A. H. K.; ZEINELDIN, H. H., “Islanding Detection for Inverter-Based DG Coupled With Frequency-Dependent Static Loads”, *Trans. on Power Delivery*, vol. 26, no. 2, pp. 1053-1063, April 2011.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST). Módulo 8: Qualidade da Energia Elétrica, p.62, 2010.

AMARAL, M. B., “Modelagem Estática de Carga por Meio de Medição Sistematizada, seus Impactos e Benefícios”, Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Juiz de Fora, Juiz de Fora, 2004.

AREFIFAR, S. A., “Online Measurement and Monitoring of Power System Impedance and Load Model Parameters”, Tese de Doutorado em Sistemas Elétricos, Universidade de Alberta, Canadá, 2010.

BELTRAN, H.; GIMENO, F.; SEGUÍ-CHILET, S.; TORRELO, J. M., “Review of the Islanding Phenomenon Problem for Connection of Renewable Energy Systems”, *International Conference on Renewable Energies and Power Quality*, vol. 201, April 2006.

BRIGHT, C. G., “COROCOF: Comparison of Rate of Change of Frequency Protection. A Solution to the Detection of Loss of Mains”, In: *IEE International Conference on Developments in Power System Protection*, Amsterdam, no. 7, pp. 70-73, 2001.

CIGRÉ Working Group 37.23. Impact of Increasing Contribution of Dispersed Generation on the Power System. *CIGRÉ - Relatório Técnico*, 1999.

CIREN Working Group 4. Dispersed Generation. *CIREN - Relatório Técnico*, 1999.

DE MANGO F.; LISERRE, M.; AQUILA, A. D., “Overview of Anti-islanding Algorithms for PV Systems Part I: Passive Methods”, In: Proc. 12th Int. Power Electron. Motion Control Conf., pp. 1878–1883, September 2006.

Electricity Association G75/1. “Recommendations for the Connection of Embedded Generating Plant to Public Distribution Systems Above 20 kV or with Outputs Over 5 MW”, *Electricity Association Standard*, Reino Unido, 2003.

HURLEY, J. D.; BIZE, L. N.; MUMMERT, C. R., “The adverse effects of excitation system VAR and power factor controller”, *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol.14, no. 4, 1999.

HYDRO ONE, Distributed Generation Technical Interconnection Requirements – Interconnection at Voltages 50 kV and Below, pp. 161, February 2009.

IEEE Application Guide for IEEE Std 1547. IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems. IEEE Std 1547.2-2008, p.1-207, April 2009.

IEEE Application Guide for IEEE Std 1547. IEEE Guide for Design, Operation, and Integration of Distributed Resource Island Systems with Electric Power Systems. IEEE Std 1547.4-2011, p.1-54, July 2011.

IEEE Application Guide for IEEE Std 1547. IEEE Recommended Practice for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems Distribution Secondary Networks. IEEE Std 1547.6-2011, p.1-38, Sept. 2011.

IEEE Task Force on Load Representation for Dynamic Performance, “Load Representation for Dynamic Performance Analysis”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 8, no. 2, pp. 472-482, May 1993.

ISHIBASHI, A.; IMAI, M.; OMATA, K.; SATO, S.; TAKAGI, T.; NAKACHI, Y.; OGAWA, S., “New Type of Islanding Detection System for Distributed Generation Based on

Voltage Angle Difference Between Utility Network and Distributed Generation Site”, In: International Conference on Developments in Power System Protection, Amsterdam, no. 8, pp. 542-545, 2004.

JENKINS, N.; ALLAN, R., CROSSLEV, P.; KIRSCHEN, D.; STRBAC, G., *Embedded Generation, Power and Energy Series 31*, London: The Institution of Electrical Engineers – IEE, Reino Unido, 2000.

KUNDUR, P., *Power System Stability and Control*. New York: McGraw-Hill, Inc., 1994, p. 1176.

MENON, V.; NEHRIR, M. H., “A Hybrid Islanding Detection Technique Using Voltage Unbalance and Frequency Set Point”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 22, no. 1, pp. 442–448, February 2007.

NEVES, M. S., “Modelagem de Carga em Sistemas de Energia Elétrica: Modelo Matemático e sua Validação com Testes de Campo”, Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Juiz de Fora, Juiz de Fora, 2008.

Norma Técnica de Distribuição da CPFL Energia, Ligação de Autoprodutores em Paralelo com o Sistema de Distribuição da CPFL, versão 1.3, Fevereiro 2007.

PADILHA, L. N., “Análise Comparativa de Estratégias para Regulação de Tensão em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica na Presença de Geradores Distribuídos”, Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica, Universidade de São Paulo, Escola de Engenharia de São Carlos, São Carlos, 2010.

PIGAZO, A.; LISERRE, M.; MASTROMAURO, R. A.; MORENO, V. M., “Wavelet-based Islanding Detection in Grid-connected PV Systems”, *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 59, no. 11, pp. 4445–4455, November 2009.

SALLES, N. J., “Modelagem Multiambiente de Sistemas de Proteção para Ilhamento Intencional de Geradores Síncronos Distribuídos”, Tese de Doutorado em Engenharia

Elétrica, Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação da Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2013.

SEG. NX2 – Mains Decoupling Relay. Disponível em: <[http:// www.doc.newageavkseg.com/do.Kupdf/progs/docserve/start_frame_e.htm](http://www.doc.newageavkseg.com/do.Kupdf/progs/docserve/start_frame_e.htm)>, acesso Abril 2008.

SIEMENS. Siprotec 7RW600 – vol. 01 – Numerical Voltage, Frequency and Overflux Relay: Instruction Manual, 1997.

STEVENSON, W. D., *Elements of Power System Analysis*. Michigan: McGraw-Hill series in electrical engineering: Power and energy, vol. 2, 1982.

TRINDADE, F. C. L.; MEIRA, P. C. M.; FREITAS, W.; VIEIRA, J.C.M., “Control Systems Analysis of Industrial Plants with Synchronous Generators During Islanded Operation”, In: *2010 IEEE Pes General Meeting*, Minneapolis. Proceedings... [S. l.: s. n.]. p. 1-8, 2010.

TransÉnergie Technologies Inc “SimPowerSystems User's Guide”. Disponível em: <<http://www.mathworks.com>>, 2014.

VIEIRA JR., J. C. M., “Metodologia para Ajustes e Avaliação do Desempenho de Relés de Proteção Anti-ilhamento de Geradores Síncronos Distribuídos”, Tese de Doutorado em Engenharia Elétrica, Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação da Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2006.

VIEIRA JR., J. C. M., “Detecção de Ilhamento de Geradores Distribuídos: Uma Revisão Bibliográfica Sobre o Tema”, *Revista Eletrônica de Energia – UNIFACS Universidade Salvador*, vol. 1, no. 1, pp. 3 -14, Julho/Dezembro 2011.

WALLING, R. A.; MILLER, N. W., “Distributed Generation islanding – implications on Power system dynamic performance”, In: *Proc. 2002 IEEE Power Engineering Society Summer Meeting Conf.*, pp. 92-96, 2002.

WANG, X.; FREITAS, W.; XU, W.; DINAHAHI, V., “Impact of DG Interface Controls on the Sandia Frequency Shift Antiislanding Method”, *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 22, no. 3, pp. 792–794, September 2007.

XU, W.; MAUCH, K.; MARTEL, S., “An assessment of distributed generation islanding detection methods and issues for Canada”, CANMET Energy Technology Centre - Varennes, 2004-074 (TR), Natural Resources Canada 2004.

XU, W.; ZHANG, G.; LI, C.; WANG, W., “A Power Line Signaling Based Technique for Anti-Islanding Protection of Distributed Generators-Part I: Scheme and Analysis”, *IEEE Trans. on Power Delivery*, vol. 22, no. 3, pp. 1758-1766, July 2007.

YIN, J.; CHANG, L.; DIDUCH, C., “Recent Developments in Islanding Detection for Distributed Power Generation”, In: *Large Engineering Systems Conference on Power Engineering (Lescope-2004)*, Halifax, pp. 124-128, 2004.

ZEINELDIN, H. H.; KIRTLEY JR., J. L., “Performance of the OVP/UDP and OFP/UDP Method With Voltage and Frequency Dependent Loads”, *IEEE Trans. on Power Delivery*, vol. 24, no. 2, pp. 772-778, April 2009.

ZEINELDIN, H. H.; SALAMA, M. M. A., “Impact of Load Frequency Dependence on the NDZ and Performance of the SFS Islanding Detection Method”, *IEEE Trans. on Industrial Electronics*, vol. 58, no. 1, pp. 139-146, January 2011.

ZEINELDIN, H. H.; KENNEDY, S., “Sandia Frequency Shift Parameter Selection to Eliminate Non-Detection Zones”, *IEEE Trans. Power Delivery*, vol. 24, no. 1, pp. 486–487, January 2009.

Apêndice

Dados do Sistema Elétrico

Neste apêndice os dados do sistema elétrico utilizado nas simulações desta dissertação são apresentados.

A.1 O Sistema Elétrico

O sistema elétrico é apresentado no diagrama unifilar da Figura A.1.

Figura A.1 – Diagrama Unifilar do Sistema Elétrico.

Os dados do sistema elétrico são apresentados nas tabelas seguintes. A forma como esses dados estão referenciados nas tabelas estão de acordo com a nomenclatura do programa *SimPowerSystems*.

As tensões nodais e os valores nominais das cargas podem ser obtidos na Figura A.1.

Tabela A.1 – Dados do Sistema Equivalente da Concessionária.

Tensão Nominal (kV)	132
Potência de Curto-Circuito (MVA)	1500
Resistência (Ω)	0
Indutância (mH)	30,80

Tabela A.2 - Dados dos Transformadores do Sistema.

	Transformador 132 KV/33 kV	Transformador 33 KV/0,69 kV
Potência Nominal (MVA)	100	50
Conexão do primário	Triângulo	Triângulo
Tensão nominal do primário (kV)	132	33
Resistência do primário (pu)	0	0
Indutância do primário (pu)	0,02	0,02
Conexão do secundário	Estrela com neutro aterrado	Estrela com neutro aterrado
Tensão nominal do secundário (kV)	33	0,69
Resistência do secundário (pu)	0	0
Indutância do secundário (pu)	0,02	0,02

Tabela A.3 - Dados das Linhas do Sistema

	Linha 1	Linha 2
Resistência (Ω/km)	0,3645	0,486
Reatância indutiva (Ω/km)	1,5664	2,0885
Comprimento (km)	1,00	1,00

Tabela A.4 - Dados do Gerador Síncrono.

Tipo do gerador	Pólos lisos
Número de pares de pólos	2
Potência nominal (MVA)	30
Tensão nominal (V)	690
Constante de inércia (s)	1,5
X_d (pu)	1,400
X'_d (pu)	0,231
X''_d (pu)	0,118
X_q (pu)	1,372
X'_q (pu)	0,800
X''_q (pu)	0,118
T'_{do} (s)	5,500
T''_{do} (s)	0,0500
T'_{qo} (s)	1,250
T''_{qo} (s)	0,190
Resistência do estator (pu)	0,014
Reatância de dispersão (pu)	0,050

Tabela A.5 - Parâmetros do Sistema de Excitação do Gerador.

Constante de tempo do filtro passa-baixa de entrada do regulador – T_r (s)	0,005
Ganho do regulador – K_a	270
Constante de tempo do regulador – T_a (s)	0,1
Ganho da excitatriz – K_e	1
Constante de tempo da excitatriz – T_e (s)	0,65
T_b (s)	0
T_c (s)	0
Ganho do bloco de amortecimento – K_f	0,048
Constante de tempo do bloco de amortecimento – T_f(s)	0,95
Limite superior da saída do regulador – V_{RMAX} (pu)	7
Limite inferior da saída do regulador – V_{RMIN} (pu)	- 4