



Universidade Estadual de Campinas
Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação
Departamento de Sistemas de Energia Elétrica

Metodologias para Ajuste e Avaliação do Desempenho de Relés de Proteção Anti- Ilhamento de Geradores Síncronos Distribuídos

Autor:

José Carlos de Melo Vieira Júnior

Orientadores

Prof. Dr. André Luiz Morelato França (Orientador)

Prof. Dr. Walmir de Freitas Filho (Co-orientador)

Tese apresentada à Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação da UNICAMP como parte dos requisitos exigidos para a obtenção do título de Doutor em Engenharia Elétrica

Banca Examinadora:

Prof. Dr. André Luiz Morelato França (Presidente)	– FEEC/UNICAMP
Prof. Dr. Denis Vinicius Coury	– EESC/USP
Prof. Dr. Sandoval Carneiro Júnior	– COPPE/UFRJ
Prof. Dr. Fujio Sato	– FEEC/UNICAMP
Prof. Dra. Maria Cristina Dias Tavares	– FEEC/UNICAMP
Prof. Dr. Sigmar Maurer Deckmann	– FEEC/UNICAMP

Campinas, 10 de Março de 2006.

FICHA CATALOGRÁFICA ELABORADA PELA
BIBLIOTECA DA ÁREA DE ENGENHARIA E ARQUITETURA - BAE - UNICAMP

V673m Vieira Júnior, José Carlos de Melo
Metodologias para ajuste e avaliação do desempenho de relés de proteção anti-ilhamento de geradores síncronos distribuídos / José Carlos de Melo Vieira Júnior. -- Campinas, SP: [s.n.], 2006.

Orientadores: André Luiz Morelato França, Waldir de Freitas Filho
Tese (doutorado) - Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação.

1. Energia elétrica – Distribuição. 2. Geração distribuída de energia elétrica. 3. Sistemas de energia elétrica - Proteção. 4. Relés de proteção. 5. Máquinas elétricas síncronas. I. França, André Luiz Morelato. II. Freitas Filho, Waldir de. III. Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação. IV. Título.

Título em Inglês: Methods for setting and evaluating the performance of anti-islanding protection relays of distributed synchronous generators

Palavras-chave em Inglês: Distribution systems, Synchronous generator, Distributed generation, Power system protection, Islanding, Protection relays

Área de concentração: Energia Elétrica

Titulação: Doutor em Engenharia Elétrica

Banca examinadora: Denis Vinicius Coury, Sandoval Carneiro Júnior, Fujio Sato, Maria Cristina Dias Tavares e Sigmar Maurer Deckmann

Data da defesa: 10/03/2006

Resumo

Uma das principais funções dos sistemas de proteção de geradores distribuídos conectados em redes de subtransmissão ou de distribuição de energia elétrica é desconectá-los tão logo uma situação de ilhamento seja detectada. O ilhamento ocorre quando parte da rede elétrica é desconectada do restante do sistema da concessionária, mas continua a ser energizada por um ou mais geradores distribuídos conectados a ela, formando um subsistema isolado da concessionária. Esta ocorrência deve ser evitada porque coloca em risco a segurança de pessoas e equipamentos e pode deteriorar a qualidade da energia suprida aos consumidores locais. Neste contexto, esta tese de doutorado propõe novas metodologias para avaliar de forma sistemática e ajustar alguns dos principais relés de proteção anti-ilhamento de geradores síncronos. As técnicas analisadas compreendem os relés de deslocamento de fase ou “salto de vetor”, relés de taxa de variação de frequência, relés de sub/sobrefrequência convencionais e os relés de sub/sobretensão convencionais. A aplicação das metodologias desenvolvidas mostrou que elas são ferramentas eficientes para avaliar e determinar o desempenho desses relés quanto à detecção de ilhamentos, auxiliando na seleção dos esquemas de proteção e ajustes mais adequados.

Abstract

One of the main functions of distributed generators' protection systems is the capability to disconnect the generators immediately after an islanding occurrence is detected. Islanding occurs when a portion of the distribution system is disconnected from the utility grid, yet remains energized by one or more distributed generators connected to it. This operating condition should be avoided because it poses safety risks to utility personnel and equipments as well as it can cause power quality problems to the local costumers. In this context, this thesis proposes new methodologies to systematically evaluate and adjust some anti-islanding techniques applied to synchronous generators. The techniques analyzed are the under/over frequency relays, the rate of change of frequency (ROCOF) relays, the vector surge or vector jump relays and the under/overvoltage relays. The results have shown that the proposed methodologies can be efficient tools to evaluate and to determine the performance of these anti-islanding relays, consequently, they can help protection engineers to select the most proper protection devices and their settings.

Agradecimentos

- Aos professores André Luiz Morelato França e Walmir de Freitas Filho pela excelente orientação, amizade e pelas boas oportunidades de crescimento profissional que me proporcionaram;
- Ao professor Wilsun Xu, da Universidade de Alberta (Canadá), por sua cooperação na realização das pesquisas apresentadas nesta tese;
- Ao amigo Eduardo Nobuhiro Asada pela amizade, incentivo e impecável organização e manutenção do laboratório Alcir Monticelli (LE-47), onde as simulações foram desenvolvidas;
- Aos amigos Ana Carolina e Madson pela amizade, incentivo e convivência durante todo o tempo de realização deste trabalho;
- Aos demais amigos do Departamento de Sistemas de Energia Elétrica da UNICAMP pela boa convivência;
- Aos amigos da empresa FIGENER S/A Engenheiros Associados;
- À Pró-Reitoria de Pós-Graduação da UNICAMP (PRPG) pela criação do Programa Piloto de Bolsas para Instrutores Graduados, o qual foi responsável pela concessão da bolsa de doutorado;
- À Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de São Paulo (FAPESP) e ao Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq) pelo apoio financeiro.

*Para Valéria,
Por todo seu amor,
carinho, paciência e
compreensão...*

Índice

CAPÍTULO 1	1
INTRODUÇÃO	1
1.1 Justificativas e Objetivos	3
1.2 Organização da Tese	4
CAPÍTULO 2	7
DETECÇÃO DE ILHAMENTO EM SISTEMAS ELÉTRICOS	7
2.1 Impactos da Não Detecção de Ilhamentos.....	8
2.1.1 Religamento Automático	9
2.1.2 Redução dos Níveis de Curto-Circuito	10
2.2 Revisão das Técnicas de Detecção de Ilhamentos em Geração Distribuída	11
2.2.1 Técnicas Remotas.....	12
2.2.2 Técnicas Locais.....	14
2.3 Revisão dos Métodos Empregados para Avaliar Técnicas de Detecção de Ilhamentos	18
2.4 Discussão Adicional	20
CAPÍTULO 3	23
MODELAGEM DO SISTEMA ELÉTRICO.....	23
3.1 O SimPowerSystems.....	23
3.2 Modelagem dos Componentes de Rede.....	25
3.2.1 Transformadores	25
3.2.2 Alimentadores	25
3.2.3 Cargas Elétricas	25
3.2.4 Gerador Síncrono.....	26
3.2.5 Excitatriz e Regulador Automático de Tensão	27
3.3 Modelagem dos Relés Baseados em Medidas de Frequência.....	30
3.3.1 Relé de Deslocamento de Fase ou “Salto de Vetor”	30
3.3.2 Relé de Taxa de Variação de Frequência	34
3.3.3 Relé de Sub/Sobrefrequência.....	36
3.4 Modelagem dos Relés Baseados em Medidas de Tensão	37
3.4.1 Relé de Sub/Sobretensão	37
3.5 Sistemas Elétricos.....	39
3.5.1 Sistema 1	39
3.5.2 Sistema 2.....	39
3.6 Discussão Adicional	41
CAPÍTULO 4.....	43
MÉTODO DAS CURVAS DE DESEMPENHO	43
4.1 Curvas de Desempenho de Relés Baseados em Medidas de Frequência	44
4.2 Aplicação das Curvas de Desempenho de Relés Baseados em Medidas de Frequência	50

4.2.1	Constante de Inércia do Gerador	50
4.2.2	Cargas Dependentes da Tensão	53
4.2.3	Modo de Controle da Excitatriz do Gerador.....	60
4.2.4	Variação do Fator de Potência das Cargas	62
4.2.5	Variação da Relação X/R e do Comprimento do Alimentador.....	63
4.2.6	Atuação Temporizada dos Relés.....	67
4.2.7	Análise Comparativa dos Diferentes Relés Baseados em Medidas de Frequência.....	70
4.3	Curvas de Desempenho de Relés Baseados em Medidas de Tensão.....	72
4.4	Aplicação das Curvas de Desempenho de Relés de Tensão.....	74
4.4.1	Constante de Inércia do Gerador	75
4.4.2	Cargas Dependentes da Tensão	76
4.4.3	Modo de Controle da Excitatriz do Gerador.....	80
4.4.4	Variação do Fator de Potência das Cargas	82
4.4.5	Variação da Relação X/R e do Comprimento do Alimentador.....	86
4.4.6	Atuação Temporizada do Relé de Tensão.....	89
4.5	Conclusões.....	90
CAPÍTULO 5		93
MÉTODOS ANALÍTICOS PARA RELÉS BASEADOS EM MEDIDAS DE FREQUÊNCIA.....		93
5.1	Desenvolvimento das Fórmulas Analíticas	93
5.1.1	Relé de Sub/Sobrefrequência.....	94
5.1.2	Relé de Taxa de Variação de Frequência	96
5.1.3	Relé de Deslocamento de Fase.....	98
5.1.4	Utilidade das Fórmulas Analíticas.....	100
5.1.5	Validação das Fórmulas Analíticas	100
5.2	Fórmula Empírica para Casos Genéricos	104
5.2.1	Relé de Sub/Sobrefrequência.....	104
5.2.2	Relé de Taxa de Variação de Frequência	107
5.2.3	Relé de Deslocamento de Fase.....	108
5.2.4	Validação das Fórmulas Empíricas.....	109
5.3	Conclusões.....	114
CAPÍTULO 6		115
MÉTODO DA REGIÃO DE APLICAÇÃO.....		115
6.1	Critérios para a Proteção de Geradores Distribuídos.....	116
6.2	Determinação da Região de Aplicação	117
6.2.1	Região de Aplicação de Relés Baseados em Medidas de Frequência	117
6.2.2	Região de Aplicação de Relés de Tensão.....	120
6.3	Utilização da Região de Aplicação de Relés Baseados em Medidas de Frequência .	121
6.3.1	Utilização da Região de Aplicação para Minimizar o Desbalanço Crítico de Potência Ativa.....	123
6.3.2	Utilização da Região de Aplicação para Minimizar o Risco de Atuações Indevidas dos Relés Baseados em Medidas de Frequência	126
6.3.3	Coordenação de Relés Baseados em Medidas de Frequência.....	130
6.4	Conclusões.....	131

CAPÍTULO 7	135
MÉTODO DA ZONA DE NÃO-DETECÇÃO	135
7.1 Obtenção das Zonas de Não Detecção	135
7.1.1 Zonas de Não Detecção de Relés Baseados em Medidas de Frequência	138
7.1.2 Zonas de Não Detecção de Relés de Tensão.....	141
7.2 Exemplos de Aplicação do Método da Zona de Não Detecção	144
7.2.1 Cargas Dependentes da Tensão	144
7.2.2 Avaliação da Influência do Modo de Controle do Regulador de Tensão.....	148
7.2.3 Esquema Híbrido de Proteção Anti-Ilhamento Composto por Relé de Frequência e Relé de Tensão	152
7.2.4 Avaliação do Desempenho de Diferentes Relés Baseados em Medidas de Frequência	154
7.2.5 Aplicação do Método da Zona de Não Detecção no Sistema 2	155
7.3 Conclusões	159
CAPÍTULO 8	161
MÉTODO DA REGIÃO DE APLICAÇÃO GENERALIZADA	161
8.1 Região de Aplicação no Plano $\Delta Q \times \Delta P$	161
8.2 Utilização do Método da Região de Aplicação Generalizada.....	165
8.2.1 Utilização do Método da Região de Aplicação Generalizada para Minimizar o Desbalanço Crítico de Potência Ativa.....	167
8.2.2 Utilização do Método da Região de Aplicação Generalizada para Minimizar Riscos de Atuações Indevidas dos Relés	169
8.2.3 Coordenação de Relés Baseados em Medidas de Frequência.....	171
8.2.4 Emprego do Método da Região de Aplicação Generalizada no Sistema 2	173
8.3 Conclusões	174
CAPÍTULO 9	177
CONSIDERAÇÕES FINAIS E CONCLUSÕES	177
9.1 Sugestões para Trabalhos Futuros	179
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	181
APÊNDICE A.....	187
DADOS DOS SISTEMAS ELÉTRICOS.....	187
A.1 Sistema 1	187
A.2 Sistema 2	191
APÊNDICE B	195
DIVULGAÇÃO DO TRABALHO EM PERIÓDICOS E EVENTOS CIENTÍFICOS..	195
B.1 Publicações em Periódicos	195
B.2 Publicações em Eventos Científicos.....	196
B.3 Demais Publicações.....	196

Índice de Figuras

Figura 2.1 - Religamento de um gerador de 30 MVA fora de sincronismo com a concessionária: forma de onda de corrente do gerador.....	9
Figura 2.2 - Religamento de um gerador de 30 MVA fora de sincronismo com a concessionária: conjugado eletromagnético do gerador.	10
Figura 2.3 - Corrente no ramal de distribuição de energia considerando operação isolada e em paralelo com a concessionária, antes e após a ocorrência de um curto-circuito trifásico.	11
Figura 3.1 - Interconexão entre os modelos lineares e não lineares.	24
Figura 3.2 - Diagrama esquemático do sistema de controle de excitação de um gerador síncrono.....	28
Figura 3.3 - Diagrama de blocos simplificado do sistema de excitação IEEE tipo DC1A.....	30
Figura 3.4 - Gerador síncrono operando em paralelo com o sistema de distribuição.	31
Figura 3.5 - Fasores da tensão interna e terminal do gerador: (a) antes da abertura do disjuntor; (b) após a abertura do disjuntor.....	31
Figura 3.6 - Forma de onda da tensão terminal após o ilhamento e sistema de medição ciclo a ciclo do relé de deslocamento de fase.....	32
Figura 3.7 - Representação gráfica do algoritmo de processamento de relés de deslocamento de fase.	33
Figura 3.8 - Diagrama esquemático da lógica de operação do relé de deslocamento de fase.	33
Figura 3.9 - Esquema simplificado de um relé de taxa de variação de frequência.....	34
Figura 3.10 - Sinal de entrada para o modelo computacional do relé tipo df/dt	35
Figura 3.11 - Esquema simplificado de um relé de sub/sobrefrequência.....	36
Figura 3.12 - Esquema simplificado de um relé de sub/sobretensão.....	38
Figura 3.13 - Diagrama unifilar do Sistema 1.....	39
Figura 3.14 - Diagrama unifilar do Sistema 2.....	40
Figura 4.1 - Curvas de tempo de detecção <i>versus</i> desbalanço de potência ativa para o relé de sub/sobrefrequência.....	45
Figura 4.2 - Curvas de tempo de detecção <i>versus</i> desbalanço de potência ativa para o relé tipo df/dt	46
Figura 4.3 - Curvas de tempo de detecção <i>versus</i> desbalanço de potência ativa para o relé de deslocamento de fase.....	46
Figura 4.4 - Curva de desempenho típica de um relé de frequência ajustado em $\pm 2,5$ Hz.	47
Figura 4.5 - Desbalanços críticos de potência ativa para diversos ajustes do relé de frequência.	47
Figura 4.6 - Curvas de tempo de detecção <i>versus</i> desbalanço de potência reativa para o relé de sub/sobrefrequência.....	48
Figura 4.7 - Curvas de tempo de detecção <i>versus</i> desbalanço de potência reativa para o relé tipo df/dt	49
Figura 4.8 - Curvas de tempo de detecção <i>versus</i> desbalanço de potência reativa para o relé de deslocamento de fase.....	49
Figura 4.9 - Impacto da constante de inércia do gerador no desempenho de relés baseados em medidas de frequência.	51
Figura 4.10 - Impacto de diferentes constantes de inércia nos desbalanços críticos de potência ativa.	52

Figura 4.11 - Curvas de desempenho normalizadas para os relés baseados em medidas de frequência.....	53
Figura 4.12 - Impacto de cargas dependentes da tensão no desempenho de relés baseados em medidas de frequência.	55
Figura 4.13 – Desbalanços críticos em função do tipo de carga para relés baseados em medidas de frequência.....	57
Figura 4.14 - Comportamento da carga ativa do sistema elétrico após o ilhamento.....	59
Figura 4.15 - Impactos dos modos de controle da excitatriz no desempenho dos relés baseados em medidas de frequência.	61
Figura 4.16 - Comportamento dinâmico da tensão após o ilhamento: controle de tensão e controle de potência reativa.	62
Figura 4.17 - Influência do fator de potência das cargas no desempenho de relés baseados em medidas de frequência.	63
Figura 4.18 - Influência da relação X/R do alimentador no desempenho dos relés.....	64
Figura 4.19 - Influência da relação X/R no desempenho do relé tipo df/dt	65
Figura 4.20 - Influência da variação do comprimento do alimentador no desempenho dos relés.	66
Figura 4.21 - Influência da variação do comprimento do alimentador no desempenho do relé tipo df/dt	67
Figura 4.22 - Comparação entre ajustes instantâneos e temporizados (100 ms) de um relé de frequência.....	68
Figura 4.23 - Comparação entre ajustes instantâneos e temporizados (100 ms) de um relé tipo df/dt	69
Figura 4.24 - Desbalanços críticos de potência ativa: comparação de ajustes instantâneos e temporizados.	69
Figura 4.25 - Curvas de desempenho dos relés baseados em medidas de frequência.....	71
Figura 4.26 - Desbalanços críticos dos relés baseados em medidas de frequência para 500 ms.	72
Figura 4.27 - Curvas tempo de detecção <i>versus</i> desbalanço de potência ativa para o relé de subtensão.....	73
Figura 4.28 - Curvas tempo de detecção <i>versus</i> desbalanço de potência reativa para o relé de subtensão.....	73
Figura 4.29 - Desbalanços críticos de potência reativa para o relé de tensão.....	74
Figura 4.30 - Impacto da constante de inércia do gerador no desempenho do relé de tensão. Ajuste de subtensão igual a 0,80 pu.	75
Figura 4.31 - Impactos das cargas dependentes da tensão no desempenho dos relés de tensão.	77
Figura 4.32 - Comportamento da tensão terminal do gerador medida pelo relé antes e após o ilhamento.....	78
Figura 4.33 - Variação da tensão terminal pré-ilhamento para as diversas combinações de excesso e déficit de potência ativa e reativa – cargas tipo potência constante.....	79
Figura 4.34 - Impacto dos tipos de cargas nos desbalanços críticos do relé de tensão.....	80
Figura 4.35 - Comportamento da tensão após o ilhamento em função do modo de controle do regulador de tensão.....	81
Figura 4.36 - Influência da variação do fator de potência das cargas no desempenho dos relés de tensão – caso em que as cargas reativas são variadas de 0 a 35 MVar.....	83
Figura 4.37 - Variação da tensão terminal do gerador em função da variação do desbalanço de potência reativa - caso em que as cargas reativas são variadas de 0 a 35 MVar.	83
Figura 4.38 - Influência da variação do fator de potência das cargas no desempenho dos relés de tensão caso em que a injeção/demanda de potência reativa do gerador é variada de -20 MVar a 20 MVar.	84

Figura 4.39 - Variação da tensão terminal do gerador em função da variação do desbalanço de potência reativa - caso em que a injeção/demanda de potência reativa do gerador é variada de -20 MVar a 20 MVar.	84
Figura 4.40 - Queda de tensão em um sistema radial devido à injeção de potência ativa e reativa na barra final.	85
Figura 4.41 - Influência da variação da relação X/R do alimentador no desempenho dos relés de tensão – caso em que as cargas reativas são variadas de 0 a 35 MVar.	87
Figura 4.42 - Variação da tensão terminal do gerador em função da variação do desbalanço de potência reativa - caso em que as cargas reativas são variadas de 0 a 35 MVar.	87
Figura 4.43 - Influência da variação do comprimento do alimentador no desempenho do relé de tensão– caso em que as cargas reativas são variadas de 0 a 35 MVar.	88
Figura 4.44 - Variação da tensão terminal do gerador em função da variação do desbalanço de potência reativa - caso em que as cargas reativas são variadas de 0 a 35 MVar.	89
Figura 4.45 - Comparação entre os ajustes instantâneos e temporizados (100 ms) de um relé de tensão.	90
Figura 4.46 - Desbalanços críticos de potência reativa do relé de tensão: ajustes instantâneos <i>versus</i> ajustes temporizados.	90
Figura 5.1 - Gerador síncrono operando em paralelo com o sistema de distribuição.	94
Figura 5.2 - Modelo computacional do relé de taxa de variação de frequência.	96
Figura 5.3 - Forma de onda da tensão terminal após o ilhamento e sistema de medição ciclo a ciclo do relé de deslocamento de fase.	98
Figura 5.4 - Comparação do desempenho dos relés: fórmulas analíticas <i>versus</i> simulação para o Sistema 1.	101
Figura 5.5 - Desbalanços críticos de potência ativa: fórmulas analíticas <i>versus</i> simulação para o Sistema 1.	102
Figura 5.6 - Comparação entre as fórmulas analíticas e simulação para ajustes temporizados, considerando o Sistema 1.	103
Figura 5.7 - Determinação do sinal a ser empregado na expressão (5.28).	106
Figura 5.8 - Comparação entre a fórmula empírica, fórmula analítica e simulação.	110
Figura 5.9 - Desbalanços críticos de potência ativa: comparação entre fórmula empírica e simulação.	111
Figura 5.10 - Validação das fórmulas empíricas usando o Sistema 2.	113
Figura 6.1 - Região de aplicação de relés baseados em medidas de frequência – situação de subfrequência (Tabela 6.1).	118
Figura 6.2 - Região de aplicação de relés baseados em medidas de frequência – situação de sobrefrequência (Tabela 6.1).	119
Figura 6.3 - Região de aplicação para relés de tensão segundo os critérios da Tabela 6.2 e considerando subtensão.	121
Figura 6.4 - Exemplo de ajuste de relé df/dt usando a região de aplicação.	122
Figura 6.5 - Uso da região de aplicação para minimizar o desbalanço crítico de potência ativa.	123
Figura 6.6 - Curvas de desempenho do relé de deslocamento de fase.	126
Figura 6.7 - Ajustes dos relés df/dt e frequência para minimizar o risco de atuação indevida.	127
Figura 6.8 - Região de aplicação considerando casos de sobrefrequência e os relés df/dt e de frequência.	129
Figura 6.9 - Uso da região de aplicação para coordenar dois estágios de um relé de frequência.	130
Figura 6.10 - Uso da região de aplicação para coordenar um relé df/dt e um relé de frequência.	131
Figura 6.11 - Região de aplicação de relés baseados em medidas de frequência – situação de subfrequência (Tabela 6.1), Sistema 2.	133

Figura 6.12 - Região de aplicação de relés baseados em medidas de frequência – análise do relé tipo df/dt , situação de subfrequência (Tabela 6.1), Sistema 2.	133
Figura 7.1 - Exemplo de uma zona de detecção de relés de sub/sobrefrequência, considerando o Sistema 1.	136
Figura 7.2 - Exemplo de uma zona de detecção de relés de sub/sobretensão, considerando o Sistema 1.	137
Figura 7.3 - Zonas de não detecção de três ajustes de um relé de frequência instalado no Sistema 1, considerando tempo de detecção igual a 500 ms.	139
Figura 7.4 - Zonas de não detecção de um relé de frequência ajustado em $\pm 2,5$ Hz - 0 ms, considerando dois tempos de detecção requeridos e o Sistema 1.	139
Figura 7.5 - Zonas de não detecção de um relé de frequência: comparação entre ajuste instantâneo e temporizado, considerando o Sistema 1.	140
Figura 7.6 - Zonas de não detecção do relé de taxa de variação de frequência e de deslocamento de fase.	141
Figura 7.7 - Zonas de não detecção referentes a três ajustes de um relé de tensão instalado no Sistema 1, considerando o tempo de detecção igual a 500 ms.	142
Figura 7.8 - Zonas de não detecção de um relé de tensão ajustado e 0,8 pu e 1,2 pu instantâneos, considerando dois tempos de detecção de ilhamento e o Sistema 1.	143
Figura 7.9 - Zonas de não detecção de um relé de tensão: comparação entre ajuste instantâneo e temporizado, considerando o Sistema 1.	143
Figura 7.10 - Influência do tipo de carga no desempenho do relé de frequência ajustado em $\pm 2,5$ Hz - 0 ms.	145
Figura 7.11 - Mínima e máxima zonas de não detecção do relé de frequência ajustado em $\pm 2,5$ Hz - 0 ms e considerando os três tipos de cargas.	147
Figura 7.12 - Influência do tipo de carga no desempenho do relé de sub e sobretensão ajustado em 0,80 pu e 1,20 pu, instantâneos.	148
Figura 7.13 - Influência dos modos de controle do regulador de tensão no desempenho do relé de frequência.	149
Figura 7.14 - Influência no modo de controle do regulador de tensão no desempenho de relés baseados em medidas de frequência.	151
Figura 7.15 - Influência no modo de controle do regulador de tensão no desempenho do relé de tensão.	152
Figura 7.16 - Zonas de não detecção do relé de frequência e do relé de tensão.	153
Figura 7.17 - Esquema híbrido de proteção anti-ilhamento.	153
Figura 7.18 - Zona de não detecção da associação de relé de frequência e de tensão ajustados em $\pm 2,5$ Hz - 0 ms e 0,80 pu/1,20 pu - 0 ms, respectivamente.	154
Figura 7.19 - Comparação dos relés baseados em medidas de frequência usando o método da zona de não detecção.	155
Figura 7.20 - Zona de não detecção de três ajustes de um relé de frequência instalado no Sistema 2, considerando tempo de detecção igual a 500 ms.	156
Figura 7.21 - Zonas de não detecção de um relé de frequência ajustado em $\pm 2,5$ Hz - 0 ms, considerando dois tempos de detecção requeridos e o Sistema 2.	157
Figura 7.22 - Zonas de não detecção de um relé de frequência: comparação entre ajuste instantâneo e temporizado, considerando o Sistema 2 e tempo de detecção igual a 500 ms.	157
Figura 7.23 - Zonas de não detecção de um relé de tensão ajustado e 0,8 pu e 1,2 pu instantâneos, considerando dois tempos de detecção de ilhamento e o Sistema 2.	158

Figura 8.1 - Região de aplicação no plano $\Delta Q \times \Delta P$ considerando os critérios de proteção da Tabela 8.1 e tempo de detecção de ilhamento igual a 500 ms.....	162
Figura 8.2 - Região de aplicação generalizada considerando os critérios de proteção da Tabela 8.2 e tempo de detecção de ilhamento igual a 500 ms.	165
Figura 8.3 - Avaliação do desempenho do relé de taxa de variação de frequência usando o método da região de aplicação generalizada.	166
Figura 8.4 - Região de aplicação de relés baseados em medidas de frequência e mínimo desbalanço crítico.....	168
Figura 8.5 - Emprego do método da região de aplicação generalizada para minimizar o desbalanço crítico de potência ativa.	168
Figura 8.6 - Ajustes dos relés df/dt e de frequência para minimizar o risco de atuação indevida, satisfazendo ambos os critérios de proteção.	169
Figura 8.7 - Método da região de aplicação generalizada utilizado para avaliar os ajustes que minimizam riscos de atuação indevida dos relés.	170
Figura 8.8 - Exemplo de coordenação de um relé de taxa de variação de frequência com um relé de frequência - situação de subfrequência.....	172
Figura 8.9 - Emprego do método da região de aplicação generalizada para avaliar a coordenação entre um relé de taxa de variação de frequência e um relé de frequência.....	173
Figura 8.10 - Emprego do método da região de aplicação generalizada no Sistema 2.	174
Figura A.1 - Diagrama unifilar do Sistema 1.	187
Figura A.2 - Diagrama de blocos simplificado do sistema de excitação IEEE tipo DC1A.....	189
Figura A.3 - Diagrama unifilar do Sistema 2.	191

Índice de Tabelas

Tabela 3.1 - Definição dos tipos de cargas elétricas.....	26
Tabela 4.1 - Valores correspondentes entre os ajustes de diferentes relés.	70
Tabela 4.2 - Definição das características do sistema antes do ilhamento.....	81
Tabela 6.1 - Critérios de proteção contra variações anormais de frequência.	117
Tabela 6.2 - Critérios de proteção contra variações anormais de tensão.	117
Tabela 6.3 - Tempos de detecção do relé df/dt para variações anormais de frequências.....	124
Tabela 6.4 - Tempos de detecção do relé de deslocamento de fase para variações anormais de frequências.	125
Tabela 6.5 - Análise da atuação indevida dos relés df/dt e de frequência.	128
Tabela 8.1 - Critérios alternativos de proteção contra variações anormais de frequência.....	162
Tabela 8.2 - Critérios de proteção contra variações anormais de frequência.	164
Tabela A.1 - Dados do sistema equivalente da concessionária do Sistema 1.....	187
Tabela A.2 - Dados dos transformadores do Sistema 1.....	188
Tabela A.3 - Dados das linhas do Sistema 1	188
Tabela A.4 - Dados do gerador síncrono do Sistema 1.....	189
Tabela A.5 - Parâmetros do sistema de excitação do gerador do Sistema 1.....	190
Tabela A.6 - Dados do sistema equivalente da concessionária do Sistema 2.....	192
Tabela A.7 - Dados dos transformadores do Sistema 2.....	192
Tabela A.8 - Dados das linhas do Sistema 2	192
Tabela A.9 - Dados nominais do banco de capacitores.....	193
Tabela A.10 - Dados do gerador síncrono do Sistema 2.....	193
Tabela A.11 - Parâmetros do sistema de excitação do gerador do Sistema 2.....	194

Capítulo 1

Introdução

O processo de reestruturação do setor de energia elétrica ocorrido em muitos países nos últimos anos diminuiu de maneira significativa, ou mesmo eliminou completamente, barreiras legais e econômicas ao surgimento de novos agentes geradores de energia, visando a melhoria das condições operativas dos sistemas de energia como um todo e aumentando a oferta, de forma a tornar competitivo o segmento de geração de energia elétrica (Denny e Dismukes, 2002). Como consequência dessas mudanças, tem crescido o número de geradores de pequeno e médio portes conectados diretamente em redes de distribuição de energia elétrica, dando origem ao conceito de *geração distribuída* ou *geração dispersa* (Jenkins et al., 2000; Ackermann et al., 2001; Denny e Dismukes, 2002). Paralelamente à redução das barreiras legais, o desenvolvimento de novas tecnologias de geração de energia, o crescente aumento da demanda, o desejo de produzir energia sem degradar o meio ambiente e a necessidade de aumentar a confiabilidade do suprimento interno aliado à redução de custos em alguns sistemas elétricos industriais (cogeração) são fatores que também contribuem para a expansão da geração distribuída em todo o mundo (CIGRÉ Working Group 37.23, 1999; CIRED Working Group 04, 1999; Jenkins et al., 2000). No caso do Brasil, existe a perspectiva de um grande crescimento da oferta de energia elétrica proveniente desses geradores, em complemento aos geradores centralizados tradicionais. De fato, estão em construção pequenas centrais hidrelétricas cuja capacidade instalada totaliza 549 MW e mais 3376 MW estão outorgadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) (ANEEL, 2005). Esses montantes serão adicionados aos 1327 MW já em operação. Além disso, o potencial advindo da biomassa somente do setor sucroalcooleiro no estado de São Paulo monta a 3000 MW, enquanto que usinas eólicas no total de 5642 MW já foram aprovadas pela ANEEL para instalação em todo o País (ANEEL, 2005).

De maneira geral, um sistema de energia elétrica com geração distribuída possui basicamente as seguintes características (CIGRÉ Working Group 37.23, 1999; CIRED Working Group 04, 1999; Jenkins et al., 2000; Ackermann et al., 2001): energia produzida visando o consumo local, unidades geradoras com capacidades inferiores a 50 MW, despacho descentralizado e geradores diretamente conectados nos sistemas de subtransmissão e distribuição de energia. Outra característica relacionada

com geração distribuída é a diversidade de tecnologias disponíveis usando fontes de energia primária renováveis ou não. As principais tecnologias existentes são (Jenkins et al., 2000): 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. Pequenas centrais hidrelétricas e as usinas térmicas a biomassa geralmente utilizam geradores síncronos convencionais, ao passo que geradores de indução convencionais ou duplo alimentados são bastante empregados nos sistemas de geração eólica, embora também sejam encontrados em algumas centrais de cogeração e pequenas centrais hidrelétricas (Parsons Jr., 1984; Jenkins et al., 2000). Os sistemas elétricos industriais autoprodutores de energia normalmente contam com centrais de cogeração compostas por geradores síncronos convencionais. Portanto, embora haja incentivos financeiros e desenvolvimento tecnológico favorável para a diversificação das tecnologias de geração de energia, *e.g.* células a combustível e fotovoltaicas, observa-se que ainda predominam aquelas baseadas em geradores síncronos empregados principalmente em usinas térmicas e hidráulicas (Jenkins et al., 2000; ANEEL, 2005).

A instalação de geradores distribuídos deve ser acompanhada da avaliação dos impactos que esses geradores podem causar na operação das redes de transmissão, subtransmissão e distribuição de energia. Para que a geração distribuída possa efetivamente contribuir para melhorar ou pelo menos não afetar adversamente o desempenho da operação das redes de energia elétrica é necessário determinar requisitos mínimos para controle, instalação e localização desse tipo de geração, os quais são definidos pelas concessionárias de energia elétrica e devem ser obedecidos pelos proprietários dos geradores. Tais requisitos envolvem desde recomendações sobre os tipos e ajustes dos dispositivos de proteção no ponto de interconexão entre o gerador e a rede elétrica, até recomendações sobre o modo de controle do sistema de excitação dos geradores. Um dos requisitos que merece destaque determina que caso haja a perda do suprimento da concessionária em uma rede contendo geradores distribuídos, estes devem ser automaticamente desconectados dentro de um tempo pré-determinado e assim permanecer até que o fornecimento de energia seja restabelecido (CIGRÉ Working Group 37.23, 1999; CIRED Working Group 04, 1999; Electricity Association G75/1, 2003; IEEE Std. 1547, 2003, CPFL Energia, 2005). Este procedimento tem o objetivo de impedir a formação de ilhas ou regiões energizadas pelos geradores distribuídos que estejam isoladas do restante do sistema. Esse tipo de evento, altamente indesejado pelas concessionárias de energia elétrica, é conhecido como ilhamento não intencional, e nesta tese será referido simplesmente como ilhamento.

Atualmente, os dispositivos mais comumente utilizados pelas concessionárias de energia elétrica para detecção de ilhamento são os relés baseados em medidas de tensão e frequência (CIGRÉ Working Group 37.23, 1999; CIRED Working Group 04, 1999; Electricity Association G75/1, 2003). Após a ocorrência de um ilhamento, as tensões e a frequência do subsistema isolado variam dinamicamente dependendo dos desbalanços de potência ativa e reativa, isto é, da diferença entre as

potências ativas e reativas geradas e consumidas. Quanto maiores esses desbalanços, maiores são as variações das tensões e frequência. Portanto, detectar grandes variações de tensão e frequência é um processo simples para o sistema de proteção e dessa forma a situação de ilhamento pode ser identificada facilmente. No entanto, caso os desbalanços de potência ativa e reativa sejam pequenos, as tensões e frequências não variam significativamente e a ocorrência de ilhamento pode ser detectada além do tempo requerido pela concessionária ou até mesmo não ser identificada, caracterizando um problema para a concessionária. Algumas consequências da falha da detecção de ilhamentos são (Jenkins et al., 2000; Walling e Miller, 2002; Xu et al., 2004): (a) a segurança do pessoal de manutenção da concessionária, assim como dos consumidores em geral, pode ser colocada em risco devido a áreas que continuam energizadas sem o conhecimento da concessionária; (b) a qualidade da energia fornecida para os consumidores na rede ilhada está fora do controle da concessionária, embora esta ainda seja a responsável legal por este item; (c) a coordenação do sistema de proteção da rede ilhada pode deixar de operar satisfatoriamente devido à mudança drástica dos níveis de curto-circuito na rede ilhada; (d) o sistema ilhado pode apresentar um aterramento inadequado devido à presença de geradores; (e) no instante de reenergização da rede o gerador síncrono pode estar fora de sincronismo, ficando sujeito a danos.

A preocupação com a eficácia das técnicas de detecção de ilhamento de geradores distribuídos cresce à medida que aumenta o número desses geradores instalados nos sistemas elétricos. Dessa forma, a pesquisa de novas técnicas de detecção, bem como estudos para avaliar o desempenho e melhorar a utilização daquelas já existentes são essenciais para que a ocorrência de ilhamentos seja controlada, minimizada ou mesmo eliminada.

1.1 Justificativas e Objetivos

Com base nos fatos expostos acima, o desenvolvimento de metodologias de avaliação do desempenho de técnicas de detecção de ilhamentos de geradores distribuídos é de fundamental importância no contexto dos modernos sistemas de distribuição de energia elétrica com alto nível de penetração de geradores distribuídos. Este é o tema central desta tese de doutorado. Em especial, são tratados os casos em que os geradores distribuídos são máquinas síncronas convencionais. A escolha deste tipo de gerador como objeto de estudo deve-se ao fato que as máquinas síncronas são as mais utilizadas em geração distribuída, tanto no Brasil quanto em outros países (Jenkins et al., 2000; ANEEL, 2005). Embora seu emprego seja bastante difundido, não há soluções simples e totalmente eficazes para a detecção de ilhamentos desses geradores, tampouco se tem uma visão detalhada da eficácia das soluções já utilizadas e dos fatores que influenciam tal eficácia. Assim, nesta tese são apresentadas novas metodologias para avaliar o desempenho das principais técnicas de detecção de ilhamento de geradores síncronos distribuídos. Tais técnicas foram desenvolvidas para estudar os relés baseados em medidas de tensão e de frequência, visto serem esses os dispositivos mais

empregados e considerados mais efetivos para detecção de ilhamento atualmente (CIRED Working Group 04, 1999; Jenkins et al., 2000). Os tipos de relés analisados são os seguintes:

- Relés baseados em medidas de frequência: relé de deslocamento de fase ou “salto de vetor”, relé de taxa de variação de frequência e relé de frequência convencional (sub e sobrefrequência);
- Relés baseados em medidas de tensão: relé de tensão convencional (sub e sobretensão).

As metodologias desenvolvidas neste trabalho fornecem um melhor entendimento do comportamento dinâmico dessas técnicas e dos principais fatores que as influenciam. O conhecimento dessas informações possibilita uma aplicação mais consciente das mesmas, uma vez que suas principais vantagens e limitações são caracterizadas. Com a aplicação dessas metodologias é possível determinar qual é a situação mais crítica com relação ao desempenho do relé que é, de fato, a situação que os engenheiros de proteção devem analisar mais detalhadamente para projetar ou ajustar um sistema de proteção anti-ilhamento. Além disso, é possível realizar a coordenação desses relés de forma otimizada utilizando-se de uma abordagem gráfica e unificada. Adicionalmente, diversos novos conceitos, como desbalanço crítico de potência e região de aplicação, puderam ser introduzidos, os quais mostraram ser de grande utilidade na análise e projeto de sistemas de proteção anti-ilhamento. Com as metodologias desenvolvidas aqui, realizou-se um estudo abrangente e sistemático, ampliando o entendimento deste importante quesito técnico. Adicionalmente, um conjunto de fórmulas analíticas e empíricas foi desenvolvido com sucesso para determinar com precisão o comportamento dinâmico dos relés baseados em medidas de frequência. Tais fórmulas possibilitam reduzir drasticamente a quantidade de simulações dinâmicas necessárias para avaliar e ajustar um determinado sistema de proteção anti-ilhamento.

1.2 Organização da Tese

Esta tese de doutorado está organizada da seguinte maneira:

- Capítulo 2: apresenta a importância da detecção de ilhamentos em sistemas de geração distribuída e uma revisão das principais técnicas empregadas para tal objetivo. Também é apresentado um resumo das metodologias já desenvolvidas para avaliar algumas dessas técnicas.
- Capítulo 3: trata dos modelos dos elementos do sistema elétrico, incluindo os relés anteriormente citados, e apresenta uma breve discussão sobre as ferramentas computacionais utilizadas neste trabalho. Também nesse capítulo são apresentados os sistemas elétricos utilizados no trabalho.

- Capítulo 4: apresenta o primeiro conjunto de metodologias para avaliar relés baseados em medidas de tensão e de frequência. Essas metodologias são caracterizadas pela obtenção de curvas relacionando o tempo de detecção dos relés com o desbalanço de potência ativa e reativa do sistema ilhado. Elas permitem a avaliação do desempenho dos relés quanto à detecção do ilhamento, auxiliam na determinação dos melhores ajustes desses relés, além de possibilitar a identificação dos principais fatores que afetam seu comportamento dinâmico, como por exemplo, o valor da constante de inércia do gerador, o tipo de carga existente no sistema elétrico, o tipo do sistema de excitação da máquina síncrona e seus modos de controle e variações nos parâmetros da rede elétrica.
- Capítulo 5: são desenvolvidos métodos analíticos para determinar diretamente o comportamento de relés baseados em medidas de frequência. Esses métodos permitem obter as curvas de desempenho apresentadas no Capítulo 4 por meio de um conjunto de fórmulas analíticas, objetivando a diminuição da quantidade de simulações a serem realizadas em estudos de análise das proteções contra ilhamentos.
- Capítulo 6: introduz a metodologia que define uma região de aplicação dos relés baseados em medidas de frequência. Essa região de aplicação é definida no plano tempo de detecção *versus* desbalanço de potência ativa, e permite avaliar o desempenho dos relés considerando, simultaneamente, os requisitos de proteção contra ilhamentos e os critérios de proteção contra variações anormais da frequência – ambos estabelecidos pelas concessionárias. Adicionalmente, através dessa metodologia gráfica e unificada é possível aumentar a capacidade de detecção desses relés e simultaneamente reduzir a possibilidade de falsa operação, bem como coordenar a operação dos mesmos.
- Capítulo 7: apresenta o método da zona de não detecção de ilhamentos, capaz de identificar uma região no plano desbalanço de potência reativa *versus* desbalanço de potência ativa, em que os relés não conseguem detectar o ilhamento. Com essa metodologia é possível identificar diversos pontos de operação do sistema elétrico em que o relé é ineficaz para detectar ilhamentos, levando em consideração os ajustes aplicados. Com isso, tem-se uma visão abrangente da eficácia dos relés usados na proteção anti-ilhamento de geradores síncronos distribuídos.
- Capítulo 8: apresenta o método da região de aplicação generalizada, que é a obtenção da região de aplicação no plano formado pelo desbalanço de potência reativa *versus* desbalanço de potência ativa. Por meio deste método, tem-se uma visão generalizada dos pontos de operação de um sistema elétrico em que determinado relé baseado em medida de frequência satisfaz, simultaneamente, os critérios de proteção contra ilhamento e contra variações anormais de frequência.
- Capítulo 9: apresenta as conclusões e ressalta as principais contribuições deste trabalho.

- Apêndice A: apresenta os dados dos dois sistemas elétricos utilizados nesta tese.
- Apêndice B: apresenta uma lista dos trabalhos publicados em periódicos e eventos científicos, oriundos dos resultados e conclusões obtidas nesta tese de doutorado.

Capítulo 2

Detecção de Ilhamento em Sistemas Eléctricos

Ilhamentos ocorrem quando parte da rede eléctrica torna-se eletricamente isolada da concessionária, mas ainda continua a ser energizada por geradores distribuídos conectados no subsistema isolado. A perda do suprimento da rede acontece devido a desligamentos de trechos de linha, ramos ou subestações provocados pela atuação dos dispositivos de proteção em resposta a faltas no sistema eléctrico, bem como em razão de desligamentos indevidos/acidentais provocados por algum procedimento operativo.

A operação de geradores ilhados em redes de subtransmissão e de distribuição de energia eléctrica pode levar a problemas para os consumidores, para a concessionária de energia e para os proprietários de geradores distribuídos. Dessa forma, as concessionárias estabelecem que o sistema de proteção do gerador distribuído deve ser capaz de detectar ilhamentos e desligar automaticamente o gerador tão logo o evento seja identificado ou dentro de um prazo máximo após sua ocorrência (CIGRÉ Working Group 37.23, 1999; CIRED Working Group 04, 1999; Jenkins et al., 2000; Walling e Miller, 2002; Electricity Association G75/1, 2003; IEEE Std. 1547, 2003; Xu et al., 2004; CPFL Energia, 2005). Normalmente, o tempo requerido para a detecção do ilhamento e posterior desconexão do gerador é inferior a 500 milissegundos (ms), mas alguns guias técnicos mencionam que o desligamento dos geradores distribuídos pode ocorrer em até 2 segundos (IEEE Std. 1547, 2003). Entre os fatores que determinam tempos tão curtos para a detecção de ilhamentos e desconexão dos geradores, está o fato de que em muitos casos o religamento automático dos circuitos desligados acontece em menos de 1 segundo e também porque quanto mais breve a ilha formada permanecer energizada, menores são as probabilidades de ocorrerem outros tipos de contingências que, neste caso, estarão fora do controle da concessionária.

Este capítulo aborda inicialmente os principais impactos da não detecção de ilhamentos de geradores distribuídos e posteriormente as principais técnicas utilizadas para detectar ilhamentos, assim como algumas metodologias existentes que permitem avaliar essas diferentes técnicas.

2.1 Impactos da Não Detecção de Ilhamentos

Os problemas que a operação ilhada de geradores distribuídos traz aos sistemas elétricos estão relacionados a aspectos de segurança, comerciais e técnicos. Alguns dos mais importantes são apresentados a seguir (Walling e Miller, 2002):

- A segurança do pessoal técnico da concessionária envolvido na operação e manutenção dos sistemas elétricos é gravemente ameaçada, uma vez que após a perda do suprimento da concessionária, parte da rede elétrica permanece energizada sem o conhecimento da mesma;
- A concessionária, usualmente, não tem controle da tensão e frequência dentro do sistema ilhado, uma vez que os geradores distribuídos normalmente não pertencem a ela. Assim, a qualidade da energia fornecida aos consumidores dentro da ilha energizada não pode ser garantida, embora a concessionária seja a responsável legal pela manutenção dos níveis de qualidade;
- Os dispositivos de proteção contra curtos-circuitos existentes dentro da ilha podem perder completamente a coordenação entre si, uma vez que ocorre a redução drástica das correntes de curto-circuito após a perda da conexão com a concessionária;
- O subsistema ilhado pode apresentar aterramento inadequado para sua operação, pois a perda da conexão com a concessionária pode torná-lo não aterrado. Com isso, a ocorrência de curtos-circuitos fase a terra é de difícil ou impossível detecção pelos relés de sobrecorrente, pois a corrente de curto-circuito torna-se muito pequena ou nula. Logo, a não detecção desse tipo de defeito permite que o sistema opere continuamente, prejudicando a isolação dos cabos e equipamentos conectados às fases sãs, uma vez que aparecem sobretensões da ordem de 1,73 vezes a tensão nominal de fase se o curto-circuito for franco, ou até de 6 a 8 vezes esse valor se o defeito for intermitente. Além disso, há o risco de múltiplos curtos-circuitos fase a terra e o aparecimento de sobretensões transitórias (IEEE Std 141, 1993; IEEE Std 242, 2001);
- Em sistemas de subtransmissão de energia existem linhas com religamento automático, assim como em sistemas de distribuição há religadores automáticos cuja função é religar a linha ou o trecho do sistema elétrico que foi desconectado após a ocorrência e eliminação de uma falta. Assim, os geradores distribuídos podem sofrer graves danos caso ocorra a reconexão da ilha ao sistema elétrico, estando os mesmos fora de sincronismo com a rede

elétrica. Adicionalmente, elevadas correntes podem surgir nesses casos, danificando outros equipamentos elétricos conectados na rede ilhada;

- Ilhas energizadas podem interferir na restauração manual ou automática do suprimento de energia aos consumidores.

Alguns desses aspectos técnicos são mais detalhados nas subseções seguintes.

2.1.1 Religamento Automático

O religamento automático de subsistemas isolados com tensões defasadas e módulos diferentes leva à ocorrência de severos transitórios no sistema elétrico, os quais são capazes de danificar geradores, cargas e demais equipamentos presentes no sistema. Como um exemplo genérico desse impacto, na Figura 2.1, apresenta-se o transitório de corrente em uma das fases de um gerador síncrono de 30 MVA quando ocorre o religamento em que as tensões da rede e do gerador estão defasadas. O religamento ocorre no instante $t = 50$ ms e foi simulado utilizando o SimPowerSystems - ferramenta computacional utilizada neste tese e que acompanha a plataforma computacional Matlab/Simulink. Além de danos físicos nos equipamentos, elevadas correntes podem causar a atuação indevida de relés de sobrecorrente e fusíveis da rede elétrica. Observa-se que o pico da corrente atinge valores próximos de 12 pu, sendo comparáveis aos níveis de corrente de curto-circuito trifásico para geradores desse porte.

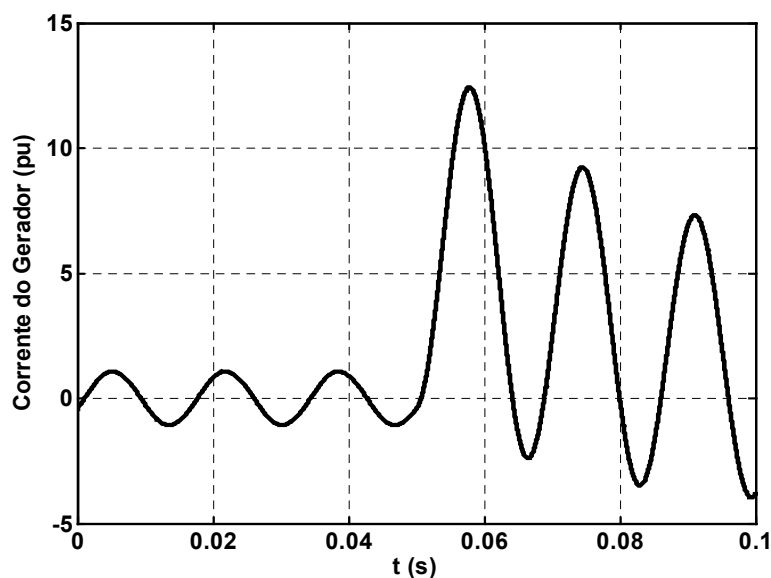


Figura 2.1 - Religamento de um gerador de 30 MVA fora de sincronismo com a concessionária: forma de onda de corrente do gerador.

Outra consequência adversa de um religamento “fora de sincronismo” é o surgimento de grandes transitórios de conjugado eletromagnético no eixo do gerador, podendo causar danos mecânicos em

seu rotor, assim como na turbina. Isso pode ser observado na Figura 2.2, a qual mostra o conjugado eletromagnético do gerador antes e durante o religamento. O conjugado mecânico foi considerado constante nessa simulação. Verifica-se que o valor máximo do conjugado eletromagnético é bastante elevado, podendo levar à ruptura do eixo mecânico da máquina.

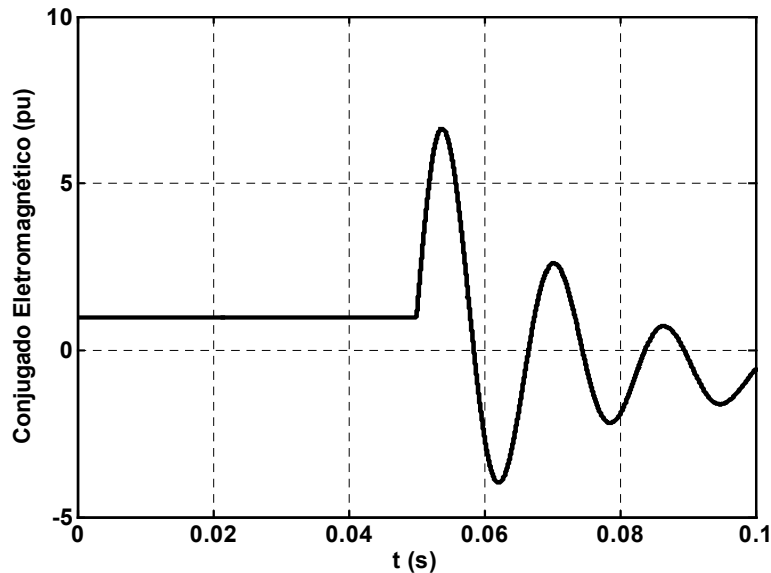


Figura 2.2 - Religamento de um gerador de 30 MVA fora de sincronismo com a concessionária: conjugado eletromagnético do gerador.

2.1.2 Redução dos Níveis de Curto-Circuito

Os sistemas de proteção contra curtos-circuitos são projetados para rapidamente extinguirem uma falta, isolando a área onde ocorreu o defeito do restante da rede elétrica. Os cálculos dos ajustes dessas proteções consideram tanto as situações mais severas de curtos-circuitos, ou seja, aquelas que produzem as maiores correntes de falta, quanto aquelas que produzem as mínimas correntes de falta. Normalmente, os dispositivos de proteção contra curtos-circuitos são ajustados para operar instantaneamente caso ocorram as máximas correntes de curto-circuito do sistema elétrico. Por outro lado, correntes de curto-circuito de menores intensidades são extintas após um certo tempo, obedecendo a curvas de operação de relés e fusíveis que relacionam o tempo de atuação com a intensidade da corrente (IEEE Std 242, 2001).

Em sistemas com geração distribuída composta por máquinas rotativas (síncronas e/ou de indução), a corrente resultante da ocorrência de um curto-circuito em uma determinada barra é formada basicamente pelas contribuições de corrente da concessionária, das correntes dos geradores distribuídos pela rede e das correntes de eventuais grandes motores (assíncronos e síncronos) existentes no sistema. Havendo a formação de uma ilha energizada, os níveis de curto-circuito dentro da mesma, tipicamente, são reduzidos, pois a concessionária deixa de contribuir para a falta. Como

consequência, os dispositivos de sobrecorrente atuarão de forma mais lenta, devido à diminuição da intensidade da corrente de curto-circuito, ou mesmo podem não atuar, caso a corrente atinja valores incapazes de sensibilizar esses dispositivos. Um exemplo dessa diferença é mostrado na Figura 2.3. Nesta figura, mostra-se a forma de onda da corrente medida na extremidade inicial de um ramal de distribuição, na presença de um gerador síncrono distribuído conectado próximo à sua origem e considerando operação ilhada e não ilhada (em paralelo com a concessionária) do subsistema elétrico. Na operação ilhada, a única fonte de energia das cargas desse ramal é o gerador distribuído. Em $t = 0,05$ segundo aplica-se um curto-circuito trifásico a terra e observa-se a significativa redução da corrente de curto-circuito no caso de operação isolada (ou ilhada) da concessionária. Este exemplo é genérico e o módulo da corrente de curto-circuito depende dos parâmetros dos geradores, das impedâncias do sistema elétrico e do nível de tensão pré-falta.

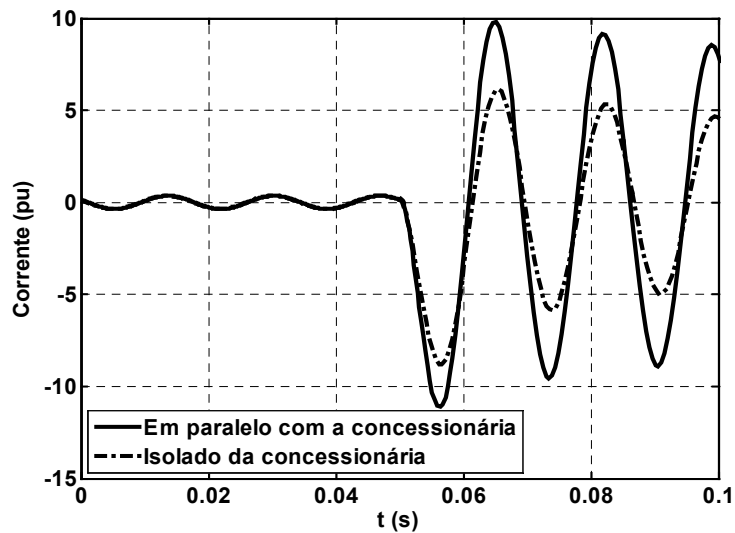


Figura 2.3 - Corrente no ramal de distribuição de energia considerando operação isolada e em paralelo com a concessionária, antes e após a ocorrência de um curto-circuito trifásico.

2.2 Revisão das Técnicas de Detecção de Ilhamentos em Geração Distribuída

As técnicas empregadas para detecção de ilhamentos são classificadas em função de seus princípios operativos. Existem duas classes principais, ou grandes áreas de classificação, que são subdivididas em subclasses. Dentro de cada subclasse existem diversas técnicas possíveis e a escolha de uma ou mais delas depende de sua viabilidade técnica e econômica. Uma visão geral dessa classificação é apresentada a seguir:

- Técnicas remotas
 - Técnicas baseadas em sistema SCADA (*Supervisory Control and Data Acquisition*);

- Técnicas baseadas em sistema PLCC (*Power Line Carrier Communication*);
- Rede de comunicação entre relés.
- Técnicas locais:
 - Técnicas passivas;
 - Técnicas ativas.

Uma breve descrição de cada uma dessas técnicas é apresentada em seguida.

2.2.1 Técnicas Remotas

Essas técnicas envolvem algum tipo de comunicação entre a concessionária, os dispositivos de proteção e manobra presentes na rede elétrica e os geradores distribuídos. A principal vantagem do emprego dessas técnicas é a elevada eficácia na identificação de situações de ilhamento. Como desvantagens estão os altos custos da instalação, uma vez que envolve o uso de esquemas sofisticados de comunicação, controle e aquisição de dados. Dessa forma, torna-se uma opção pouco atraente para pequenos geradores distribuídos. As principais técnicas remotas são relacionadas abaixo:

Técnicas baseadas em sistema SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition):

Embora sistemas do tipo SCADA sejam muito utilizados em redes de transmissão em virtude da rápida resposta frente a anomalias na rede (Yin et al., 2004), tais sistemas ainda são pouco empregados em redes de distribuição devido ao alto custo. Em esquemas de proteção contra ilhamentos, a idéia é monitorar os estados de todos os disjuntores da rede elétrica desde a subestação da concessionária até os geradores distribuídos. Na ocorrência de um evento que provoque um ilhamento, o sistema SCADA identifica a área isolada e um esquema de teleproteção pode ser utilizado para comandar o desligamento dos geradores distribuídos (Redfern et al., 1993; Mozina, 2001; Funabashi et al., 2003; Yin et al., 2004). Embora seja eficiente, os custos da implantação desse sistema são elevados e tendem a crescer conforme a complexidade da rede aumenta, pois também aumenta o número de disjuntores que devem ser monitorados. Adicionalmente, em redes complexas envolvendo diversos geradores distribuídos, subestações e possibilidades de reconfiguração, após a abertura de um disjuntor é necessário realizar algum tipo de processamento, usando informações sobre a atual topologia da rede, para determinar de forma confiável quais geradores tornaram-se ilhados. O tempo necessário para execução desta tarefa pode, em alguns casos, ser maior que o tempo requerido para detecção de ilhamento (Xu et al., 2004).

Técnicas Baseadas em Sistema PLCC (Power Line Carrier Communication):

O funcionamento básico deste tipo de esquema envolve um gerador de sinais conectado ao secundário do transformador da subestação da concessionária, o qual envia, continuamente, sinais de baixa frequência (tipicamente inferiores a 500 Hz) para todos os alimentadores (Ropp et al., 2000a; Yin et al., 2004). Todos os geradores distribuídos devem ser equipados com receptores desses sinais. Os sinais trafegam pela própria rede elétrica e se algum gerador distribuído não recebe o sinal enviado pelo transmissor instalado na subestação, o sistema interpreta como uma condição de ilhamento, pois o circuito que interliga a subestação ao gerador distribuído foi interrompido. Logo, o gerador distribuído é imediatamente desconectado. Entre as vantagens do sistema PLCC destacam-se a sua confiabilidade, uma vez que existe apenas um transmissor de sinais envolvido, e sua facilidade de implementação reforçada pelo fato de que mudanças na topologia da rede elétrica não afetam o desempenho do sistema. Entre as desvantagens estão os elevados custos do transmissor e do receptor de sinais, sobretudo do primeiro, pois é um dispositivo para ser instalado em média tensão. Em Ropp et al. (2000a) é apresentada uma discussão da aplicação do sistema PLCC para detectar ilhamento de um sistema de geração fotovoltaica conectado à rede de distribuição de energia elétrica. Os autores destacam a importância da escolha do sinal adequado na redução dos custos do esquema PLCC e propõem a utilização de receptores de baixo custo. Testes em laboratório mostraram grande confiabilidade no sistema proposto pelos autores, mas ainda estava sujeito a falsa operação caso ocorresse a interrupção momentânea do sinal utilizado. Além disso, o comportamento desses sistemas durante faltas na rede ainda não é completamente claro, demandando que mais investigações sejam realizadas.

Rede de Comunicação de Dispositivos de Proteção

Segundo este esquema, todos os dispositivos usados em esquemas de proteção anti-ilhamento de diferentes geradores distribuídos são interligados por uma rede de comunicação e necessitam trocar informações para minimizar a possibilidade de falsa operação e aumentar a capacidade de detecção. Para formar a rede de comunicação entre os dispositivos de proteção, pode-se usar a porta RS 232-485 disponível em relés de proteção e outros dispositivos mais modernos, sistemas PLCC ou redes tipo WAN (*Wide Area Network*), cuja comunicação é feita via protocolo TCP/IP. Um exemplo de aplicação desta técnica é apresentado em Bright (2001). No referido trabalho, apresenta-se a idéia de uma rede de comunicação estabelecida entre relés tipo taxa de variação de frequência (df/dt). A proposta é instalar um relé tipo df/dt na subestação principal, que emite sinais com a informação da taxa de variação da frequência medida naquele ponto, juntamente com um sinal de bloqueio. Esses sinais são enviados a todos os outros relés tipo df/dt instalados nos geradores distribuídos, sendo que o sinal de bloqueio, quando recebido, inibe a atuação desses relés. Ao ocorrer uma variação da frequência da rede elétrica, os relés dos geradores distribuídos comparam a taxa de variação da frequência recebida (a qual foi medida na subestação) com sua própria medida. Caso haja diferença

entre esses dois valores, o sistema de proteção constata a ocorrência de um ilhamento e o sinal de bloqueio desaparece, habilitando os relés dos geradores distribuídos a operar normalmente para abrir os respectivos disjuntores. Esse tipo de esquema pode ser aplicado a outros tipos de relés, como o relé de frequência convencional ou o relé de deslocamento de fase. Destaca-se que, em princípio, o uso desta técnica não melhora a capacidade de detecção de ilhamento do relé diretamente, apenas diminui a possibilidade de falsa operação devido a perturbações no sistema de transmissão.

Em Ishibashi et al. (2004) é apresentado um sistema de detecção de ilhamento baseado na diferença angular entre a tensão da subestação e a tensão do gerador distribuído. Este sistema utiliza dois tipos de equipamentos: o primeiro é localizado na subestação e mede a fase da tensão da rede elétrica, enquanto que o segundo localiza-se no gerador distribuído e tem a capacidade de medir o ângulo da tensão do gerador e detectar o ilhamento. Esses dois equipamentos são conectados via Intranet, utilizando comunicação TCP/IP. A lógica implementada para a detecção do ilhamento avalia se há variação da diferença angular entre a tensão da subestação e do gerador distribuído em diferentes instantes e, em caso positivo, acusa a ocorrência do ilhamento e comanda o desligamento do gerador. Os autores desenvolveram um protótipo para avaliar o método, o qual se mostrou capaz de detectar ilhamentos em situações de desbalanços de potência ativa da ordem de 1%. A implantação desse método pode se tornar onerosa em redes de distribuição complexas, pois como nessas redes os pontos de conexão de geradores distribuídos podem mudar com a reconfiguração do sistema, torna-se necessário instalar unidades de medida de ângulo em mais de uma subestação. Também ainda não há relatos de aplicação comercial desta técnica. Adicionalmente, não é simples determinar o valor da diferença angular que deve ser usado para ativar esse esquema.

2.2.2 Técnicas Locais

O princípio básico das técnicas locais é detectar o ilhamento usando medidas de tensões e correntes (ou outra variável) disponíveis no local de instalação do gerador distribuído. Essas técnicas se dividem em passivas e ativas, as quais são abordadas nos itens seguintes.

Técnicas Passivas

São técnicas baseadas em medidas de grandezas elétricas no ponto de interconexão entre o gerador distribuído e o sistema elétrico, sendo que o ilhamento é identificado se houver variações significativas das grandezas medidas.

Os esquemas de proteção contra ilhamentos que empregam relés baseados em medidas de frequência são os mais difundidos dentro das técnicas passivas (Redfern et al., 1993; Jenkins et al., 2000; Mozina, 2001; Funabashi et al., 2003; Yin et al., 2004). Se existe um grande desbalanço de potência ativa entre a geração e a carga da rede ilhada, após o ilhamento ocorre uma variação significativa da frequência elétrica do subsistema isolado. De maneira geral, são esquemas bastante

atrativos, sobretudo pelo baixo custo e fácil instalação, no entanto seu desempenho é prejudicado caso a diferença entre geração e carga seja pequena. A escolha dos ajustes dos dispositivos de proteção que compõem esse esquema deve ser cuidadosamente realizada para minimizar a ocorrência de atuação indevida, que pode ocorrer em razão de chaveamentos de cargas ou curtos-circuitos, por exemplo. Relés de sub e sobrefrequência são muito utilizados nesse tipo de esquema de proteção. Eles medem a frequência do sistema e operam caso este valor exceda os ajustes de subfrequência ou sobrefrequência. Um outro tipo de relé baseado em medida de frequência muito utilizado em esquemas de proteção anti-ilhamento é o relé de taxa de variação de frequência (df/dt), pois acelera a detecção do ilhamento, sobretudo quando a frequência varia lentamente (Redfern et al., 1993; Salman e King, 1999; Jenkins et al., 2000; Mozina, 2001; Funabashi et al., 2003; Yin et al., 2004). Esse tipo de relé mede a taxa de variação da frequência elétrica e opera quando esta excede um valor ajustado no dispositivo. Relés de deslocamento de fase, conhecidos como “Salto de Vetor”, também são empregados para detecção de ilhamentos em geração distribuída (Redfern et al., 1993; Salman e King, 1999; Jenkins et al., 2000; Mozina, 2001; Funabashi et al., 2003; Yin et al., 2004). Eles operam quando o deslocamento do ângulo da tensão da barra do gerador excede um valor de ângulo ajustado no dispositivo. Apesar de serem muito utilizados esses relés podem não detectar o ilhamento caso haja equilíbrio entre a potência ativa consumida e gerada na ilha formada.

Esquemas de proteção contra ilhamentos que empregam relés baseados em medidas de tensão também são utilizados em geração distribuída (Redfern et al., 1993; Mozina, 2001; Funabashi et al., 2003; Yin et al., 2004). A intensidade da variação da tensão está fortemente relacionada ao valor do desbalanço de potência reativa no sistema ilhado. Logo, quanto maior a diferença entre a geração de reativos e a porção reativa da carga do sistema, mais eficaz será o esquema de proteção baseado em medida de tensão. Os relés mais empregados são os de sub e sobretensão. Quando utilizadas, essas técnicas são empregadas de forma a complementar outras. A taxa de variação da tensão (dV/dt) também pode ser utilizada para detectar ilhamentos, como mostra Salman et al. (2001) em um trabalho que propõe um algoritmo para a detecção de ilhamentos que utiliza o constante monitoramento da taxa de variação da tensão e de alterações no fator de potência, ambos medidos no ponto de interconexão entre a concessionária e o gerador distribuído. O algoritmo proposto pelos autores mostrou-se confiável, distinguindo com êxito situações de ilhamento de outros tipos de eventos na rede elétrica. No entanto, os resultados obtidos referem-se a simulações em apenas um tipo de sistema elétrico e não houve implementação prática dessa técnica.

Além das técnicas passivas convencionais, as quais utilizam medidas de tensão e frequência, existe a possibilidade de serem empregados outros sinais para detectar ilhamentos. Como exemplo, há um método que monitora a variação da potência ativa (dP/dt) fornecida pelo gerador (Redfern et al., 1993; Redfern et al., 1995). Esta técnica se baseia no princípio de que a taxa de variação da potência ativa do gerador é muito maior em uma situação de ilhamento do que em condições normais de chaveamento de cargas. Resultados práticos mostraram que o método é válido quando o desbalanço

entre geração e cargas na rede ilhada é grande, enquanto que apresentou desempenho ruim quando há equilíbrio entre geração e carga. Uma desvantagem desta técnica é a dificuldade de encontrar os ajustes mais adequados de dP/dt em sistemas de geração distribuída em que a variação da potência de saída do gerador é característica inerente, como por exemplo, geração eólica. Seguindo idéia semelhante, a literatura traz um trabalho em que o sinal usado para detectar ilhamentos é a variação da frequência em função da variação da potência ativa (df/dP) no ponto de interconexão do gerador com a concessionária (Pai e Huang, 2001). Esse trabalho mostra, pela análise de diversas situações, que existem valores distintos de df/dP capazes de diferenciar eventos que ocorrem quando o gerador distribuído está em paralelo com a concessionária e quando ele encontra-se ilhado. O desempenho desse método é prejudicado quando existe balanceamento entre geração e carga na rede ilhada.

Outra técnica utilizada para detecção de ilhamentos envolve a idéia de que é possível determinar padrões para identificar distúrbios no sistema elétrico analisando a trajetória elíptica formada pela relação tensão *versus* corrente. Essa técnica chama-se trajetória elíptica e foi utilizada em Salman (1997) para identificar faltas e ilhamentos em sistemas elétricos. Embora seja uma idéia interessante, o referido trabalho não avalia o desempenho desta técnica para diferentes sistemas elétricos e não há relatos de implementação prática dessa metodologia.

Para sistemas de geração distribuída baseados em conversores estáticos existem algumas técnicas específicas para a detecção de ilhamentos. Uma dessas técnicas utiliza certas harmônicas do sinal de corrente para indicar a ocorrência do ilhamento. Em Jang e Kim (2002) é proposto um algoritmo que utiliza a distorção harmônica total de tensão juntamente com a variação do módulo da tensão, a variação do ângulo de fase e da frequência do sistema para detectar o ilhamento. A dificuldade dessa técnica é determinar os ajustes adequados em sistemas que contêm cargas não lineares.

Técnicas Ativas

As técnicas ativas utilizadas na detecção de ilhamentos requerem que o gerador distribuído injete sinais que provoquem pequenos distúrbios no sistema elétrico, sob os quais o sistema apresentará um comportamento diferente entre as condições de operação interligada com a concessionária e operação quando estiver isolado (ilhamento). Algumas das principais técnicas ativas são brevemente discutidas nesta seção.

Normalmente, a impedância do sistema “vista” pelo gerador distribuído aumenta após o ilhamento. Logo, a medida de impedância pode ser empregada como uma técnica para a detecção de ilhamentos (Kane e Fox, 1997). De acordo com esta técnica, um sinal de alta frequência é injetado no sistema por um transmissor instalado junto com o gerador distribuído. Este sinal é utilizado para realizar a medida da impedância do sistema. A principal vantagem dessa técnica é sua independência em relação aos desbalanços de potência ativa e reativa na ilha formada. No entanto, seu desempenho

é prejudicado quando há mais geradores distribuídos na rede utilizando o mesmo método, pois a interferência entre os sinais injetados por todos eles pode prejudicar o valor de impedância medido.

Outra idéia para detectar ilhamentos que emprega uma técnica de monitoramento da variação da potência reativa do gerador é proposta em Motohashi et al. (1999). Esse trabalho propõe um método em que se injeta um sinal de pequena amplitude para variar a tensão do gerador, e monitora-se a frequência elétrica do gerador síncrono. Em caso de ilhamento, as variações da frequência são significativas, ao passo que são desprezíveis caso o gerador esteja interligado à concessionária. No mesmo trabalho, os autores propõem um outro método que utiliza um filtro ativo conectado à barra do gerador síncrono para detectar o ilhamento. O sinal que causa a perturbação na tensão é agora injetado, periodicamente, na referência de potência reativa do filtro ativo e o ilhamento é detectado pela variação da frequência, tal como na técnica anterior. A principal vantagem dessas técnicas é a detecção do ilhamento para todos os níveis de desbalanço de potência ativa e reativa, podendo ser empregadas como complemento às técnicas passivas baseadas em medidas de frequência. As desvantagens são o alto custo, sobretudo no método que emprega um filtro ativo, e a lenta operação, uma vez que testes em campo mostraram tempos de atuação superiores a 1 segundo. Assim, seus desempenhos são aceitáveis em sistemas elétricos cujos tempos requeridos para a detecção do ilhamento e desconexão do gerador síncrono sejam superiores a 1 segundo.

Uma outra técnica ativa se baseia na detecção de variações da tensão terminal do gerador e da potência reativa entregue à rede elétrica (Kim e Hwang, 2000). Esta técnica é mais adequada para ser aplicada em geradores síncronos, pois necessita do regulador de tensão da máquina. A idéia fundamental é provocar variações na tensão do gerador síncrono e monitorar a potência reativa do mesmo. Se o gerador estiver ilhado, uma variação de sua tensão provocará grandes variações na potência reativa de saída, ao passo que se ele estiver operando interligado com a concessionária, as variações na potência reativa de saída serão pequenas. Dessa forma, essa técnica identifica a ocorrência do ilhamento. Tal como a técnica descrita anteriormente, esta, em princípio, não depende do desbalanço de potência ativa e reativa da rede ilhada. Contudo, ela também está sujeita a problemas de desempenho causados pela interferência de sinais caso existam mais geradores distribuídos na rede utilizando o mesmo esquema de proteção contra ilhamentos. Segundo Yin et al. (2004) esse tipo de esquema é lento e, devido a isso, recomenda-se que seja usado como esquema de retaguarda para técnicas mais rápidas.

A análise da resposta do gerador distribuído a inter-harmônicas injetadas no sistema elétrico também é empregada como uma técnica ativa para detectar ilhamentos (Funabashi et al., 2003). Essa técnica se baseia no princípio de que a resposta do gerador às inter-harmônicas injetadas no sistema elétrico se altera após a ocorrência do ilhamento.

Du et al. (2005) propõem duas técnicas ativas para a detecção de ilhamento em geradores síncronos distribuídos, as quais se baseiam na introdução de um amortecimento negativo na malha

de controle de tensão e/ou frequência, provocando instabilidades na frequência ou na tensão nodal quando o gerador encontra-se ilhado. Nessas circunstâncias, os relés de frequência e de tensão podem ser sensibilizados, identificando a condição de ilhamento. A primeira dessas técnicas consiste em monitorar as variações de frequência do sistema elétrico e alterar a referência de potência ativa do gerador síncrono, visando desestabilizá-lo caso esteja ilhado. A segunda técnica tem os mesmos princípios da primeira só que monitora as variações de tensão do sistema e modifica a referência de potência reativa do regulador de tensão da máquina. Os resultados mostraram que a segunda técnica é mais eficiente que a primeira quando existe grande penetração de motores de indução no sistema isolado. Ambas as técnicas mostraram-se eficazes para detectar ilhamentos em tempos entre 1 e 2 segundos, de acordo com os resultados apresentados. No entanto, se o tempo requerido é menor que 1 segundo, essas técnicas não mostraram ganhos significativos em relação aos métodos passivos comumente utilizados. Adicionalmente, não está claro se tal metodologia pode diminuir a margem de estabilidade em sistemas com diversos geradores distribuídos.

A discussão de técnicas ativas para detecção de ilhamentos em sistemas de geração distribuída com inversores pode ser encontrada em Xu, Melnik e Borup (2004) e Yin et al. (2004). Entre essas técnicas destacam-se aquelas que injetam sinais de forma a alterar o ângulo de fase e conseqüentemente, a frequência da corrente de saída do inversor. Essas alterações desestabilizarão o gerador distribuído caso ocorra o ilhamento. As principais técnicas que utilizam esse princípio são: SMS (*Slip-mode frequency shift*), AFD (*Active Frequency Drift*) e APS (*Automatic Phase-shift*). Como no caso anterior, não está claro se tal metodologia pode afetar adversamente a estabilidade desses geradores.

2.3 Revisão dos Métodos Empregados para Avaliar Técnicas de Detecção de Ilhamentos

Conforme apresentado na seção anterior, existem diversas técnicas que podem ser utilizadas para detecção de ilhamentos em sistemas elétricos com geração distribuída. A adoção de alguma dessas técnicas depende, além de fatores como custos, de uma avaliação de desempenho frente a diferentes condições operativas do sistema elétrico e dos geradores distribuídos. Nesta seção, alguns métodos utilizados para avaliar as técnicas de detecção de ilhamento serão abordados. Destaca-se que não foram encontrados na literatura métodos desenvolvidos para avaliar técnicas de detecção de ilhamento de geradores distribuídos do tipo síncronos ou de indução, conectados diretamente em redes de distribuição. Os métodos apresentados a seguir referem-se a sistemas de geração distribuída com conversores estáticos, em especial, sistemas fotovoltaicos. Ressalta-se que o desenvolvimento de métodos para avaliar as principais técnicas passivas de detecção de ilhamentos em sistemas de geração distribuída com geradores síncronos foi o objeto de estudo desta tese de doutorado.

Os métodos para avaliar as técnicas de detecção de ilhamentos encontrados na literatura até o momento se baseiam no conceito de zonas de não detecção. De acordo com esse conceito, existe

uma região, ou zona, no plano desbalanço de potência reativa (ΔQ) por desbalanço de potência ativa (ΔP) em que um determinado sistema de proteção contra ilhamentos é ineficaz. Assim, quanto menor essa zona mais eficiente é o esquema de proteção. Obviamente esse conceito não se aplica a técnicas ativas que são imunes às variações de ΔP e ΔQ .

As primeiras idéias foram registradas em 1994 em um trabalho realizado por Kobayashi e Takigawa (1994), no qual os autores utilizam as zonas de não detecção para comparar diferentes técnicas de detecção de ilhamento e determinar a probabilidade de ocorrência de ilhamento no período de um ano, considerando diferentes níveis de penetração de geração distribuída e as técnicas de detecção analisadas. Os autores analisaram apenas geradores fotovoltaicos de pequeno porte e, segundo seus resultados, a técnica de detecção de ilhamento mais efetiva emprega uma combinação da medida da taxa de variação de frequência e monitoramento de harmônicas.

Nos trabalhos Woyte et al. (2000) e Woyte et al. (2003), o conceito de zona de não detecção é empregado para determinar o desempenho de uma técnica ativa aplicada para detectar ilhamentos em sistemas fotovoltaicos, considerando inversores operando em diferentes condições. Especificamente em Woyte et al. (2003) as zonas de não detecção foram utilizadas para avaliar diferentes procedimentos empregados na detecção de ilhamentos de geradores fotovoltaicos, considerando operação com fator de potência diferente da unidade.

Em Ropp et al. (2000b) as zonas de não detecção foram modificadas por um critério denominado *critério de fase* para avaliar as técnicas de detecção de ilhamento considerando o plano definido pelos parâmetros da carga (capacitância *versus* indutância). Essa metodologia foi utilizada para avaliar diversas técnicas anti-ilhamento utilizadas em sistemas fotovoltaicos e os resultados levaram a conclusões semelhantes às obtidas por outros autores, como Woyte et al. (2000) e Woyte et al. (2003).

Em Ye et al. (2004), as zonas de detecção foram utilizadas para avaliar três técnicas passivas utilizadas em esquemas de proteção contra ilhamentos de geradores equipados com conversores estáticos: relés de sub e sobrefrequência, sub e sobretensão e de deslocamento de fase. Os resultados, obtidos analiticamente, foram validados tanto por simulação dinâmica quanto por testes em laboratório. Destaca-se que somente cargas do tipo impedância constante foram consideradas. As zonas de não detecção foram utilizadas para comparar a eficácia das técnicas passivas analisadas e também verificar a capacidade de detecção de ilhamento de esquemas derivados da combinação dessas técnicas.

Assumindo uma postura um pouco diferente dos demais trabalhos discutidos até então, o trabalho desenvolvido por Zeineldin et al. (2005a) avalia como as estratégias de controle de geradores distribuídos, conectados à rede elétrica via inversores de frequência, influenciam o desempenho das técnicas de detecção de ilhamento mais empregadas. Desta forma os autores identificaram as técnicas de detecção de ilhamento mais adequadas em função do modo de controle

do inversor de frequência. Os casos analisados abrangeram o inversor com controle de corrente constante, controle de potência ativa e tensão terminal e controle de potência ativa. Os resultados mostraram que a estratégia de controle do inversor realmente afeta os desempenhos das técnicas de detecção de ilhamento, no entanto os autores não realizaram testes em diferentes sistemas elétricos para avaliar se as conclusões são válidas para qualquer tipo de sistema de distribuição de energia elétrica.

2.4 Discussão Adicional

Com base nos fatos expostos nas subseções anteriores, torna-se evidente que poucos métodos têm sido desenvolvidos para analisar de forma sistemática e abrangente técnicas passivas de detecção de ilhamento de geradores síncronos. Além disso, os principais estudos encontrados envolvem apenas algumas simulações dinâmicas objetivando mostrar a eficácia de tais técnicas e usualmente não são abrangentes a ponto de considerar as situações mais críticas. Também há uma escassez de métodos para determinar o ajuste mais adequado dos relés de proteção anti-ilhamento. Tipicamente, os ajustes são realizados através de numerosas simulações dinâmicas, as quais demandam bastante tempo e mesmo assim não garantem que todos os cenários críticos são abrangidos. Portanto, nesta tese de doutorado, diversas metodologias que permitem analisar as principais técnicas passivas de detecção de ilhamento foram desenvolvidas, tendo sido empregadas para realizar um amplo estudo de sua eficácia. Como mencionado anteriormente, somente métodos de detecção de ilhamento de geradores síncronos baseados em medidas de frequência e de tensão foram analisados, visto estes serem os tipos mais comuns de geradores distribuídos e dispositivos de proteção. Além disso, é importante destacar que o objetivo deste trabalho não foi desenvolver novos métodos de detecção de ilhamento em si, mas sim desenvolver conceitos e metodologias que permitam obter uma melhor compreensão das técnicas mais utilizadas, possibilitando que elas sejam ajustadas e empregadas de forma mais eficiente.

Ainda neste capítulo observou-se que o procedimento usual adotado pelas concessionárias de um modo geral é exigir o desligamento do gerador distribuído imediatamente após a detecção de uma situação de ilhamento. No caso de autoprodutor de energia elétrica, exige-se que o paralelismo entre o sistema autoprodutor e a concessionária seja desfeito após a detecção do ilhamento, permanecendo esse sistema suprindo energia apenas para suas cargas internas. Portanto, essas medidas impedem que geradores distribuídos operem de forma isolada da concessionária para fornecer energia elétrica aos seus consumidores. No entanto, existem estudos 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 (Nigim e Hegazy, 2003; Katiraei et al., 2005; Zeineldin et al., 2005b). Neste contexto, surgiram os conceitos de ilhamento intencional e micro-redes (em inglês *micro-grids*). A ideia principal abordada nesses trabalhos é o desenvolvimento

de estratégias para realizar a alteração automática dos controles dos geradores distribuídos após o ilhamento, de forma a manter os níveis de tensão e frequência dentro do sistema ilhado, garantindo o suprimento de energia às cargas mais importantes daquele sistema. A alteração automática dos modos de controle dos geradores se inicia após a detecção do ilhamento, logo técnicas de detecção de ilhamento são essenciais para que as idéias sugeridas nos referidos trabalhos sejam bem sucedidas. Embora as discussões apresentadas nos próximos capítulos sugerirem o desligamento do gerador distribuído após a detecção do ilhamento, todas as metodologias desenvolvidas nesta tese podem ser utilizadas nos casos de ilhamentos intencionais e formação de micro-redes.

Capítulo 3

Modelagem do Sistema Elétrico

Este capítulo inicialmente descreve as funcionalidades do SimPowerSystems - ferramenta computacional utilizada nesta tese de doutorado para realizar as simulações de estabilidade transitória e de transitórios eletromagnéticos. Em seguida, os modelos matemáticos e computacionais dos elementos dos sistemas elétricos utilizados na tese são descritos, incluindo os relés baseados em medidas de frequência e de tensão e o regulador de tensão do gerador síncrono. Finalmente, são apresentados os sistemas elétricos utilizados no trabalho.

3.1 O SimPowerSystems

Todas as simulações apresentadas neste trabalho foram realizadas utilizando o SimPowerSystems em conjunto com modelos desenvolvidos pelo usuário no ambiente Matlab/Simulink. O SimPowerSystems é uma ferramenta computacional relativamente recente para análise de transitórios em sistemas eletromecânicos (Hydro-Québec e Transénergie, 2005). 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 etc. Tais componentes podem ser utilizados em conjunto com modelos existentes no Simulink, assim como com modelos desenvolvidos pelo usuário empregando Simulink, Matlab (arquivos .m), linguagem de programação Fortran ou C. Uma importante característica das versões do SimPowerSystems superiores à versão 2.3 é permitir a realização de estudos usando simulação de transitórios eletromagnéticos, em que as variáveis da rede são representadas por valores instantâneos, ou simulação fasorial, em que as variáveis da rede são representadas por fasores. Além disso, há um mecanismo para calcular os valores iniciais das variáveis das máquinas elétricas e controles associados

usando cálculo de fluxo de carga. Nesta tese de doutorado utilizou-se a versão 4. A estrutura lógica do SimPowerSystems é discutida a seguir de forma simplificada.

Inicialmente, é necessário construir o circuito do sistema utilizando os componentes existentes nas bibliotecas do SimPowerSystems (*powerlib*) e do Simulink, ou os componentes definidos pelo usuário. A partir desse ponto, a simulação é automatizada conforme segue:

- A função *power2sys* divide os blocos que compõem o sistema em blocos pertencentes ao Simulink e blocos pertencentes ao SimPowerSystems. Então os parâmetros da rede são obtidos e a topologia é analisada. Os blocos pertencentes ao SimPowerSystems são divididos em blocos lineares e não-lineares e para cada nó elétrico é dado um número automaticamente.
- Após obtenção da topologia da rede, a função *cir2sys* constrói o modelo de variáveis de estado do sistema, como descrito em (3.1), considerando a parte linear do circuito. Todos os cálculos de regime permanente e o cálculo dos valores iniciais das variáveis são efetuados nesse instante, inclusive os cálculos dos controladores das máquinas elétricas, através de um fluxo de carga.

$$\begin{aligned}\dot{\mathbf{x}} &= \mathbf{Ax} + \mathbf{Bu} \\ \mathbf{y} &= \mathbf{Cx} + \mathbf{Du}\end{aligned}\tag{3.1}$$

- Se a opção de discretizar o sistema tiver sido escolhida, o modelo de variáveis de estado em (3.1) é discretizado utilizando o método Tustin (Chen, 1999).
- Então, a simulação é iniciada, interconectando os modelos lineares e não-lineares, sejam eles existentes ou definidos pelo usuário, conforme representado na Figura 3.1.

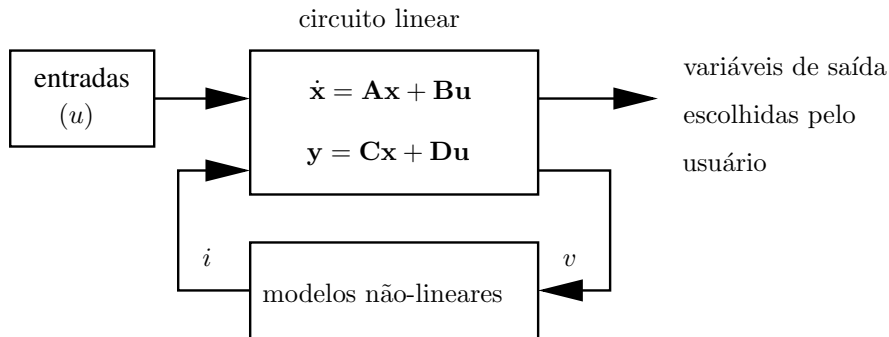


Figura 3.1 - Interconexão entre os modelos lineares e não lineares.

Como pode ser observado na Figura 3.1, componentes não-lineares do circuito são modelados através de relações tensão-corrente ($v \times i$). Usualmente, elementos não-lineares são modelados como

fontes de correntes não-lineares conectadas em derivação. As saídas do programa são as variáveis elétricas, mecânicas e de controle escolhidas pelo usuário.

Neste trabalho, foi utilizada tanto simulação fasorial (estabilidade transitória) quanto simulação de transitórios eletromagnéticos, dependendo dos fenômenos simulados e da evolução do processo de convergência. A rotina de integração utilizada foi a **ode23tb**, a qual emprega o método de integração trapezoidal em conjunto com uma fórmula implícita derivada do método Runge-Kutta (Shampine, 1994; Dabney e Harman, 2003). Esse método de integração é indicado no caso de sistemas não-lineares cujas constantes de tempo apresentam grandes diferenças de valores (*stiff systems*) (Shampine, 1994; Dabney e Harman, 2003). Além disso, todos os componentes de rede foram representados por modelos trifásicos, visto essa ser a abordagem usada no SimPowerSystems para modelar máquinas elétricas.

3.2 Modelagem dos Componentes de Rede

3.2.1 Transformadores

Transformadores trifásicos de dois enrolamentos foram representados pelo modelo T (Krause, 1986; Sen, 1997; Hydro-Québec e Transénergie, 2005), ou seja, as perdas do núcleo são consideradas. Destaca-se que este modelo já está disponível nas bibliotecas do SimPowerSystems.

3.2.2 Alimentadores

Os alimentadores foram representados por impedâncias RL em série, visto que os mesmos são alimentadores de distribuição e podem ser considerados como linhas curtas. Logo, o efeito capacitivo em derivação é desprezível.

3.2.3 Cargas Elétricas

As cargas do sistema foram representadas por modelos estáticos dependentes da tensão conforme segue (IEEE Task Force, 1993; Kundur, 1994):

$$P = P_0 \left(\frac{V}{V_0} \right)^{n_p} \quad (3.2)$$

$$Q = Q_0 \left(\frac{V}{V_0} \right)^{n_q} \quad (3.3)$$

sendo:

P = potência ativa consumida pela carga (pu).

P_0 = potência ativa nominal da carga (pu).

Q = potência reativa consumida pela carga (pu).

Q_0 = potência reativa nominal da carga (pu).

V = tensão nodal na carga (pu).

V_0 = tensão nominal da carga (pu).

n_p = expoente que indica o comportamento do componente de potência ativa da carga em relação à variação da tensão nodal.

n_q = expoente que indica o comportamento do componente de potência reativa da carga em relação à variação da tensão nodal.

Neste trabalho foram considerados três tipos de cargas, os quais são definidos atribuindo-se valores aos expoentes n_p e n_q conforme tabela seguinte.

Tabela 3.1 - Definição dos tipos de cargas elétricas.

Tipo de Carga	n_p	n_q
Potência Constante	0	0
Corrente Constante	1	1
Impedância Constante	2	2

Todos os modelos de cargas estão disponíveis nas bibliotecas do SimPowerSystems.

3.2.4 Gerador Síncrono

Nesta tese a máquina síncrona é representada por um modelo de oitava ordem (modelo subtransitório) que considera a dinâmica do estator, dos enrolamentos de campo e de amortecimento (Krause, 1986; Kundur, 1994; Sen, 1997; Hydro-Québec e Transénergie, 2005). Esse modelo é empregado em simulações de transitórios eletromagnéticos. Em estudos de estabilidade transitória o modelo é reduzido para uma representação de sexta ordem, pois os transitórios do estator são

desprezados, como usualmente se faz em estudos desse tipo (Kundur, 1994; Hydro-Québec e Transénergie, 2005). O circuito equivalente do gerador é representado na estrutura $dq0$ de referência do rotor. O modelo do gerador síncrono encontra-se disponível nas bibliotecas do SimPowerSystems.

O gerador síncrono foi considerado equipado com um regulador automático de tensão e uma excitatriz representada pelo modelo IEEE Tipo DC1A (IEEE Std 421.5, 1992). Neste trabalho, o regulador de tensão é utilizado para controlar a tensão terminal do gerador síncrono ou sua potência reativa. Os modelos empregados para representar o regulador de tensão e a excitatriz são apresentados na próxima seção. Normalmente, geradores distribuídos não participam da regulação de frequência dos sistemas de energia elétrica, dessa forma eles são controlados para manter potência ativa constante. Portanto, em todas as simulações desta tese a potência mecânica do gerador foi considerada constante. Além disso, as simulações realizadas não ultrapassaram 1 segundo de duração e, dentro deste intervalo de tempo, os transitórios mecânicos podem ser desprezados. Logo, os efeitos do regulador de velocidade e da fonte primária de energia foram desprezados neste trabalho.

3.2.5 Excitatriz e Regulador Automático de Tensão

O sistema de excitação de geradores síncronos 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 técnicos e práticas adotadas pelas concessionárias sobre qual é a melhor filosofia de controle a ser adotada para o sistema de excitação. No geral, há duas formas de controle que podem ser empregadas: tensão constante ou fator de potência (potência reativa) constante (Hurley et al., 1999; Jenkins et al., 2000). Nesta tese foram consideradas essas duas formas de controle do sistema de excitação com o objetivo de avaliar os impactos que cada uma causa no desempenho dos relés baseados em medidas de frequência e de tensão.

A estrutura geral do sistema de excitação de um gerador síncrono é mostrada na Figura 3.2, a qual consiste de circuitos de medição (transdutores de corrente e de tensão, TC¹ e TP², respectivamente) 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/sub excitação, os quais, de fato, limitam a quantidade de potência reativa injetada ou consumida pelo gerador (Kundur, 1994).

¹ TC = transformador de corrente

² TP = transformador de potencial

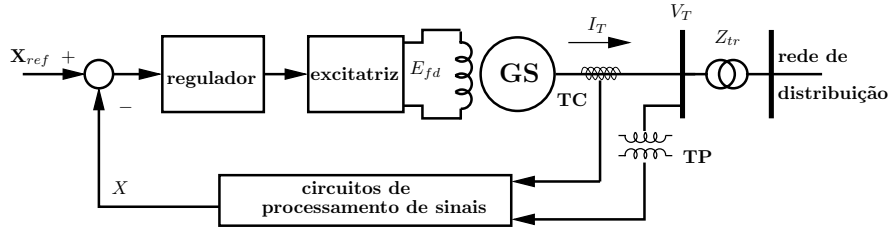


Figura 3.2 - Diagrama esquemático do sistema de controle de excitação de um gerador síncrono.

Uma breve discussão sobre as formas de controle da excitatriz empregadas neste trabalho é apresentada a seguir.

Regulador de Tensão

Neste caso, o sinal de controle X é calculado por (3.4):

$$X = \|\bar{V}_T - j\bar{I}_T X_C\| \quad (3.4)$$

em que:

$\bar{V}_T$ = tensão terminal do gerador (pu).

$\bar{I}_T$ = corrente do gerador (pu).

j = operador complexo $\sqrt{-1}$.

X_C = reatância de compensação de corrente reativa (pu).

Normalmente, um valor positivo de X_C é empregado para compartilhar a corrente reativa entre diferentes geradores conectados em uma mesma barra. Essa característica é comumente conhecida como *reactive droop compensation*. Por outro lado, um valor negativo de X_C é utilizado com o objetivo de controlar a tensão em uma barra remota, usualmente a tensão terminal do lado de alta do transformador. Já essa característica é conhecida como *line drop compensation*. Neste trabalho, para manter a generalidade dos estudos, a compensação de corrente reativa foi negligenciada ($X_C = 0$). Nesse caso, a tensão terminal do gerador é 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).

Regulador de Fator de Potência ou Potência Reativa

O sinal medido X é o fator de potência ou a potência reativa fornecida pelo gerador. A tensão de campo é automaticamente ajustada para manter o fator de potência ou a potência reativa constante. Esse tipo de regulador é freqüentemente utilizado no controle de excitação de grandes motores síncronos (Hurley et al., 1999). 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 admitida.

Modelo Computacional do Sistema de Excitação

O modelo computacional utilizado para representar o sistema de excitação corresponde ao IEEE tipo DC1A (IEEE Std 421.5, 1992; Hydro-Québec e Transénergie, 2005). Embora tenha sido desenvolvido para representar sistemas de excitação baseados em máquina de corrente contínua, devido ao fato de esse modelo ter sido muito empregado em estudos de estabilidade ao longo dos anos, ele é comumente utilizado para representar diferentes tipos de sistemas de excitação quando não há informações detalhadas sobre eles ou quando se deseja uma modelagem mais simplificada. A Figura 3.3 apresenta o modelo do sistema de excitação na forma de diagrama de blocos. Os parâmetros do modelo são definidos abaixo:

X	= sinal de controle (tensão, fator de potência ou potência reativa).
X_{REF}	= sinal de referência (tensão, fator de potência ou potência reativa).
X_S	= sinal do PSS (<i>power system stabilizer</i>), se houver.
T_B, T_C	= constantes de tempo do regulador de tensão (s) (normalmente podem ser desprezadas).
K_A	= ganho do regulador.
T_A	= constante de tempo principal do regulador (s).
V_{RMAX}, V_{RMIN}	= limites máximo e mínimo da saída do regulador de tensão, relacionados à saturação da excitatriz ou a limitações do circuito amplificador (pu).
K_F	= ganho do circuito de estabilização do sistema de excitação.
T_F	= constante de tempo do circuito de estabilização do sistema de excitação.
K_E	= ganho da excitatriz.
T_E	= constante de tempo da excitatriz (s).

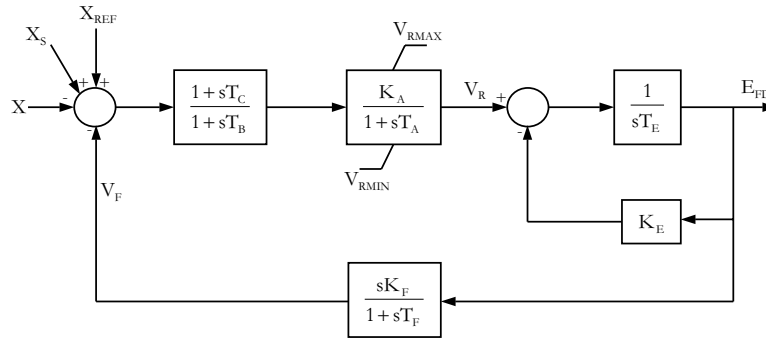


Figura 3.3 - Diagrama de blocos simplificado do sistema de excitação IEEE tipo DC1A.

3.3 Modelagem dos Relés Baseados em Medidas de Frequência

Os relés baseados em medidas de frequência analisados neste trabalho foram:

- Relés de deslocamento de fase ou “salto de vetor”;
- Relés de taxa de variação de frequência (df/dt);
- Relés de sub/sobrefrequência.

O funcionamento de cada um desses relés será explicado nas seções seguintes, bem como os seus modelos computacionais empregados nas simulações dinâmicas.

3.3.1 Relé de Deslocamento de Fase ou “Salto de Vetor”

O relé de deslocamento de fase também é conhecido como “Salto de Vetor” e na literatura técnica, geralmente em inglês, esse relé é encontrado sob diversas denominações: *vector surge relay*, *vector jump relay* ou *voltage jump relay* (Jenkins et al., 2000). Para explicar seu princípio de funcionamento veja a Figura 3.4, em que um gerador síncrono, representado pelo seu modelo clássico (Kundur, 1994), está equipado com um relé de deslocamento de fase e opera em paralelo com o sistema de distribuição, alimentando uma carga L . A conexão do subsistema composto pelo gerador síncrono e a carga L com a rede de distribuição é feita pelo disjuntor DJ .

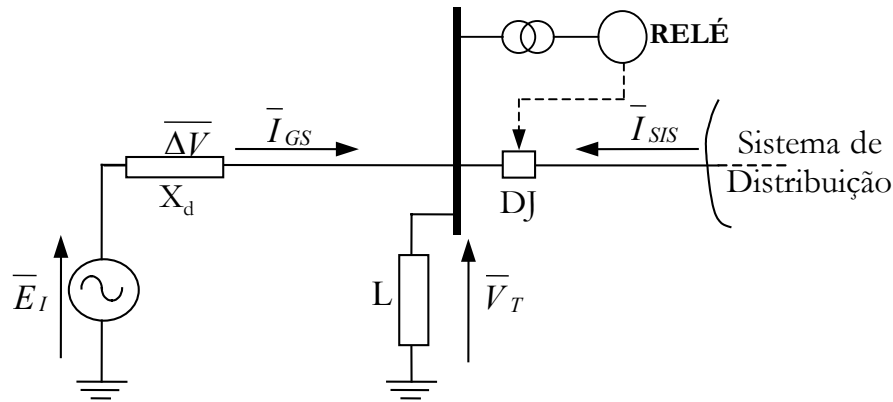


Figura 3.4 - Gerador síncrono operando em paralelo com o sistema de distribuição.

Considerando a Figura 3.4 e a situação de regime permanente, observa-se que há uma queda de tensão ΔV entre a tensão terminal $\bar{V}_T$ e a tensão interna do gerador $\bar{E}_I$, devido à corrente do gerador $\bar{I}_{GS}$ que passa por sua reatância síncrona X_d . Consequentemente há uma defasagem angular θ entre a tensão terminal e a tensão interna do gerador, conforme mostra o diagrama fasorial da Figura 3.5(a).

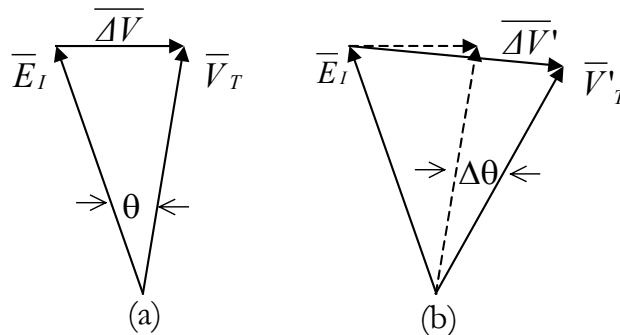


Figura 3.5 - Fasores da tensão interna e terminal do gerador: (a) antes da abertura do disjuntor; (b) após a abertura do disjuntor.

Retornando à Figura 3.4, se o disjuntor DJ abre devido a um curto-circuito, por exemplo, o sistema composto pelo gerador síncrono e a carga L torna-se ilhado. A partir desse instante, o gerador síncrono é a única fonte de alimentação da carga L , uma vez que a corrente proveniente do (ou fornecida ao) sistema de distribuição foi abruptamente interrompida. Logo, o gerador síncrono desacelera se existir déficit de geração de potência ativa no subsistema isolado, ou acelera se existir excesso de geração de potência ativa. Portanto, no momento da abertura do disjuntor DJ , o gerador síncrono assume ou rejeita carga e, como consequência, a defasagem angular entre $\bar{E}_I$ e $\bar{V}_T$ aumenta ou diminui repentinamente, conforme mostrado na Figura 3.5(b). Analisando esse fenômeno no domínio do tempo, o valor instantâneo da tensão terminal se altera assim como seu ângulo de fase. Isso é mostrado na Figura 3.6, em que o ponto A indica o instante da abertura do

disjuntor *DJ*. Como ocorre a variação do ângulo de fase da tensão terminal, a frequência também varia. Esse comportamento da tensão terminal também é conhecido como “salto de vetor”.

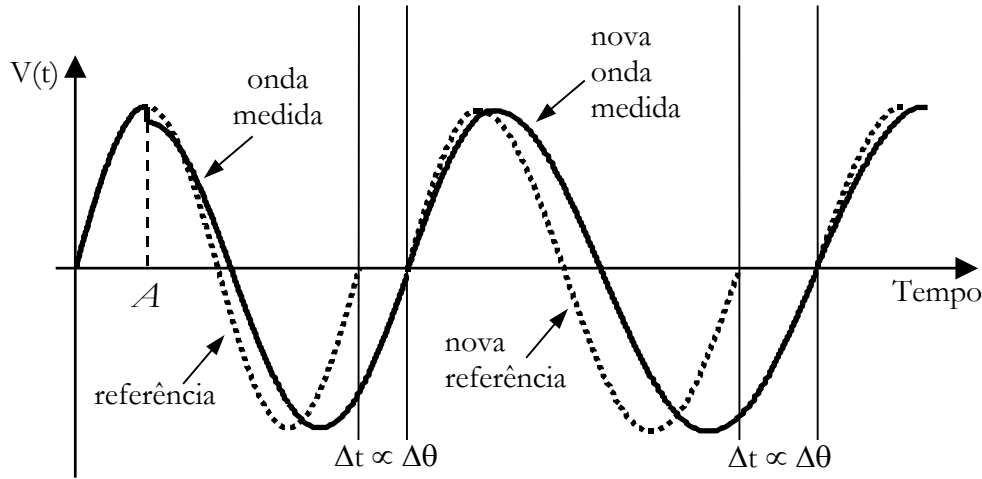


Figura 3.6 - Forma de onda da tensão terminal após o ilhamento e sistema de medição ciclo a ciclo do relé de deslocamento de fase.

Os relés de deslocamento de fase disponíveis comercialmente medem a duração de um ciclo elétrico e iniciam uma nova medição cada vez que a forma de onda da tensão cruza o eixo horizontal em sentido ascendente. A duração medida desse ciclo é então comparada com a duração do ciclo anterior, que permanece armazenada no relé. Essa variação da duração do ciclo é proporcional ao deslocamento de fase $\Delta\theta$, que é o sinal de entrada do relé (SEG, 2005; Jenkins et al., 2000; Reis Filho, 2002; Tyco Electronics, 2002). Caso esse sinal seja maior que um valor ajustado no relé, este opera enviando outro sinal que imediatamente comanda a abertura do disjuntor do gerador. Normalmente, recomenda-se um ajuste de 6° para relés de deslocamento de fase, mas no caso de geradores distribuídos interligados em redes “fracas”, ou seja com baixas potências de curto-circuito no ponto de interligação, recomenda-se um ajuste de 12° para minimizar casos de falsa operação do relé quando ocorrem chaveamentos de grandes blocos de carga. No Reino Unido, os ajustes típicos para esses relés estão entre 8° e 12° (Jenkins et al., 2000).

Relés de deslocamento de fase são equipados com um ajuste de mínima tensão de operação, que determina o bloqueio da operação do relé caso a tensão seja inferior a um valor ajustado. Essa característica impede a atuação indevida do relé durante a partida do gerador ou durante a ocorrência de curtos-circuitos.

Modelo Computacional

Os relés de deslocamento de fase foram simulados de acordo com o procedimento seguinte. O ângulo da tensão terminal θ é calculado a cada passo de integração e o ângulo de referência da tensão terminal θ_o é determinado e atualizado ciclo a ciclo. O valor absoluto da diferença entre esses ângulos, ou seja $\Delta\theta = \|\theta - \theta_o\|$, é calculado a cada passo de integração e comparado com o valor

ajustado no relé de deslocamento de fase. Além disso, o valor eficaz da tensão terminal é também calculado a cada passo de integração. Assim, se a variação do ângulo $\Delta\theta$ for maior que o ajuste do relé e a tensão terminal for maior que o valor de mínima tensão de operação, o relé opera e envia um sinal de disparo para abrir o disjuntor do gerador. A Figura 3.7 ilustra o desenvolvimento desse algoritmo, considerando dois ciclos completos e um passo de integração igual a 5,56 milissegundos (1/60/3 segundos). Nesta figura o ilhamento ocorre no início do primeiro ciclo.

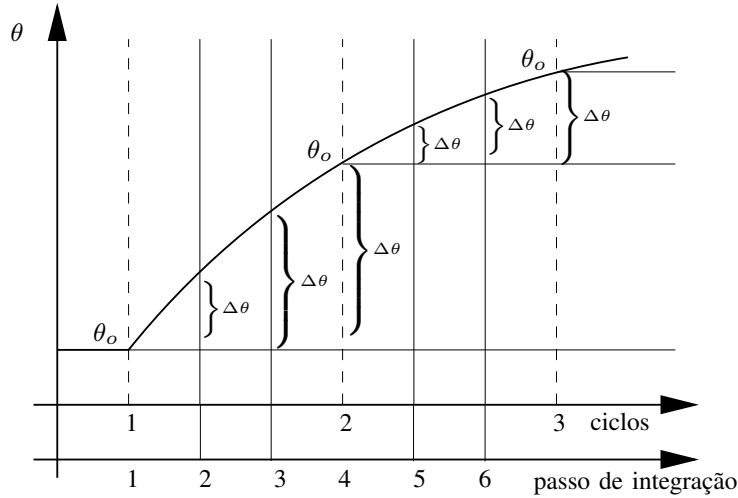


Figura 3.7 - Representação gráfica do algoritmo de processamento de relés de deslocamento de fase.

A lógica de atuação do relé de deslocamento de fase é representada pelo diagrama esquemático da Figura 3.8.

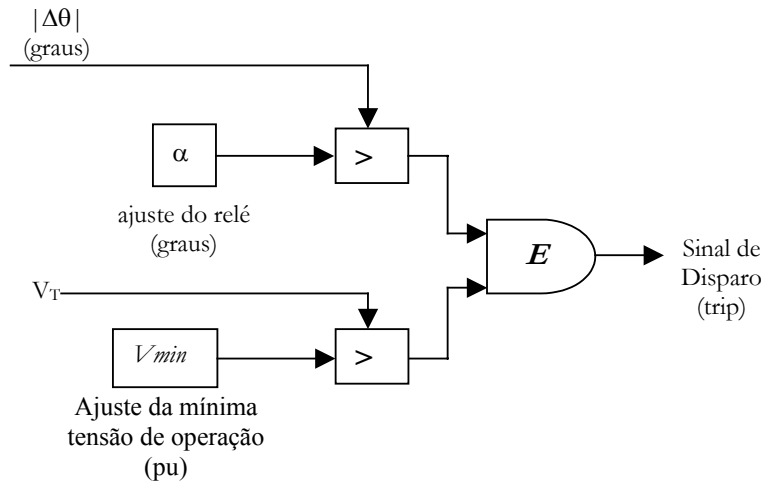


Figura 3.8 - Diagrama esquemático da lógica de operação do relé de deslocamento de fase.

Normalmente, esse tipo de relé apresenta tempos de operação muito baixos, da ordem de 20 ms. Em razão disso, nenhum atraso adicional em seu tempo de operação foi considerado no modelo computacional. Adicionalmente, o valor eficaz da tensão terminal também é calculado em

cada passo de integração e comparado com o ajuste de mínima tensão de operação. Caso o valor seja menor que o ajuste mínimo, a atuação do relé é bloqueada.

3.3.2 Relé de Taxa de Variação de Frequência

O relé de taxa de variação de frequência (ou relé tipo df/dt ou ROCOF – do inglês *Rate of Change of Frequency*) é considerado uma técnica sensível e confiável para detectar ilhamentos 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 (Jenkins et al., 2000).

A taxa de variação da frequência é calculada considerando-se uma janela de medida de alguns ciclos, usualmente 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 típica disponível em modelos comerciais desses relés é 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. Esses relés podem ter atuação temporizada, ou seja, quando a taxa de variação da frequência exceder o ajuste do relé e assim permanecer além de um tempo pré-ajustado (T_{set}), o relé opera. Assim como nos relés de deslocamento de fase, 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 determinado valor (V_{min}). A Figura 3.9 apresenta um esquema simplificado de relés tipo df/dt . Nesta figura, o valor do sinal K , que é o valor absoluto da derivada do sinal de entrada após ser filtrado, será efetivamente 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.

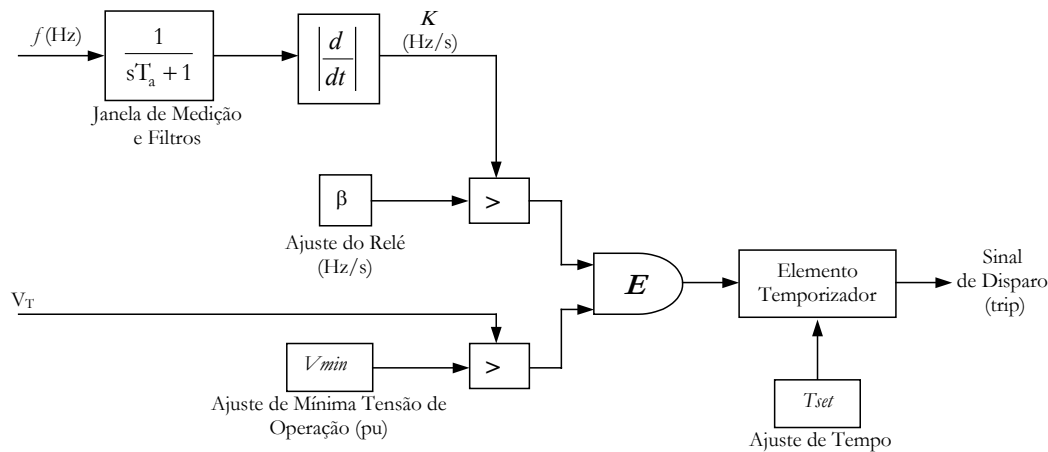


Figura 3.9 - Esquema simplificado de um relé de taxa de variação de frequência.

Modelo Computacional

O modelo do relé tipo df/dt utilizado nas simulações dinâmicas deste trabalho baseia-se no modelo simplificado da Figura 3.9, em que a frequência do sistema é fornecida diretamente pela velocidade do eixo do gerador distribuído. Dessa forma, deve-se acrescentar um bloco antes da entrada do sinal de frequência da Figura 3.9 para converter a velocidade do gerador ω_G para a unidade de frequência, Hz. Esse bloco é representado na figura seguinte considerando um sistema elétrico de 60 Hz.

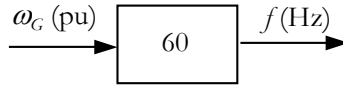


Figura 3.10 - Sinal de entrada para o modelo computacional do relé tipo df/dt .

Em resumo, a frequência da rede é determinada a partir da velocidade elétrica do gerador síncrono em todo o passo de integração. Tal sinal é filtrado usando uma função de transferência de primeira ordem com uma constante de tempo T_a . O sinal resultante é então comparado com o ajuste do relé. Se o valor absoluto do sinal for maior que o ajuste β durante um tempo superior a T_{set} e a tensão terminal do gerador for maior que o ajuste de valor mínimo de tensão V_{min} , então o relé sinaliza para abrir o disjuntor do gerador.

Na prática, o mínimo tempo de atuação de relés de taxa de variação de frequência se encontra dentro de uma faixa de 130 ms a 200 ms, dependendo do fabricante do dispositivo. Este tempo mínimo de operação deve-se, principalmente, a dois fatores: atraso inerente do circuito de medição do relé e uma função do algoritmo do relé, segundo a qual o sinal df/dt estimado deve persistir por alguns ciclos para se ter uma medida mais segura e confiável (Siemens, 1997; Tyco Electronics, 2002; ABB, 2005; Cooper Wooper Systems, 2005; Schneider-Electric, 2005; SEG, 2005). Portanto, com o objetivo adaptar o modelo utilizado neste trabalho para considerar o mínimo tempo de operação dos relés de taxa de variação de frequência, uma temporização de 130 ms foi adicionada ao modelo computacional da Figura 3.9.

Em Vieira et al. (2005) é apresentada uma análise do comportamento do sinal de frequência após a ocorrência de um ilhamento considerando duas situações:

1. Frequência calculada diretamente da velocidade do gerador síncrono, utilizando simulação dinâmica fasorial para análise de estabilidade transitória. Este procedimento é considerado simplificado.
2. Frequência calculada a partir da tensão terminal do gerador síncrono, utilizando simulação dinâmica mais detalhada para avaliar transitórios eletromagnéticos. Este é o procedimento detalhado para o cálculo da frequência.

Os resultados apresentados no referido trabalho mostram que o procedimento simplificado para o cálculo da frequência elétrica é tão preciso quanto o detalhado para as simulações de ilhamento

realizadas nesta tese. Portanto, justifica-se o uso da velocidade do gerador síncrono como sinal de entrada para o modelo computacional do relé tipo df/dt e do relé de frequência convencional, como será abordado na próxima seção.

3.3.3 Relé de Sub/Sobrefrequência

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. Os relés de frequência podem apresentar ajustes temporizados e também um ajuste de mínima tensão de operação. Assim, depois de calculada, a frequência do sistema é comparada com os ajustes de sub e sobrefrequência. Caso a frequência do sistema seja superior (inferior) ao ajuste de sobrefrequência (subfrequência) β_1 (β_2) durante um tempo ajustado T_{set} e se o valor eficaz da tensão terminal for superior ao ajuste de mínima tensão de operação V_{min} , o relé envia um sinal para comandar a abertura do disjuntor do gerador. Esse princípio de operação é esquematizado na Figura 3.11.

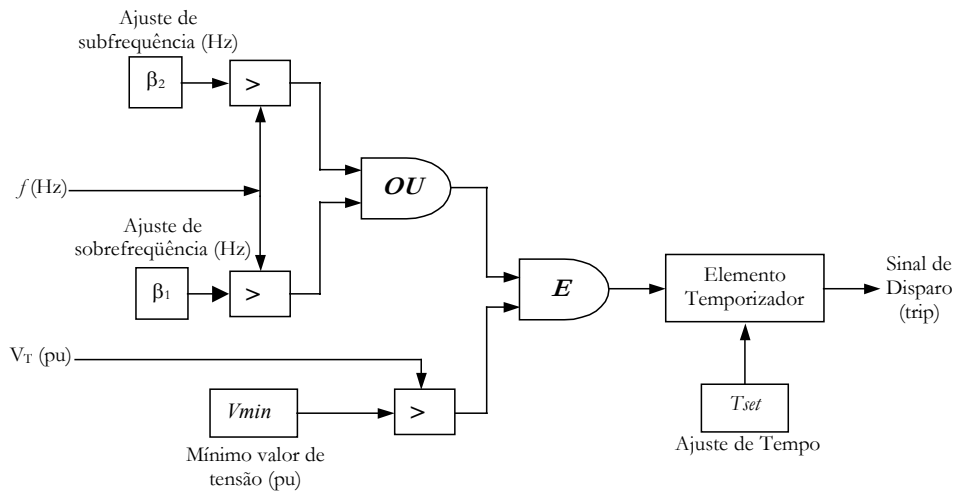


Figura 3.11 - Esquema simplificado de um relé de sub/sobrefrequência.

Modelo Computacional

O modelo computacional do relé de frequência baseia-se no diagrama da Figura 3.13, em que a frequência da rede é obtida diretamente da velocidade do gerador. Utiliza-se, portanto, um modelo simplificado para cálculo da frequência elétrica, tal como foi explicado para o relé de taxa de variação de frequência. A frequência de entrada do relé é obtida também pelo diagrama de blocos da Figura 3.12. A frequência elétrica é determinada em cada passo de integração e é comparada com os ajustes de sub e sobrefrequência. O valor eficaz da tensão terminal também é calculado em cada passo de integração e comparado com o ajuste de mínima tensão de operação. Caso o valor da frequência exceda o ajuste de subfrequência ou o de sobrefrequência e, simultaneamente, o valor eficaz da tensão terminal exceda V_{min} , o relé envia um sinal ao temporizador que inicia o processo de

contagem de tempo. Se as condições de atuação permanecerem durante o tempo ajustado T_{set} , um sinal de disparo é enviado pelo relé ao disjuntor do gerador distribuído.

Assim como explicado para os relés de taxa de variação de frequência, os relés de sub e sobrefrequência possuem um mínimo tempo de operação, resultante do processamento de sinais no circuito de medição do relé e no algoritmo de funcionamento do mesmo. Este mínimo tempo de operação varia de 80 ms a 150 ms (Siemens, 1997; ABB, 2005; Schneider-Electric, 2005; SEG, 2005). Neste trabalho, considerou-se 80 ms como mínimo tempo de operação do relé de sub/sobrefrequência que foi representado como um acréscimo na temporização do modelo da Figura 3.11.

3.4 Modelagem dos Relés Baseados em Medidas de Tensão

O tipo de relé baseado em medida de tensão analisado nesta tese foi o relé de sub/sobretensão, cujo princípio de funcionamento e modelo computacional são apresentados a seguir.

3.4.1 Relé de Sub/Sobretensão

Os relés de sub/sobretensão, ou simplesmente relés de tensão, determinam o valor eficaz da tensão da barra ao qual estão conectados considerando uma janela de medida de alguns ciclos elétricos sobre a forma de onda dessa tensão. A tensão terminal, antes de ser processada, passa pelos filtros na entrada do relé para eliminar transitórios de alta frequência e outros sinais que possam causar imprecisão na medida. O sinal resultante é então utilizado para determinar o valor eficaz da tensão, que é comparado com os ajustes de subtensão (V_{SUB}) e sobretensão (V_{SOBRE}). Caso o valor medido da tensão ultrapasse os limites impostos pelos ajustes e se esta condição permanecer por um tempo superior a um valor ajustado (T_{set}), o relé opera enviando um sinal para comandar a abertura do disjuntor do gerador. Alguns relés de tensão microprocessados trifásicos permitem que a grandeza de análise seja escolhida entre duas possibilidades, afetando assim seu modo de operação. A primeira possibilidade avalia o valor eficaz das tensões das três fases, ou seja, o relé opera apenas se as tensões das três fases excederem, simultaneamente, o valor ajustado. Por outro lado, a segunda possibilidade utiliza o valor eficaz da tensão de sequência positiva, que provoca a atuação do relé caso ultrapasse o valor ajustado. Um esquema simplificado de um relé de tensão é apresentado na Figura 3.12. Normalmente, utilizam-se ajustes de 0,5 pu a 0,8 pu para subtensão e 1,1 pu a 1,2 pu para sobretensão. Esses ajustes podem ser temporizados ou não, dependendo do tipo de aplicação do relé.

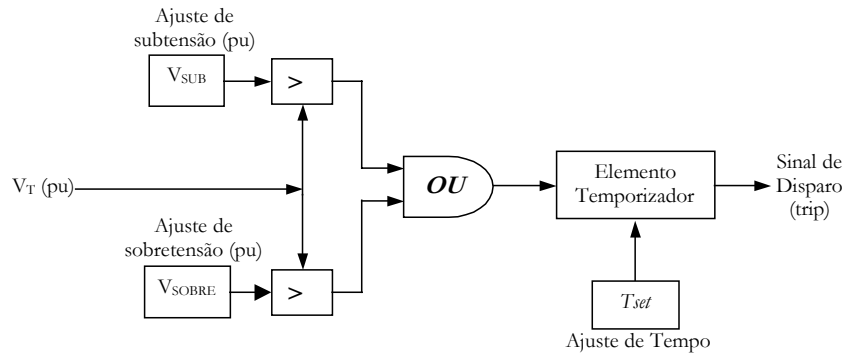


Figura 3.12 - Esquema simplificado de um relé de sub/sobretensão.

Modelo Computacional

Neste trabalho, o modelo computacional de relé de tensão utilizado nas simulações dinâmicas obedece ao esquema da Figura 3.12. O sinal de entrada V_T é a tensão terminal de sequência positiva do gerador síncrono, calculada por meio da expressão abaixo:

$$V_{1G} = \sqrt{V_d^2 + V_q^2} \quad (\text{pu}) \quad (3.5)$$

em que V_d e V_q já foram definidos anteriormente e são obtidas diretamente das equações do circuito equivalente do gerador síncrono por meio de um bloco de saída de variáveis do SimPowerSystems, denominado “Machines Measurements Demux”. Logo, o valor eficaz da tensão de sequência positiva do gerador é calculada em cada passo de integração e comparada aos ajustes de sub e sobretensão. Caso algum desses limites seja ultrapassado, o temporizador inicia a contagem de tempo e, se a condição de defeito permanecer até o tempo T_{set} , um sinal de disparo é enviado para o disjuntor do gerador.

Em alguns casos analisados houve a necessidade de realizar simulações do tipo eletromagnética para corrigir problemas de convergência do método de integração, causados pelo uso de modelos de cargas do tipo potência constante. Entretanto nos casos simulados em que cargas tipo corrente e impedância constante foram empregadas, utilizou-se simulação do tipo fasorial. Os resultados obtidos por ambos os tipos de simulação para analisar a aplicação de relés de tensão na ocorrência de ilhamentos são muito semelhantes, conforme apresentado em Vieira (2005). Assim, para o tipo de evento considerado nesta tese é possível fazer uma análise conjunta de resultados, ou seja, comparar resultados obtidos por simulação fasorial com os obtidos por simulação de transitórios eletromagnéticos.

Os relés de tensão normalmente apresentam tempos de atuação baixos, inferiores a 50 ms. Em razão disso, não foi considerado tempo de mínima operação em seu modelo computacional, visto que o mesmo já apresenta tempo mínimo de operação dessa ordem de grandeza.

3.5 Sistemas Elétricos

Os métodos para avaliar o desempenho da proteção contra ilhamentos desenvolvidos nesta tese foram aplicados a dois sistemas de distribuição de energia elétrica. O primeiro deles é amplamente utilizado para melhor compreensão dos conceitos de todos os métodos desenvolvidos, ao passo que o segundo sistema é usado nos capítulos 5, 6, 7 e 8 para mostrar a aplicação dos métodos em outro tipo de sistema, comprovando que os conceitos podem ser perfeitamente aplicáveis a qualquer sistema de distribuição de energia elétrica. A descrição de cada um deles é apresentada nas subseções seguintes.

3.5.1 Sistema 1

O Sistema 1 é 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 ilhamentos. Nas simulações, o ilhamento ocorre com a abertura do disjuntor *DJ* instalado na barra 2. A Figura 3.13 ilustra esse sistema elétrico. Os modelos de linhas, transformadores e do gerador foram descritos anteriormente neste capítulo. Os modelos das cargas foram alterados conforme a necessidade da simulação, ou seja, cargas tipo potência constante, impedância constante ou corrente constante. Em condições nominais de tensão (1 pu) os valores das potências ativa e reativa são os apresentados na Figura 3.13. Todos os parâmetros desse sistema são apresentados no Apêndice A.

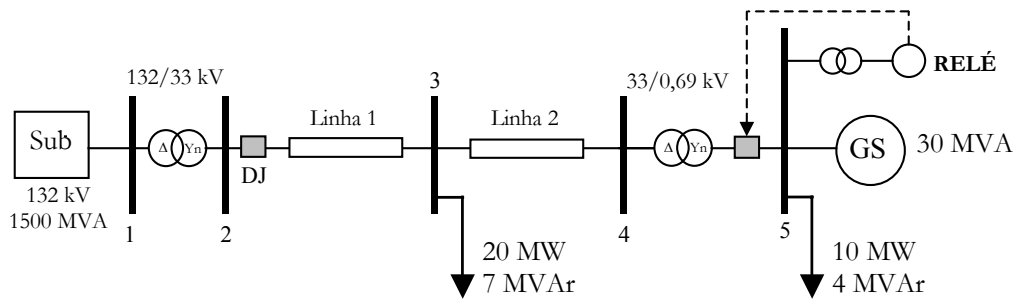


Figura 3.13 - Diagrama unifilar do Sistema 1.

3.5.2 Sistema 2

O Sistema 2 é baseado em dados reais de um sistema elétrico de distribuição pertencente a uma concessionária do interior do Estado de São Paulo. Ele é composto de uma subestação (*SUB*) de

subtransmissão em 88 kV e com nível de curto-circuito de 1000 MVA que alimenta um sistema de distribuição em 13,8 kV onde se encontra instalado um gerador síncrono (GS) de 10 MVA na barra 9. O ilhamento é simulado pela abertura do disjuntor *DJ* na barra 3 e o relé para a detecção do ilhamento está instalado na barra 9. O diagrama unifilar desse sistema é apresentado na Figura 3.14. Todos os parâmetros do sistema elétrico são apresentados no Apêndice A.

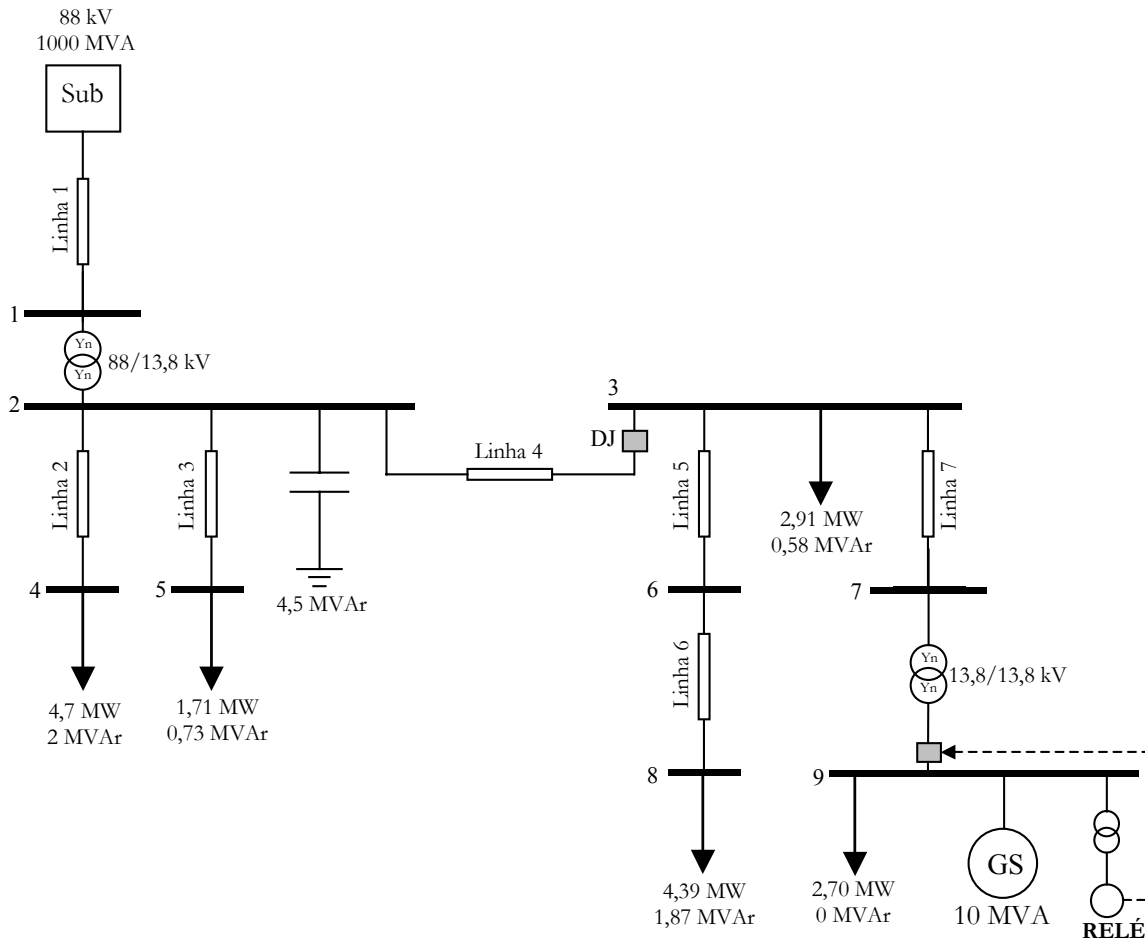


Figura 3.14 - Diagrama unifilar do Sistema 2.

3.6 Discussão Adicional

Ressalta-se que esta tese não tem por objetivo desenvolver modelos computacionais dos relés de proteção anti-ilhamento. Assim, optou-se por empregar modelos simplificados, os quais se mostraram adequados para os estudos realizados aqui. Adicionalmente, no caso em que as cargas são representadas por modelos do tipo potência constante, as simulações foram realizadas utilizando-se o módulo de análise eletromagnética do SimPowerSystems com o objetivo de evitar problemas de convergência associados com a representação deste tipo de carga durante baixos valores de tensões nodais e nos instantes de descontinuidade. Por outro lado, nos casos em que as cargas são representadas por modelos dependentes da tensão, por exemplo, corrente constante ou impedância constante, as simulações foram realizadas utilizando-se o módulo de estabilidade transitória do SimPowerSystems com o objetivo de agilizar a obtenção dos resultados, visto que milhares de simulações dinâmicas foram necessárias para o desenvolvimento deste trabalho. Além disso, estudos mostraram que para o tipo de análise realizada aqui os resultados são similares independentemente do tipo de ferramenta de análise dinâmica utilizada (Vieira et al., 2005). Apesar desses fatos, destaca-se que as técnicas e os conceitos desenvolvidos nesta tese podem ser empregados sem qualquer modificação para casos em que modelos bastante detalhados e simulação de transitórios eletromagnéticos sejam adotados.

Capítulo 4

Método das Curvas de Desempenho

As capacidades de detecção de ilhamento dos relés baseados em medidas de frequência e dos relés baseados em medidas de tensão dependem, respectivamente, do desbalanço de potência ativa e reativa entre geração e carga no subsistema isolado. É bem reconhecido que esses dispositivos podem não atuar caso o desbalanço de potência seja pequeno. Por outro lado, grandes desbalanços de potência ativa podem ser rapidamente detectados pelos relés baseados em medidas de frequência, assim como grandes desbalanços de potência reativa são facilmente detectados pelos relés baseados em medidas de tensão. Por conseguinte, entender a relação entre o desbalanço de potência e o tempo de detecção é fundamental para avaliar a eficácia desses métodos de detecção de ilhamento. Assim, este capítulo apresenta a primeira metodologia desenvolvida nesta tese, cuja principal contribuição é avaliar de forma sistemática o desempenho de relés baseados em medidas de frequência e de tensão empregados na detecção de ilhamento de geradores síncronos distribuídos. Essa nova metodologia é baseada em um conjunto de curvas relacionando tempo de detecção de ilhamento *versus* desbalanço de potência ativa (curvas de desempenho) e introduz o conceito de desbalanço crítico de potência ativa para os relés baseados em medidas de frequência. Em se tratando de relés baseados em medidas de tensão, a metodologia compreende a obtenção de curvas relacionando o tempo de detecção *versus* o desbalanço de potência reativa, e o conceito de desbalanço crítico de potência reativa. Todas as curvas são obtidas utilizando repetidas simulações dinâmicas não-lineares, considerando diferentes perfis de geração/carga na rede ilhada. A aplicação dessa metodologia possibilita que os relés sejam convenientemente comparados e que sejam identificados os principais fatores que influenciam suas características de operação. Os conceitos de curvas de desempenho e de desbalanço crítico de potência foram inicialmente apresentados por Freitas et al. (2005a) e Freitas et al. (2005b) para os relés de deslocamento de fase e de taxa de variação de frequência. Esta tese explora mais detalhadamente esses conceitos e os estende para os relés de sub e sobrefrequência, assim como para os relés de sub e sobretensão.

4.1 Curvas de Desempenho de Relés Baseados em Medidas de Frequência

Nesta seção, o processo de obtenção e os principais conceitos referentes às curvas de desempenho dos relés baseados em medidas de frequência são apresentados. Todas as curvas apresentadas nesta seção foram obtidas utilizando o Sistema 1, cujo diagrama foi apresentado na Figura 3.13. As cargas do sistema foram consideradas do tipo potência constante. A excitatriz do gerador foi controlada de forma a manter a tensão terminal constante em 1 pu. A ocorrência do ilhamento foi simulada por meio da abertura do disjuntor *DJ* no instante $t = 0,25$ segundo e o tempo total de simulação foi 1,25 segundo. Assim, caso o relé não operasse dentro de 1 segundo, 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.

As Figuras 4.1, 4.2 e 4.3 apresentam as curvas que relacionam o tempo de detecção e o desbalanço de potência ativa considerando ajustes típicos para os diferentes relés baseados em medidas de frequência. Os ajustes do relé de frequência são representados, neste capítulo, por uma variação máxima de frequência elétrica permitida em torno de 60 Hz, ou seja, o ajuste $\pm 0,50$ Hz indica um ajuste de 59,5 Hz para subfrequência e 60,5 Hz para sobrefrequência. Nota-se que o eixo horizontal representa variações no desbalanço de potência ativa na rede ilhada e o eixo vertical o tempo de detecção. Para a obtenção dessas curvas, as potências ativa e reativa das cargas do Sistema 1 foram mantidas constantes e variou-se gradualmente a potência ativa do gerador de 0 a 30 MW, correspondente a uma variação no desbalanço de potência ativa de 1 pu a 0 pu tendo como base a potência nominal do gerador em MVA. Nessas condições existe déficit de potência ativa na ilha formada. 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 ativa, tempo de detecção) e então se constrói a curva.

Observa-se que se o desbalanço de potência ativa diminui, o tempo de detecção aumenta. Verifica-se ainda uma relação quase exponencial entre o desbalanço de potência ativa e o tempo de detecção quando o desbalanço de potência é pequeno nos casos dos relés de frequência e deslocamento de fase. Ao passo que no caso do relé de taxa de variação de frequência, essa relação é quase logarítmica. Importantes informações podem ser extraídas dessas curvas, as quais são denominadas **curvas de desempenho** de relés baseados em medidas de frequência. Por exemplo, na Figura 4.4, onde uma das curvas de desempenho do relé de sub/sobrefrequência é mostrada, se o tempo para detecção do ilhamento requerido pela concessionária de energia é 500 ms, pode-se traçar uma linha horizontal referente a este valor que intercepta a curva de desempenho do relé no ponto **A**, correspondendo a um desbalanço de potência ativa de 29,11 %. Observa-se que caso haja um desbalanço de potência ativa superior a 29,11 %, o relé opera em um tempo inferior ao requerido pela concessionária. Por outro lado caso o desbalanço de potência ativa seja inferior a 29,11 %, o relé opera em um tempo maior que o exigido ou mesmo pode não detectar o ilhamento. Nesse caso, o

ajuste aplicado ao relé não está adequado para aquele nível de desbalanço de potência. O ponto **A** caracteriza-se, portanto, como um limiar entre as regiões segura e insegura de operação do relé. Esse limite é denominado **desbalanço crítico de potência ativa**. Quanto menor o desbalanço crítico de potência ativa mais eficiente é o relé para detectar ilhamentos naquele sistema elétrico.

Na Figura 4.5, os valores de desbalanço crítico de potência ativa para diversos valores de ajuste do relé de sub/sobrefrequência são apresentados. Tais desbalanços críticos foram calculados considerando-se que o tempo requerido de detecção de ilhamento é 500 ms. Como esperado, quanto menor a ajuste do relé, menor o valor de desbalanço crítico de potência. Essas observações são válidas para os outros relés baseados em medidas de frequência analisados neste trabalho. Esses dois conceitos, curvas de desempenho e desbalanço crítico de potência ativa, são ferramentas úteis para determinar as principais características de relés baseados em medidas de frequência, assim como comparar de forma coerente a eficácia dos mesmos, como será mostrado na próxima seção.

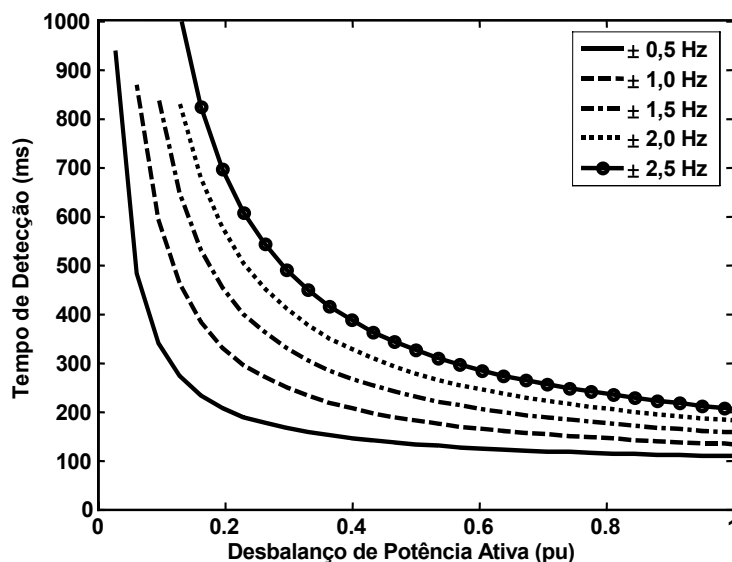


Figura 4.1 - Curvas de tempo de detecção *versus* desbalanço de potência ativa para o relé de sub/sobrefrequência.

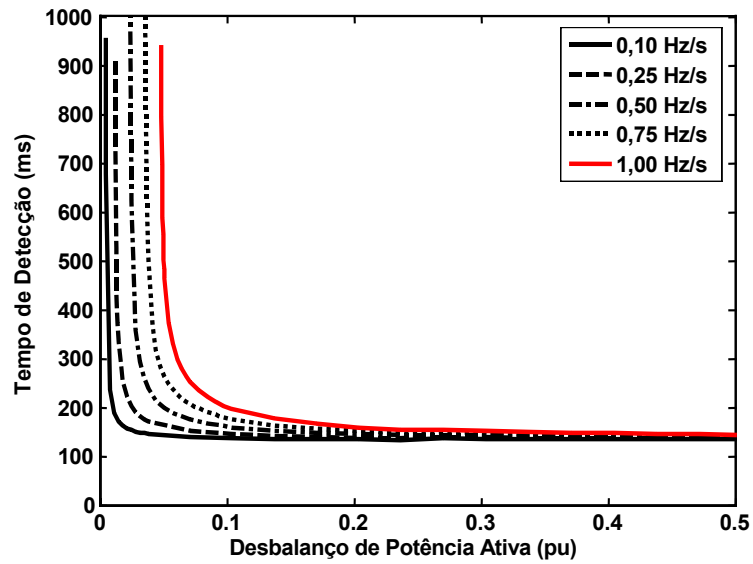


Figura 4.2 - Curvas de tempo de detecção *versus* desbalanço de potência ativa para o relé tipo df/dt .

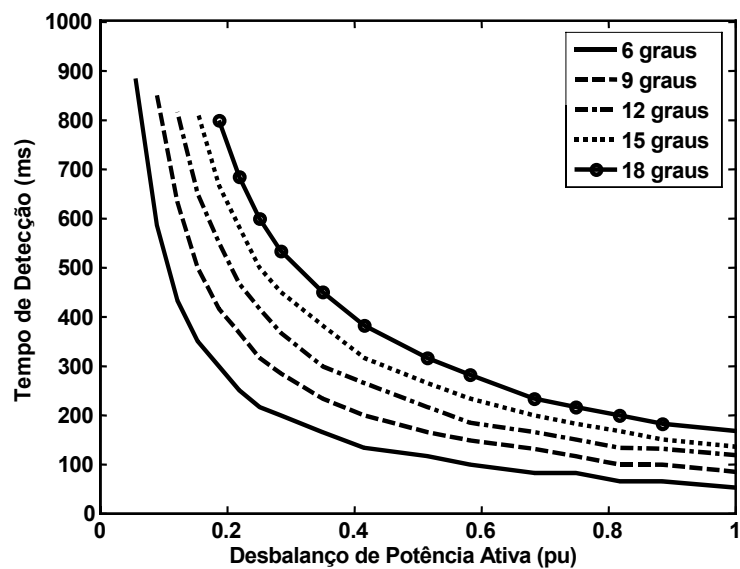


Figura 4.3 - Curvas de tempo de detecção *versus* desbalanço de potência ativa para o relé de deslocamento de fase.

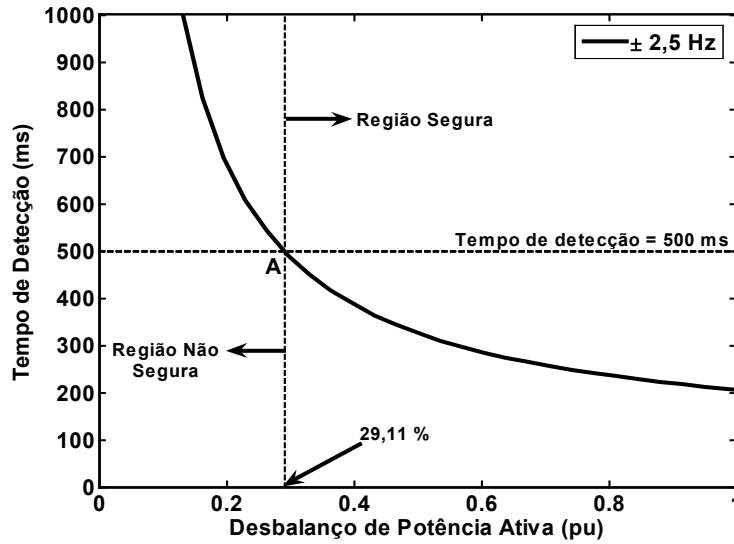


Figura 4.4 - Curva de desempenho típica de um relé de frequência ajustado em $\pm 2,5$ Hz.

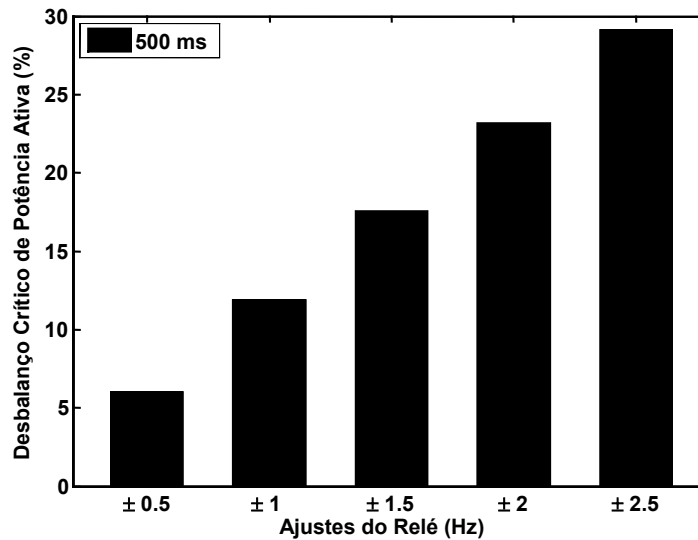


Figura 4.5 - Desbalanços críticos de potência ativa para diversos ajustes do relé de frequência.

As análises realizadas até então para os relés baseados em medidas de frequência mostraram que seu desempenho para detecção de ilhamentos é fortemente dependente do desbalanço de potência ativa. Essa relação não é verificada quando se analisa a influência do desbalanço de potência reativa no comportamento dinâmico do relé. As figuras 4.6, 4.7 e 4.8 ilustram esse fato apresentando as curvas de tempo de detecção *versus* desbalanço de potência reativa dos diferentes relés baseados em medidas de frequência. As curvas foram traçadas utilizando simulação dinâmica, semelhante ao procedimento realizado para construir os gráficos das figuras 4.1, 4.2 e 4.3. A diferença é que a potência ativa gerada foi mantida constante em 15 MW, resultando em um desbalanço de potência ativa de, aproximadamente, 15 MW. A excitatriz do gerador síncrono foi controlada de forma a

manter operação da máquina com fator de potência unitário. As diversas condições de desbalanço da potência reativa foram obtidas variando-se a carga reativa de 0 a 30 MVar (0 a 1 pu), caracterizando portanto um déficit de potência reativa na rede ilhada. As cargas ativas permaneceram inalteradas e o modelo de carga ativa e reativa empregado nas simulações foi o de potência constante. Para cada valor de desbalanço, o ilhamento foi simulado e o tempo de detecção foi registrado. Essas curvas mostram claramente que o desbalanço de potência reativa não exerce muita influência no desempenho desses relés, pois o tempo de detecção para cada ajuste foi praticamente constante para diferentes níveis de desbalanço de potência reativa. As pequenas variações ocorreram devido a variações pouco significativas do desbalanço de potência ativa, decorrentes da variação das perdas ôhmicas no sistema elétrico para cada condição de carga reativa. Para o caso simulado, uma variação de 0 a 30 MVar de cargas reativas provocou uma variação de 51,96% a 53,16% de desbalanço de potência ativa.

Assim, o desempenho dos relés baseados em medidas de frequência é mais bem avaliado pela metodologia que obtém as curvas relacionando o tempo de detecção com o desbalanço de potência ativa. Em virtude disso, o termo **curva de desempenho** será utilizado para referenciar essas curvas para essa classe de relés.

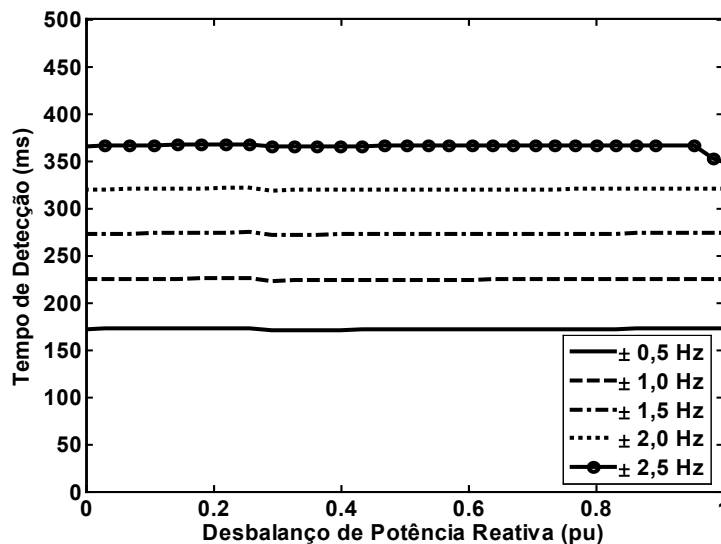


Figura 4.6 - Curvas de tempo de detecção *versus* desbalanço de potência reativa para o relé de sub/sobrefrequência.

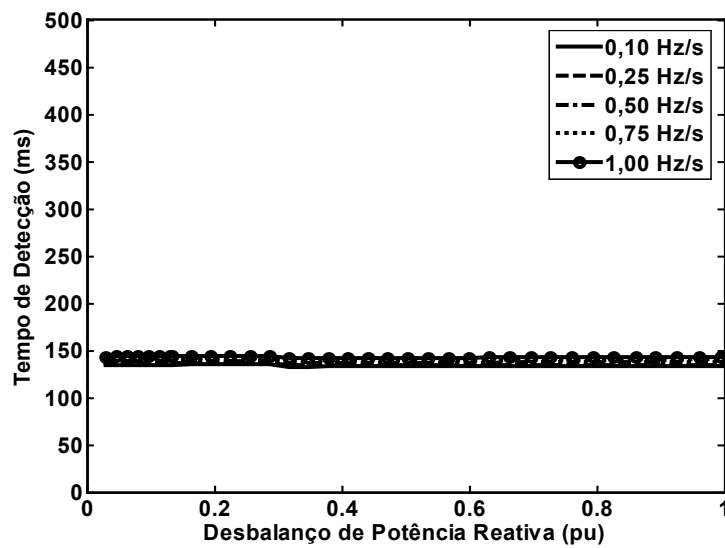


Figura 4.7 - Curvas de tempo de detecção *versus* desbalanço de potência reativa para o relé tipo df/dt .

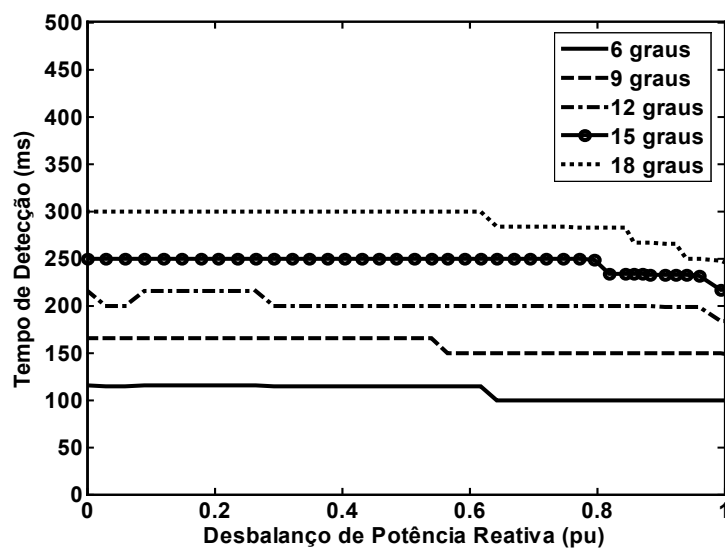


Figura 4.8 - Curvas de tempo de detecção *versus* desbalanço de potência reativa para o relé de deslocamento de fase.

4.2 Aplicação das Curvas de Desempenho de Relés Baseados em Medidas de Frequência

Nesta seção as curvas de desempenho são utilizadas para analisar a influência de diversos fatores na capacidade de detecção de ilhamentos dos relés de frequência, de taxa de variação de frequência e de deslocamento de fase. Os fatores analisados são: constante de inércia do gerador síncrono, cargas dependentes da tensão, modo de controle da excitatriz do gerador síncrono, variação do fator de potência das cargas, utilização dos elementos temporizados dos relés, variação da relação X/R (reatância/resistência) das linhas de distribuição e comprimento do alimentador. Adicionalmente, uma análise comparativa entre os diferentes relés é realizada. O Sistema 1 será considerado em todas as análises.

4.2.1 Constante de Inércia do Gerador

A Figura 4.9 mostra o impacto de diferentes valores de constante de inércia no desempenho dos três relés baseados em medidas de frequência. Os três valores de constante de inércia utilizados foram: 1; 1,5 e 2 segundos. O valor original da constante de inércia do gerador do Sistema 1 é 1,5 segundo. As curvas foram obtidas mantendo os valores de potência das cargas constantes e variando a potência elétrica do gerador de 0 a 30 MW. As cargas foram modeladas como potência constante. Para simplificar a apresentação dos resultados, embora diversos ajustes dos relés tenham sido simulados, apenas um ajuste de cada relé é mostrado, sendo 9° para o relé de deslocamento de fase; $\pm 0,5$ Hz/s para o relé de taxa de variação de frequência e $\pm 1,5$ Hz para o relé de frequência. Foi simulada a operação instantânea do relé de taxa de variação de frequência e do relé de frequência. Nessa figura, pode-se verificar a grande influência da constante de inércia no desempenho dos relés. Além disso, quanto maior a constante de inércia, maior é o desbalanço crítico de potência ativa para um mesmo ajuste e tempo de detecção. Esse fato acontece devido à energia armazenada na massa rotativa da máquina ser proporcional ao valor da constante de inércia. Conseqüentemente, a variação da frequência elétrica é mais lenta após o ilhamento de um subsistema com gerador de grande valor de constante de inércia. A Figura 4.10 compara os desbalanços críticos de potência ativa para vários ajustes desses relés, considerando 500 ms como tempo de detecção requerido. Todos os relés analisados apresentam melhor desempenho para proteger pequenos geradores distribuídos, ou seja, com menores constantes de inércia.

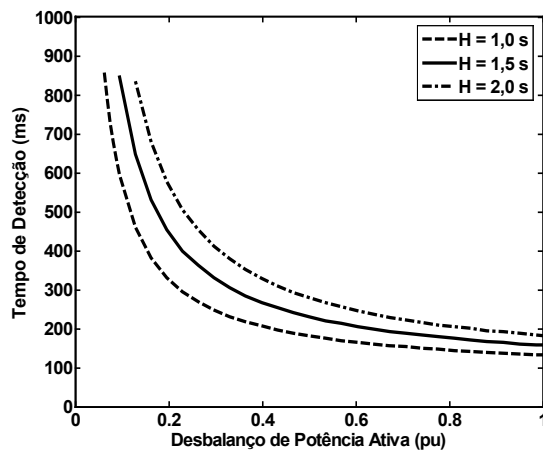
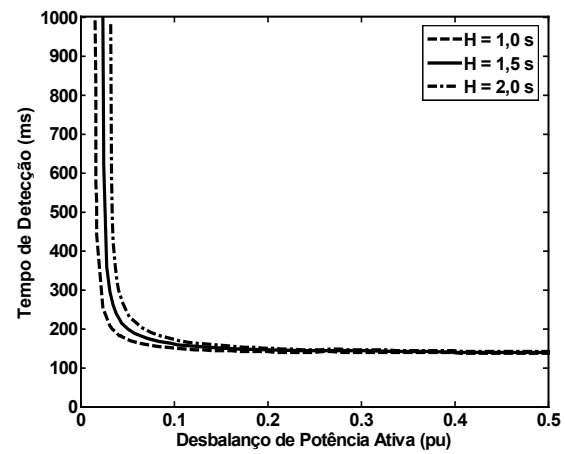
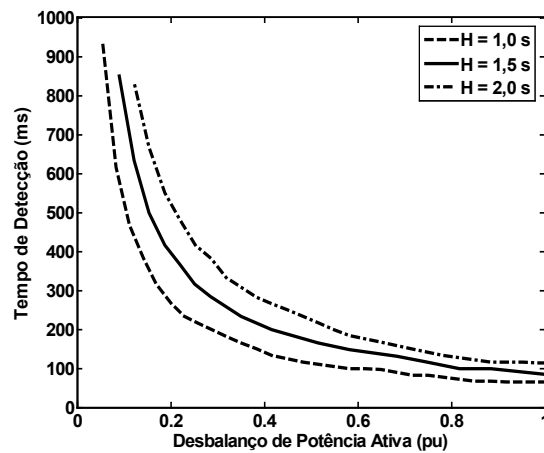
(a) Relé de frequência: ajuste de $\pm 1,5$ Hz.(b) Relé de taxa de variação de frequência: ajuste de $0,5$ Hz/s.(c) Relé de deslocamento de fase: ajuste de 9° .

Figura 4.9 - Impacto da constante de inércia do gerador no desempenho de relés baseados em medidas de frequência.

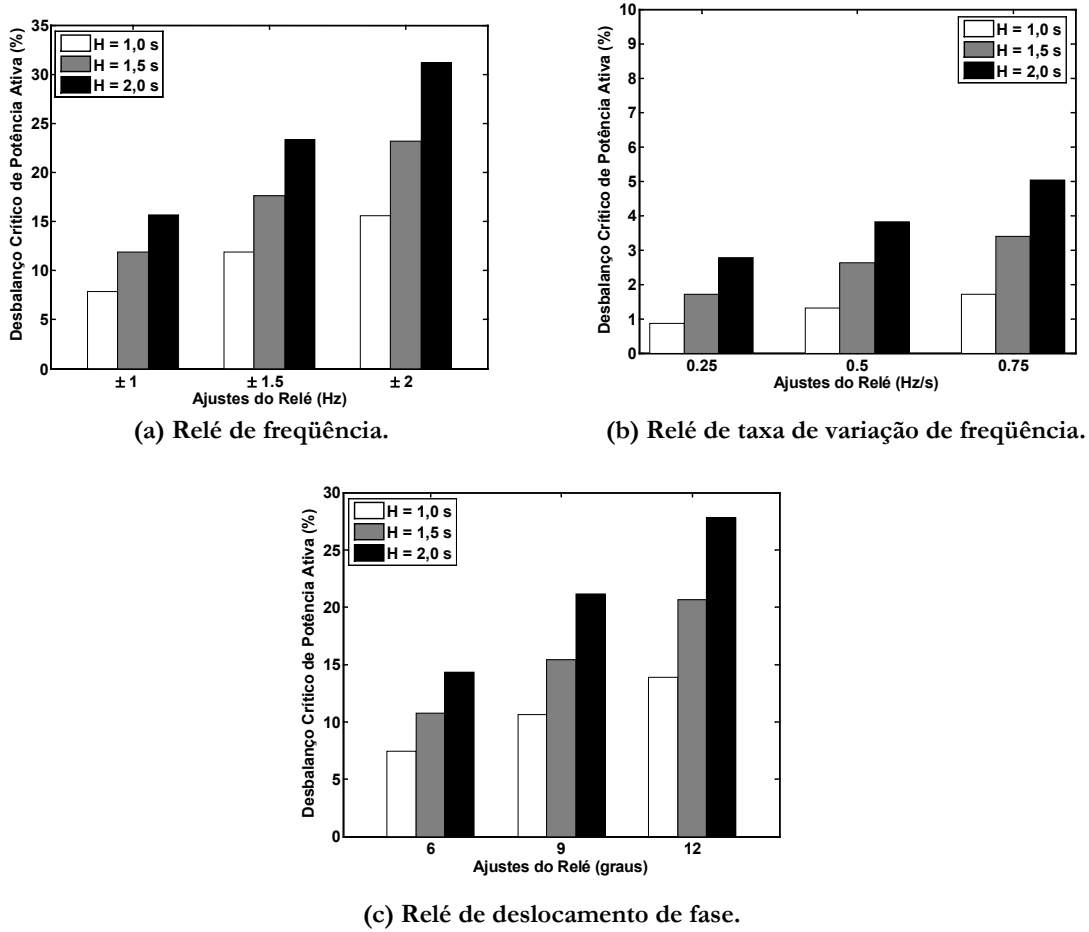


Figura 4.10 - Impacto de diferentes constantes de inércia nos desbalanços críticos de potência ativa.

As curvas de desempenho podem ser generalizadas para todos os valores de constante de inércia, normalizando o desbalanço de potência ativa pelo valor da constante de inércia, ou seja:

$$\Delta P_{\text{NORMALIZADO}} = \frac{\Delta P}{H} \quad (4.1)$$

A Figura 4.11 mostra as curvas da Figura 4.9 normalizadas para os valores de constante de inércia considerados. Assim, um determinado fabricante de relé pode usar essa curva normalizada para caracterizar seu dispositivo de forma genérica.

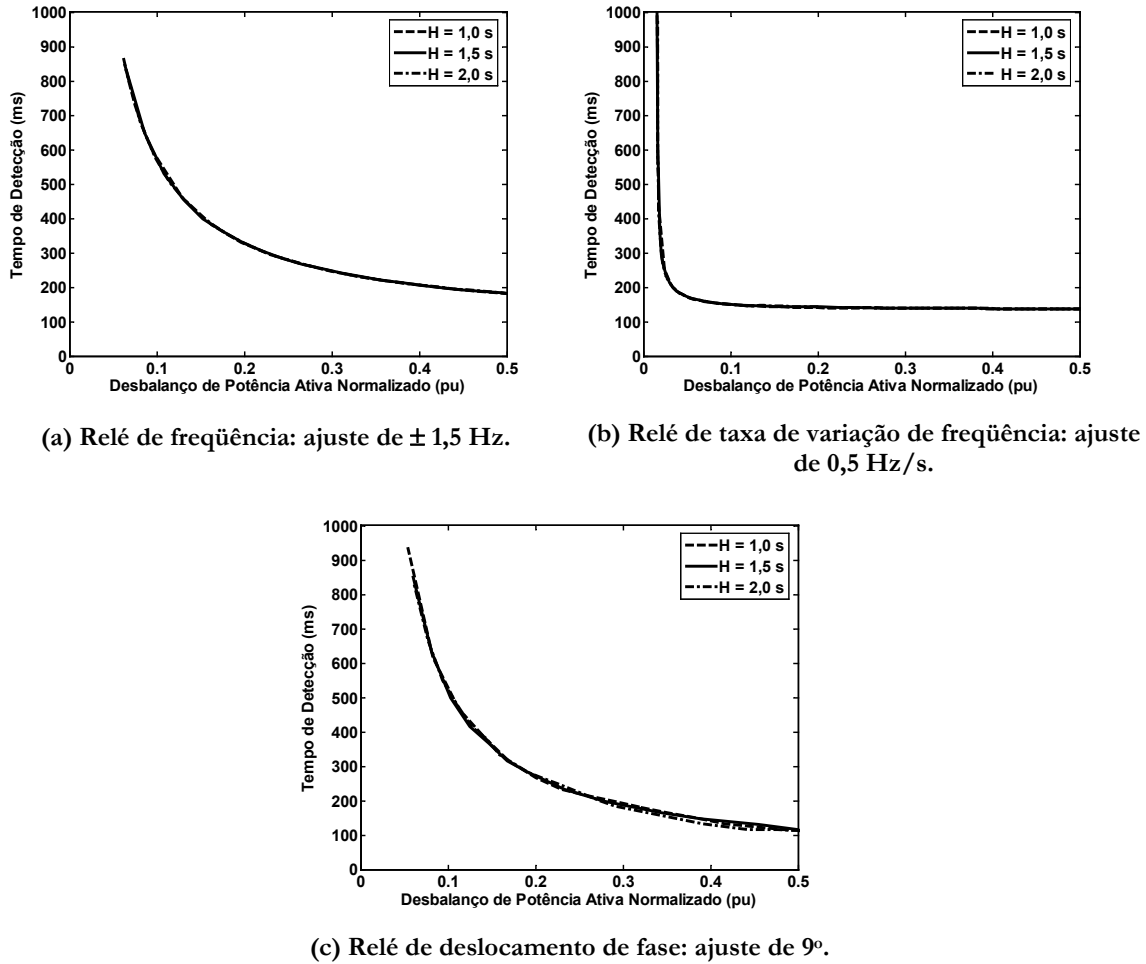


Figura 4.11 - Curvas de desempenho normalizadas para os relés baseados em medidas de frequência.

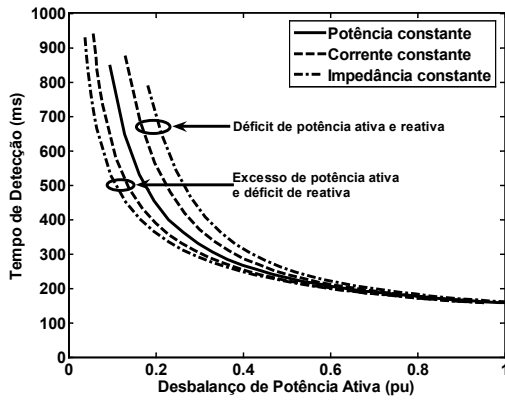
4.2.2 Cargas Dependentes da Tensão

Nesta subseção, analisa-se o impacto de cargas dependentes da tensão no desempenho dos relés baseados em medidas de frequência. Uma vez que as tensões nodais se alteram depois da ocorrência de um ilhamento, cargas dependentes da tensão influenciam o comportamento dinâmico dos desbalanços de potência ativa e reativa e, por conseguinte, dos relés. Cargas tipo potência constante, corrente constante e impedância constante foram analisadas. Além disso, para obter uma visão abrangente desses impactos, todas as combinações de déficit e excesso de potência ativa e reativa devem ser analisadas. Assim, os seguintes cenários foram investigados:

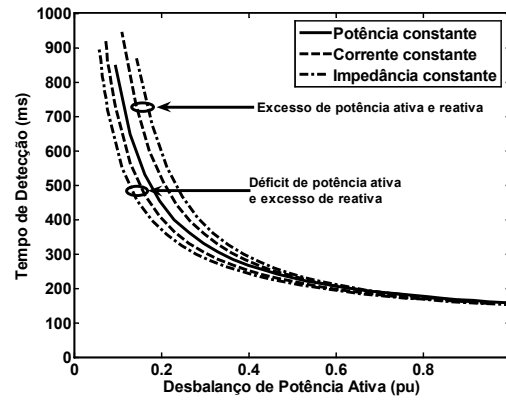
- Caso (a): déficit de potência ativa e reativa no sistema ilhado;
- Caso (b): déficit de potência ativa e excesso de potência reativa no sistema ilhado;
- Caso (c): excesso de potência ativa e déficit de potência reativa no sistema ilhado;

- Caso (d): excesso de potência ativa e reativa no sistema ilhado.

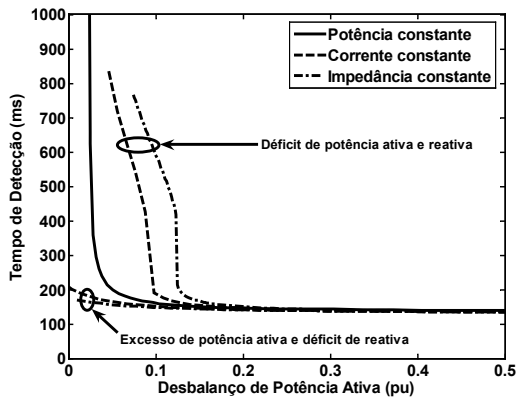
Os desempenhos dos relés baseados em medidas de frequência nas condições de déficit e excesso de potência ativa e reativa são apresentados na Figura 4.12, utilizando as curvas de tempo de detecção *versus* desbalanço de potência ativa. As simulações foram realizadas utilizando o Sistema 1 para cada tipo de carga. Os casos de déficit de potência ativa foram obtidos mantendo a potência ativa total das cargas em 30 MW e variando a potência ativa fornecida pelo gerador de 0 a 30 MW. Nos casos de excesso de potência ativa, a geração foi mantida constante em 30 MW e a carga ativa total foi variada de 0 a 30 MW, preservando o fator de potência das cargas. Para esses casos a excitatriz foi controlada para regular a tensão terminal em 1 pu, caracterizando déficit de potência reativa no sistema ilhado. Nos casos de excesso de potência reativa, a excitatriz foi controlada para regular o fator de potência do gerador em 0,90 capacitivo. Embora diversos ajustes tenham sido analisados, para facilitar a visualização apenas os seguintes ajustes são apresentados: 9° para o relé de deslocamento de fase; 0,5 Hz/s para o relé de taxa de variação de frequência e $\pm 1,5$ Hz para o relé de frequência.



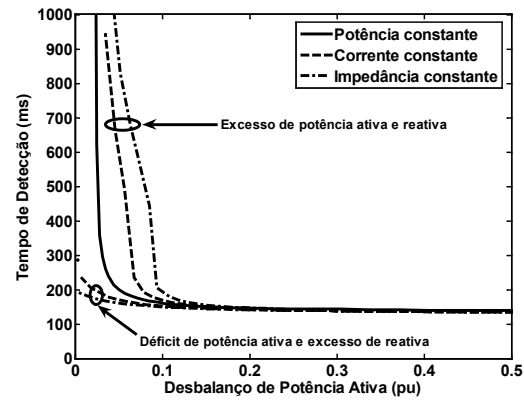
(a) Relé de frequência: déficit de potência reativa – ajuste em $\pm 1,5$ Hz.



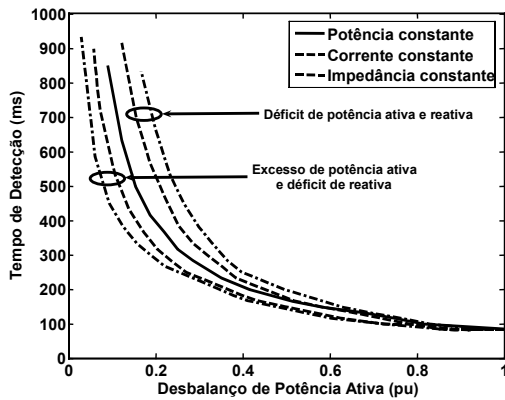
(b) Relé de frequência: excesso de potência reativa – ajuste em $\pm 1,5$ Hz.



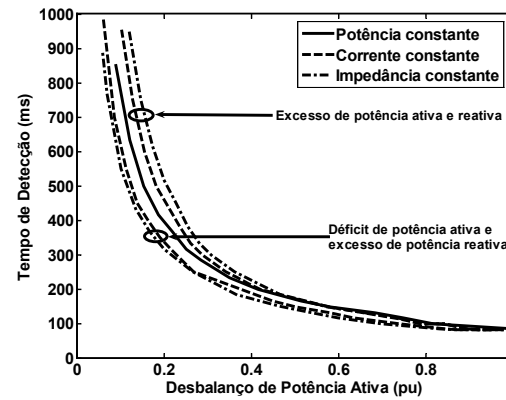
(c) Relé de taxa de variação de frequência: déficit de potência reativa – ajuste em $0,5$ Hz/s.



(d) Relé de taxa de variação de frequência: excesso de potência reativa – ajuste em $0,5$ Hz/s.



(e) Relé de deslocamento de fase: déficit de potência reativa – ajuste em 9° .



(f) Relé de deslocamento de fase: excesso de potência reativa – ajuste em 9° .

Figura 4.12 - Impacto de cargas dependentes da tensão no desempenho de relés baseados em medidas de frequência.

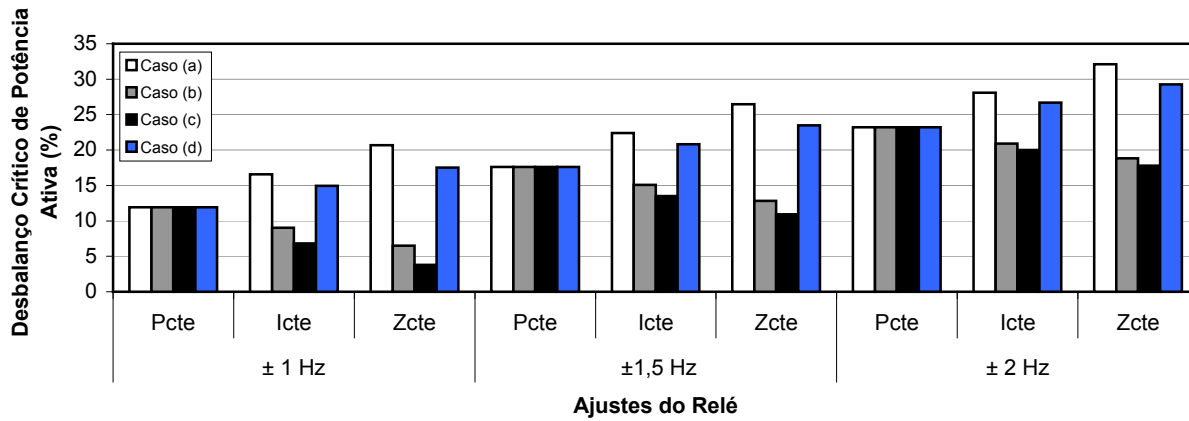
Analisando a Figura 4.12, verifica-se que o tipo de carga influencia fortemente o desempenho dos relés. Em todos os casos analisados observa-se que a presença de cargas tipo impedância constante produz os resultados mais otimistas, mas também os mais pessimistas dependendo das combinações de déficit e excesso de potência ativa e reativa. Os resultados mais otimistas são aqueles em que o ilhamento é detectado mais facilmente, ou seja, são os casos que apresentam os menores desbalanços críticos de potência ativa. Esses casos são os seguintes:

- Déficit de potência ativa e excesso de potência reativa (caso (b)) e cargas tipo impedância constante;
- Excesso de potência ativa e déficit de potência reativa (caso (c)) e cargas tipo impedância constante.

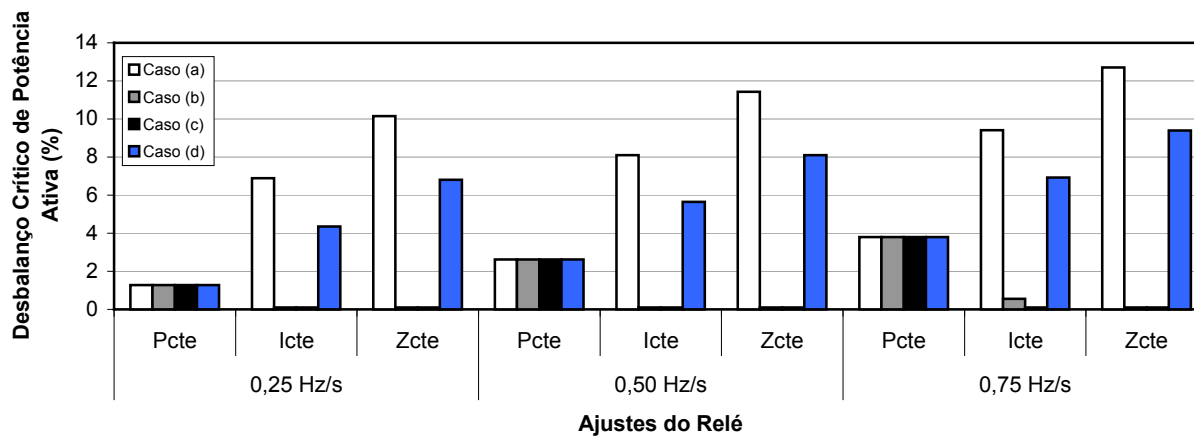
Por outro lado, os casos mais pessimistas são aqueles em que os relés têm maior dificuldade em detectar o ilhamento, uma vez que apresentam os maiores valores de desbalanços críticos de potência ativa. Esses casos são os seguintes:

- Déficit de potência ativa e reativa (caso (a)) e cargas tipo impedância constante;
- Excesso de potência ativa e reativa (caso (d)) e cargas tipo impedância constante.

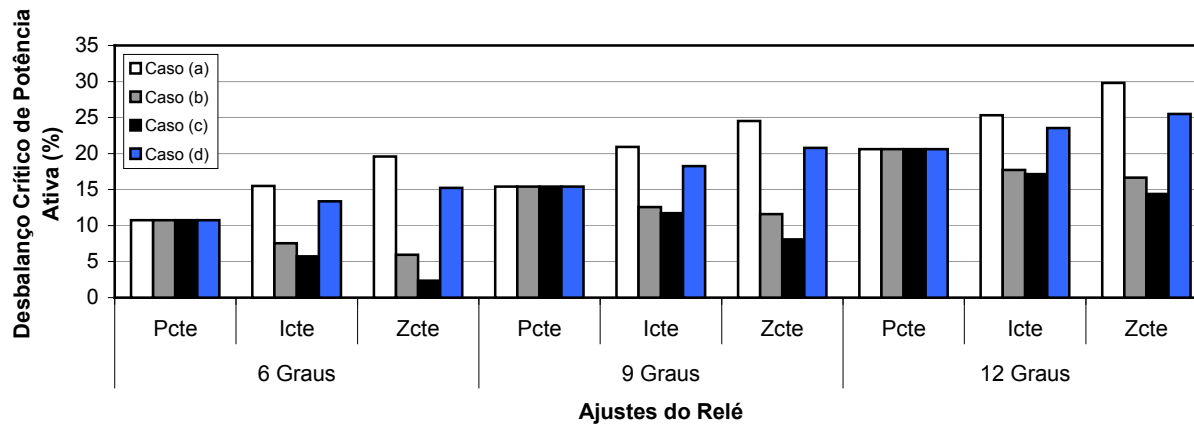
Admitindo um tempo de detecção de ilhamento de 500 ms, a Figura 4.13 compara os desbalanços críticos de potência ativa dos relés baseados em medidas de frequência estudados nesta tese, considerando três ajustes de cada um, os três tipos de carga e as combinações possíveis de déficit e excesso de potência ativa e reativa do sistema ilhado (caso (a) ao caso (d)). Todos os ajustes foram considerados instantâneos. Nesta figura, os termos “Pcte”, “Icte” e “Zcte” referem às cargas do tipo potência constante, corrente constante e impedância constante, respectivamente. Os resultados mostram uma variação significativa dos desbalanços críticos de potência ativa entre os tipos de carga analisados para um mesmo ajuste dos relés. Além disso, os resultados apresentados nessa figura corroboram com as conclusões anteriores sobre os casos mais pessimistas e os mais otimistas, uma vez que elas são válidas para diferentes ajustes do mesmo relé. Assim, em aplicações onde 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 pessimistas, ou conservadores, devem ser utilizados para avaliar e/ou projetar um sistema de proteção anti-ilhamento. Essas conclusões também foram verificadas para os outros ajustes dos relés analisados. O motivo das cargas dependentes da tensão terem grande influência sobre o desempenho dos relés é analisado a seguir.



(a) Relé de sub/sobrefrequência.



(b) Relé tipo df/dt.



(c) Relé de deslocamento de fase.

Figura 4.13 – Desbalanços críticos em função do tipo de carga para relés baseados em medidas de frequência.

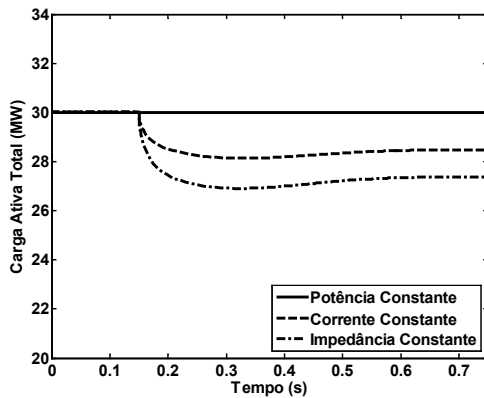
A Figura 4.14 apresenta o comportamento da carga ativa total do Sistema 1 após a ocorrência do ilhamento em $t = 0,25$ segundo e considerando os três tipos de carga: potência constante, corrente constante e impedância constante.

Em relação aos resultados da Figura 4.14(a), a carga ativa total do sistema foi mantida em 30 MW e o gerador foi ajustado para fornecer 20 MW para a rede elétrica. Nessas condições, o regulador de tensão do gerador foi configurado para controlar a tensão terminal em 1 pu. Isso representou um fornecimento de 7,9 MVar pelo gerador e 3,9 MVar eram provenientes da concessionária de energia (subestação principal). Após a ocorrência do ilhamento, as tensões das barras dentro da ilha diminuem, em virtude da carência de potência reativa no sistema elétrico. Como consequência, as cargas dependentes da tensão (corrente constante e impedância constante) têm seus consumos de potência ativa reduzidos. Por conseguinte, o desbalanço de potência ativa também diminui, dificultando a detecção do ilhamento. A maior variação do consumo de potência ativa ocorre para cargas do tipo impedância constante, uma vez que a relação da potência com a tensão é quadrática. Como resultado, a redução do desbalanço de potência ativa considerando cargas tipo impedância constante é a maior entre os três casos analisados.

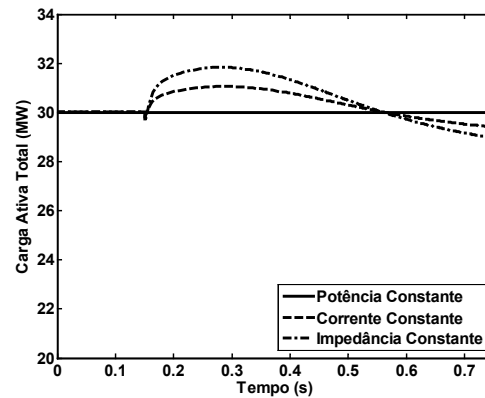
A Figura 4.14(b) apresenta o caso de déficit de potência ativa e excesso de potência reativa. Nessa situação, a potência ativa do gerador foi 20 MW e seu regulador de tensão foi configurado para controlar a tensão terminal em 1,05 pu, correspondendo a um suprimento de 18 MVar aproximadamente. As cargas ativas e reativas do sistema foram mantidas em 30 MW e 11 MVar, respectivamente, caracterizando excesso de potência reativa na ilha formada. Cerca de 10 MW eram provenientes da concessionária, a qual absorvia 7 MVar, aproximadamente. Após o ilhamento, observa-se o aumento do consumo de potência ativa quando as cargas são do tipo corrente e impedância constante. Isso ocorre devido ao excesso de potência reativa no sistema ilhado. Conseqüentemente, o desbalanço de potência ativa aumenta, facilitando a detecção do ilhamento. As maiores variações aconteceram para cargas tipo impedância constante.

A Figura 4.14(c) apresenta o caso de excesso de potência ativa e déficit de potência reativa. O gerador foi configurado para suprir 30 MW e sua tensão terminal foi regulada em 1 pu, o que correspondeu a um fornecimento de, aproximadamente, 6,5 MVar. As cargas totais do sistema foram modificadas para 24 MW e 11 MVar. A concessionária absorvia o excedente de potência ativa (cerca de 6 MW) e supria a carência de reativos do sistema elétrico (aproximadamente 4,5 MVar). Após o ilhamento, observa-se que a potência ativa consumida pelas cargas diminui. Como a geração está fixa em 30 MW, o desbalanço de potência ativa aumenta, facilitando a detecção do ilhamento. A diminuição da carga ativa deve-se à diminuição das tensões da ilha formada após o ilhamento, em decorrência da carência de potência reativa. Novamente as maiores variações ocorreram para o caso de cargas do tipo impedância constante.

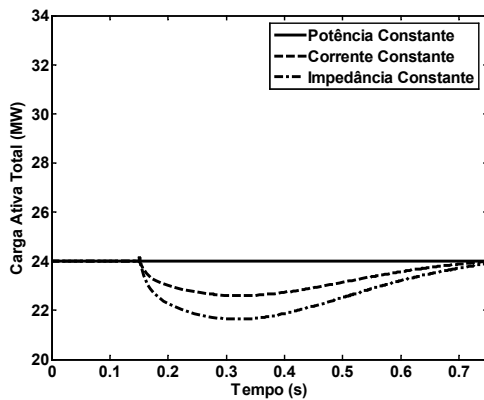
Finalmente, na Figura 4.14(d), a potência ativa total da carga antes do ilhamento foi alterada para 24 MW e o gerador foi despachado para suprir 30 MW para a rede elétrica. A excitatriz do gerador foi controlada para manter tensão terminal em 1,05 pu. Assim, antes do ilhamento o gerador fornecia 16,7 MVar ao sistema e a concessionária consumia 5,70 MVar aproximadamente, caracterizando um excesso de potência reativa no sistema ilhado. Conseqüentemente, as tensões nodais aumentam depois do ilhamento, provocando o aumento da carga ativa total, no caso das cargas tipo corrente e impedância constante. Logo, o desbalanço de potência ativa diminui para esses tipos de carga, tornando mais difícil a detecção do ilhamento. As maiores variações ocorrem para o caso de cargas tipo impedância constante.



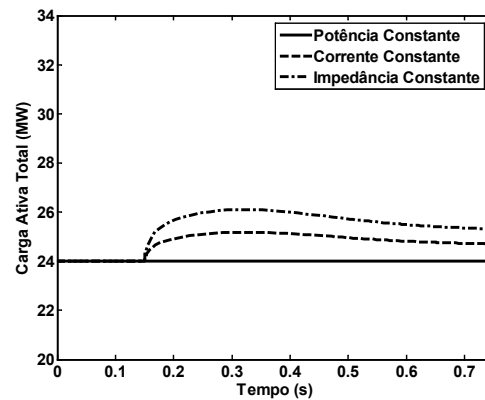
(a) Déficit de potência ativa e reativa.



(b) Déficit de potência ativa e excesso de reativa.



(c) Excesso de potência ativa e déficit de reativa.



(d) Excesso de potência ativa e reativa.

Figura 4.14 - Comportamento da carga ativa do sistema elétrico após o ilhamento.

Assim, verifica-se que as combinações de excesso e déficit de potência ativa e reativa no sistema ilhado podem tanto melhorar quanto prejudicar o desempenho dos relés baseados em medidas de frequência, na presença de cargas dependentes da tensão. Se há déficit de potência ativa e reativa (caso (a)), constatou-se que as tensões nodais diminuem, reduzindo assim as cargas ativas e resultando na diminuição do desbalanço de potência ativa. Com a redução do desbalanço de potência ativa, os relés demorarão mais tempo para detectar o ilhamento. Por outro lado, nos casos (b) e (c),

os relés conseguirão detectar com maior facilidade o ilhamento. Isso acontece por causa do aumento do desbalanço de potência ativa após o ilhamento em ambos os casos: no caso (b), as tensões nodais aumentam após o ilhamento, elevando também a potência ativa das cargas. Como consequência, aumenta o déficit de potência ativa e os relés detectam com facilidade o distúrbio. No caso (c), as tensões diminuem, fazendo com que a potência ativa total das cargas também diminua após o ilhamento. Logo, o excesso de potência ativa aumenta, favorecendo a detecção do ilhamento. Semelhante ao caso (a), no caso (d) há uma dificuldade em detectar o ilhamento pelos relés baseados em medidas de frequência. Essa dificuldade é resultante do aumento das tensões nodais após o ilhamento, as quais elevam a potência ativa total das cargas, reduzindo o excesso de potência ativa e, conseqüentemente, o desbalanço.

Logo, na análise de esquemas de detecção de ilhamento baseados em relés que empregam medidas de frequência, é importante que o engenheiro de proteção considere os casos mais críticos. A falta de conhecimento desta importante informação faz com que alguns métodos sejam considerados capazes de detectar ilhamento para valores extremamente baixos de desbalanço de potência. Por exemplo, verifica-se que no caso do relé de taxa de variação de frequência o desbalanço crítico de potência varia de menos de 1 % a cerca de 13 %, considerando o ajuste de 0,75 Hz/s. Como será visto mais a frente, dependendo dos valores de outros parâmetros e configuração do sistema, o valor crítico de potência ativa pode ser ainda maior.

Visto que os casos mais críticos devem ser analisados, todos os resultados apresentados nas próximas subseções foram obtidos considerando que as cargas do sistema são do tipo impedância constante e há déficit de potência ativa e reativa na rede ilhada.

4.2.3 Modo de Controle da Excitatriz do Gerador

Como já mencionado no Capítulo 3, há basicamente dois modos de controle do sistema de excitação do gerador síncrono: controle de tensão terminal e controle de fator de potência (ou potência reativa). Nesta seção, a influência desses dois modos de controle no desempenho dos relés baseados em medidas de frequência é analisada, aplicando as curvas de tempo de detecção *versus* desbalanço de potência ativa. As curvas foram obtidas considerando as cargas tipo impedância constante e déficit de potência ativa e reativa. Escolheu-se esse caso porque representa uma das condições mais conservadoras ou pessimistas que afetam o desempenho dos relés baseados em medidas de frequência, conforme explicado anteriormente. As potências ativas e reativas das cargas foram mantidas em seus valores nominais e a potência ativa fornecida pelo gerador foi variada de 0 a 30 MW. No caso da excitatriz operando em modo de controle de tensão terminal, o valor controlado foi 1 pu. No caso de controle de potência reativa, a excitatriz foi controlada para manter o gerador operando sob fator de potência unitário, não injetando potência reativa no sistema. A Figura 4.15 apresenta os desempenhos dos relés nessas duas condições para diferentes ajustes.

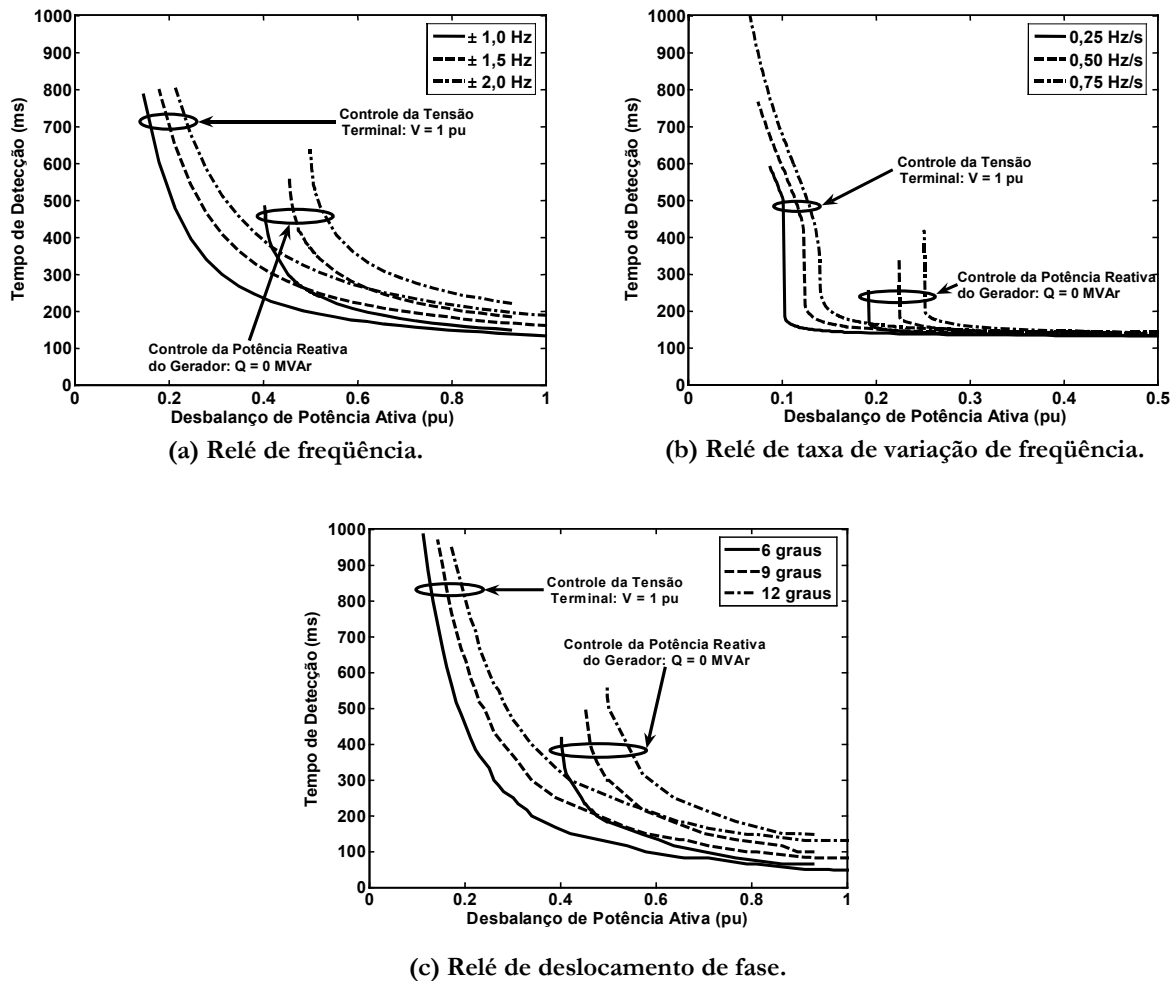


Figura 4.15 - Impactos dos modos de controle da excitatriz no desempenho dos relés baseados em medidas de frequência.

Pela Figura 4.15, observa-se que os desempenhos dos relés no modo de controle de potência reativa são piores que no modo controle de tensão. Isso ocorre devido ao comportamento das cargas tipo impedância constante, cuja potência ativa diminui em função da queda das tensões nodais após o ilhamento. No caso de controle de potência reativa, como a tensão não é controlada, ela diminui mais rapidamente. Por outro lado, estando a excitatriz em modo de controle de tensão, a queda da tensão pode ser contida pela ação do regulador de tensão, o qual atua para restaurar a tensão terminal ao valor de referência. Portanto, como a queda da tensão é maior no caso de controle de potência reativa, o consumo de potência ativa diminui drasticamente após o ilhamento, reduzindo o desbalanço de potência ativa e resultando na dificuldade dos relés em detectar o ilhamento, visto que há déficit de potência ativa no sistema ilhado. Para demonstrar o comportamento dinâmico da tensão terminal do gerador e da carga total do sistema elétrico após o ilhamento, escolheu-se a situação em que o gerador fornecia 20 MW ao sistema elétrico, considerando ambos os modos de controle da excitatriz. Os resultados são apresentados na Figura 4.16(a) e na Figura 4.16(b). Todos os

comentários feitos para cargas tipo impedância constante são válidos também para a carga tipo corrente constante. Para cargas do tipo potência constante, a influência do modo de controle da excitatriz do gerador síncrono é desprezível, uma vez que o desbalanço de potência ativa não varia após o ilhamento.

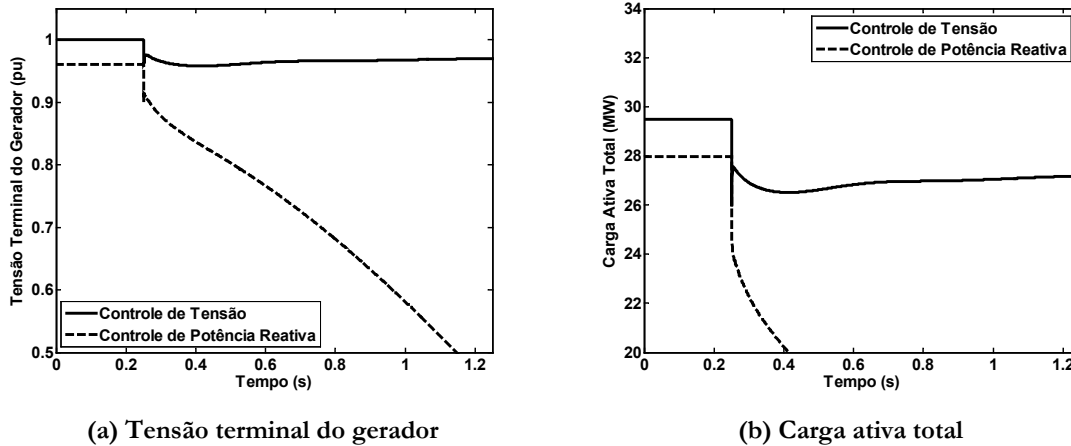


Figura 4.16 - Comportamento dinâmico da tensão após o ilhamento: controle de tensão e controle de potência reativa.

4.2.4 Variação do Fator de Potência das Cargas

O impacto da variação do fator de potência das cargas no desempenho dos relés baseados em medidas de frequência também foi investigado. Novamente um dos casos mais conservadores foi considerado nas análises: cargas do tipo impedância constante e déficit de potência ativa e reativa. Foram considerados ainda três valores de fator de potência ($\cos \phi$): 0,80 (indutivo); 0,90 (indutivo) e 1, os quais foram obtidos mantendo a potência ativa de cada carga constante e alterando a potência reativa. As curvas de desempenho foram determinadas variando-se a potência ativa do gerador de 0 a 30 MW e mantendo a excitatriz em modo de controle da tensão terminal, cuja referência foi fixada em 1 pu.

Os resultados das simulações são apresentados na Figura 4.17, considerando os seguintes ajustes: 9° para o relé de deslocamento de fase, 0,5 Hz/s para o relé de taxa de variação de frequência e $\pm 1,5$ Hz para o relé de subfrequência. Observa-se que a variação do fator de potência influencia a capacidade de detecção de ilhamentos dos relés para o caso mais conservador. Isso ocorre porque para cada condição de fator de potência, altera-se o desbalanço de potência reativa, da seguinte maneira: quanto menor é o fator de potência, maior é o consumo de potência reativa, conseqüentemente, maior é o desbalanço de potência reativa para a condição operativa simulada (déficit de potência ativa e reativa). Além disso, quanto maior o desbalanço de potência reativa, maior será a variação da tensão e do desbalanço de potência ativa depois da ocorrência do ilhamento. Logo, como há déficit de potência ativa no sistema isolado o desbalanço de potência ativa se reduzirá

mais intensamente para os casos de baixo fator de potência, ocasionando maior dificuldade dos relés para detectar o ilhamento.

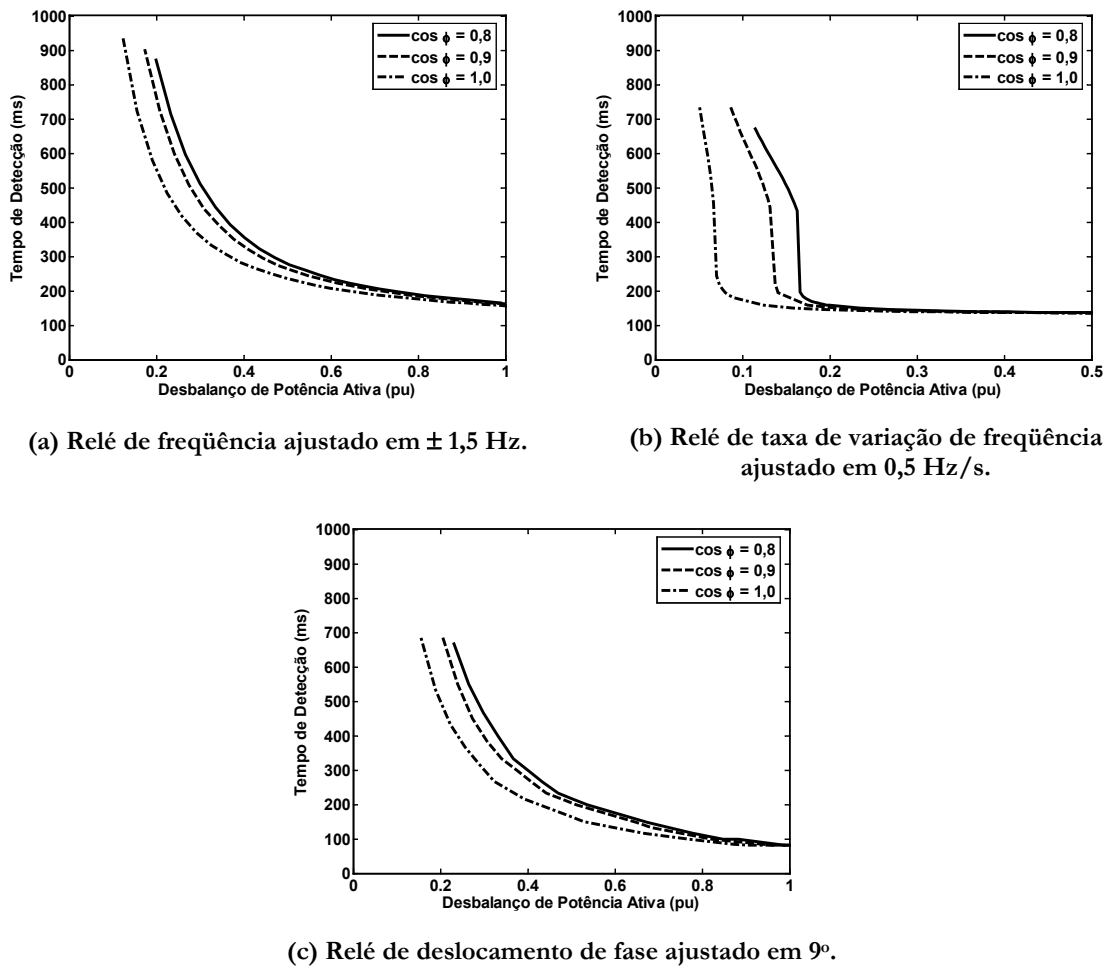


Figura 4.17 - Influência do fator de potência das cargas no desempenho de relés baseados em medidas de frequência.

Em se tratando de cargas do tipo potência constante, como não existe a variação do desbalanço de potência ativa após o ilhamento, as curvas de desempenho dos relés baseados em medidas de frequência referentes a cada valor de fator de potência das cargas são praticamente iguais.

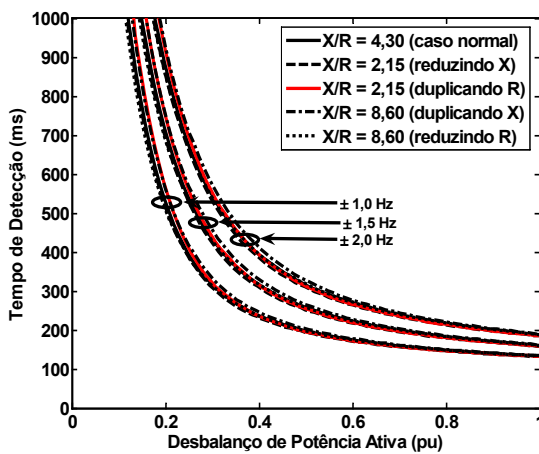
4.2.5 Variação da Relação X/R e do Comprimento do Alimentador

As influências da relação X/R (reatância/resistência) e do comprimento do alimentador de distribuição no desempenho dos relés baseados em medidas de frequência foram verificadas nesta seção. Inicialmente, considerou-se a variação da relação X/R conforme descrito a seguir:

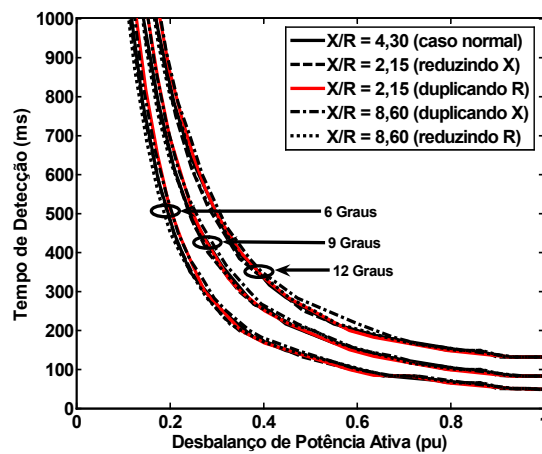
- Diminuição de X/R pela metade pela redução à metade do valor da reatância ou duplicação da resistência do alimentador;

- Aumento de X/R em duas vezes pela duplicação do valor da reatância ou diminuição pela metade do valor da resistência do alimentador.

As simulações foram realizadas considerando três ajustes de cada relé, déficit de potência ativa e reativa na ilha formada e cargas modeladas como impedância constante. A Figura 4.18 apresenta as curvas de desempenho dos relés de frequência e deslocamento de fase, ao passo que a Figura 4.19 apresenta os resultados para o relé de taxa de variação de frequência. Foi necessário separar as curvas de desempenho deste relé em 3 gráficos agrupados por ajuste, para um melhor entendimento dos resultados. Observa-se que existe pouca influência da relação X/R do alimentador na capacidade de detecção de ilhamento dos relés. Para os casos de aumento de X e R as curvas de desempenho estão localizadas ligeiramente acima da curva referente ao caso normal. Embora as diferenças sejam pequenas, elas ocorrem porque o aumento da resistência ou da reatância provoca o aumento da queda de tensão nos trechos de linha, em comparação ao caso normal. Como consequência, após a ocorrência do ilhamento e como há déficit de potência ativa e reativa no subsistema ilhado, a redução no desbalanço de potência ativa é maior nesses do que no caso normal. Logo, os relés demoram mais tempo para atuar naqueles casos. Nota-se, na Figura 4.19, que as diferenças entre as curvas de desempenho para um mesmo ajuste são mais acentuadas, mas ainda são pequenas, para o relé de taxa de variação da frequência do que para os outros relés. A explicação deste fato está na característica de detecção logarítmica do relé tipo df/dt à medida que o desbalanço de potência ativa diminui. Assim, uma pequena redução do desbalanço de potência ativa após o ilhamento pode acarretar elevados tempos de detecção. A explicação do comportamento dos relés para os casos de redução de X e de R é análoga à anterior, ressaltando-se que ocorre redução na queda de tensão quando comparados ao caso normal. Logo, a redução no desbalanço de potência ativa é menor do que em relação ao caso normal, contribuindo assim, para uma detecção mais rápida do ilhamento.



(a) Relé de frequência.



(b) Relé de deslocamento de fase.

Figura 4.18 - Influência da relação X/R do alimentador no desempenho dos relés.

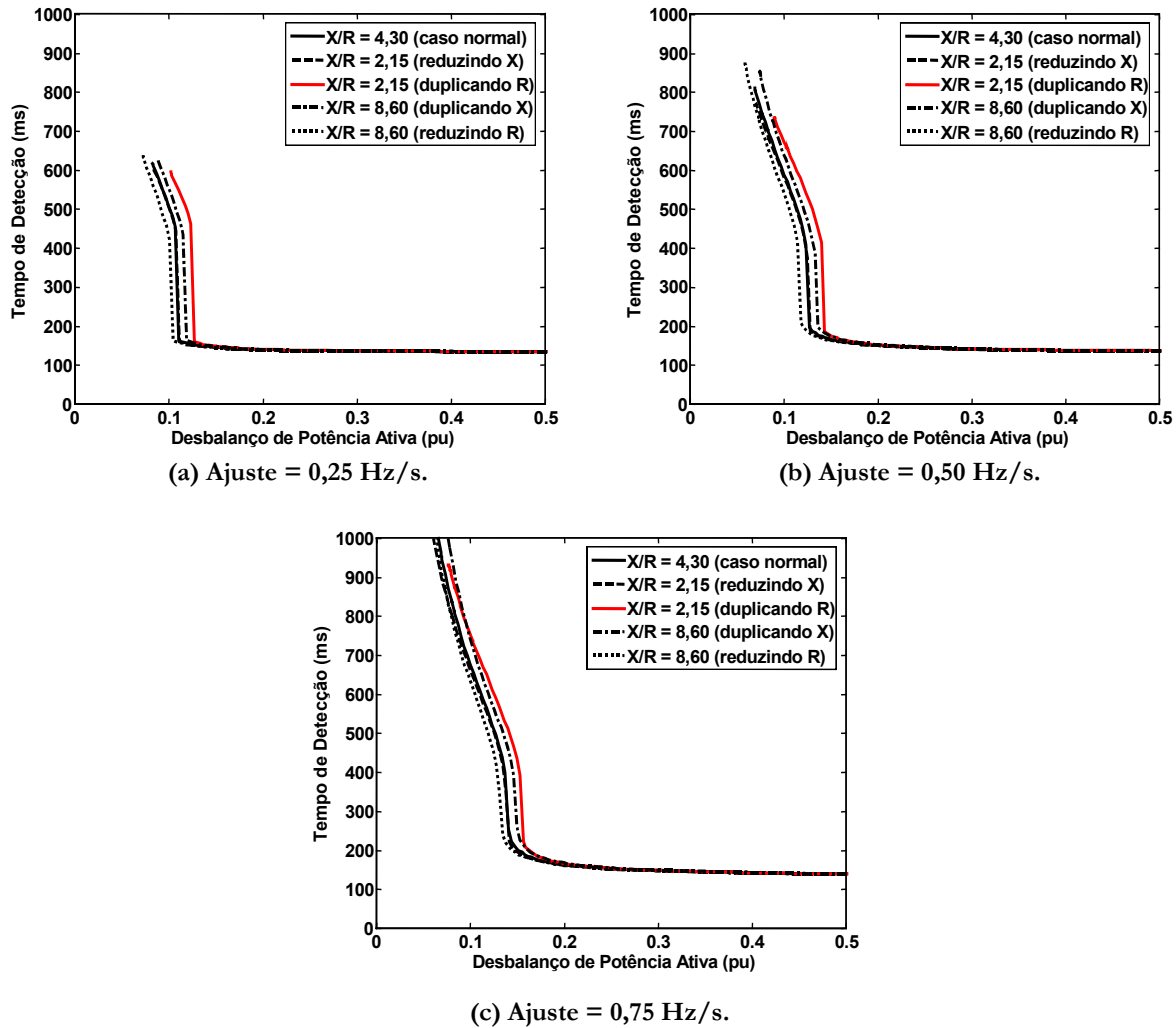
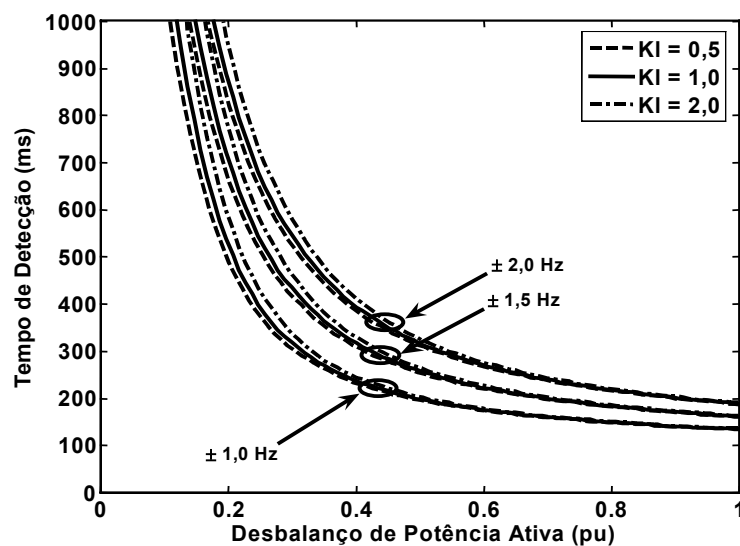


Figura 4.19 - Influência da relação X/R no desempenho do relé tipo df/dt .

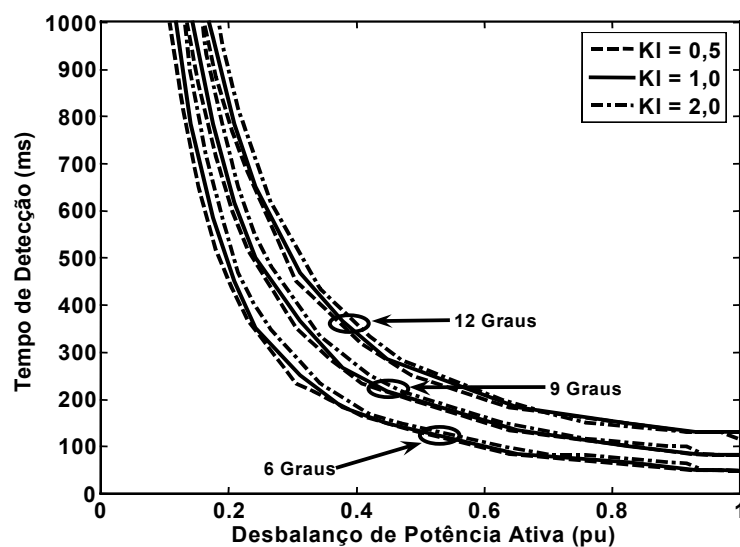
A variação do comprimento do alimentador foi simulada considerando um fator Kl multiplicando sua impedância. A este fator foram atribuídos os seguintes valores: 0,5; 1 (caso normal) e 2. A Figura 4.20 mostra as curvas de desempenho para os relés de frequência e de deslocamento de fase e a Figura 4.21, para o relé de taxa de variação de frequência. Foi necessário separar os resultados do relé de taxa de variação de frequência pelos mesmos motivos expostos anteriormente. A análise da Figura 4.19 mostra que a variação do comprimento do alimentador tem pouca influência na capacidade de detecção dos relés baseados em medidas de frequência, uma vez que as curvas de desempenho de um ajuste para cada fator Kl são muito próximas. As explicações desse fato são similares àsquelas para os casos de variação da relação X/R do alimentador, ou seja, o aumento no seu comprimento provoca maiores quedas de tensão nos trechos de linha e após a ocorrência do ilhamento, a redução no desbalanço de potência ativa é maior no caso de $Kl = 2$ do que no caso normal, ocasionando uma maior dificuldade dos relés em detectar o ilhamento. Logo, as curvas de desempenho

correspondentes a $KI = 2$ são mais elevadas do que as correspondentes aos outros casos. Um raciocínio semelhante pode ser empregado para explicar o comportamento dos relés para $KI = 0,5$, porém ressalta-se que as quedas de tensão são menores quando comparadas ao caso normal, culminando com melhoria do desempenho dos relés.

Para cargas do tipo potência constante verificou-se que as curvas de desempenho obtidas para as situações analisadas anteriormente se sobrepõem para um mesmo ajuste, indicando não haver diferenças entre elas.



(a) Relé de frequência.



(b) Relé de deslocamento de fase.

Figura 4.20 - Influência da variação do comprimento do alimentador no desempenho dos relés.

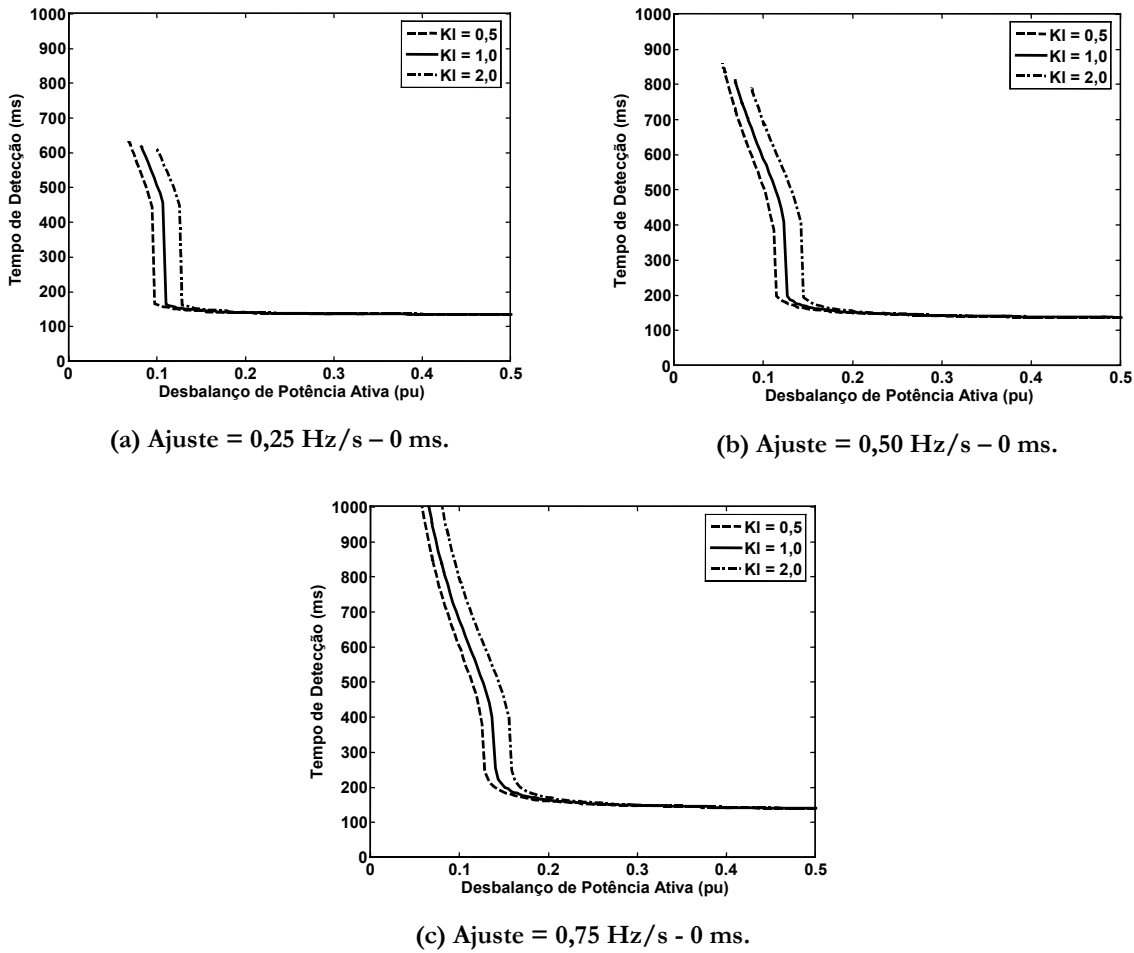


Figura 4.21 - Influência da variação do comprimento do alimentador no desempenho do relé tipo df/dt .

4.2.6 Atuação Temporizada dos Relés

Os relés de frequência e de taxa de variação de frequência podem ser ajustados para operar de forma temporizada, ou seja, se os valores medidos de frequência ou de taxa de variação da frequência ultrapassarem os ajustes durante um determinado tempo também ajustado nos respectivos relés, estes atuam enviando um sinal para abrir o disjuntor do gerador. A Figura 4.22 e a Figura 4.23 comparam o desempenho desses relés para ajustes instantâneos e temporizados. A temporização aplicada foi de 100 ms para ambos. Para uma análise completa, admitem-se dois tempos de detecção: 500 ms e 700 ms, os quais estão representados por linhas horizontais nas figuras. Isto permitirá avaliar os impactos do aumento do tempo de detecção no desempenho dos relés.

Em relação ao relé de frequência observa-se que os desbalanços críticos de potência ativa são maiores para os ajustes temporizados do que para os instantâneos, para qualquer um dos tempos de detecção considerados. No entanto essa diferença tende a diminuir à medida que o tempo de

detecção aumenta. Isso é confirmado pelo gráfico de barras da Figura 4.24(a). Logo, dependendo da temporização aplicada, o ajuste temporizado pode apresentar capacidade de detecção de ilhamento muito próxima à do ajuste instantâneo. Por exemplo, para a temporização aplicada de 100 ms, observa-se na Figura 4.22 que os desbalanços críticos tendem a ser muito próximos se o tempo requerido para a detecção do ilhamento for 1 segundo.

Para o relé de taxa de variação de frequência, a aplicação de ajustes temporizados na presença de cargas tipo impedância constante influencia de forma adversa a capacidade de detecção do relé, dependendo da temporização aplicada. Considerando tempos de detecção inferiores a 500 ms observa-se na Figura 4.23 que há regiões em que as curvas referentes aos ajustes instantâneo e temporizado são coincidentes. Nestes casos, a temporização do ajuste não altera o desempenho do relé. Por outro lado, para tempos de detecção superiores a 500 ms, a diferença entre os desbalanços críticos de potência ativa referente aos ajustes instantâneo e temporizado se eleva e, dependendo da temporização aplicada, essa diferença pode ser grande. Para o caso estudado aqui, a temporização de 100 ms não afeta significativamente a capacidade de detecção de ilhamento do relé, pois as diferenças dos desbalanços críticos entre os casos instantâneo e temporizado é da ordem de 2 %, conforme mostra a Figura 4.24(b).

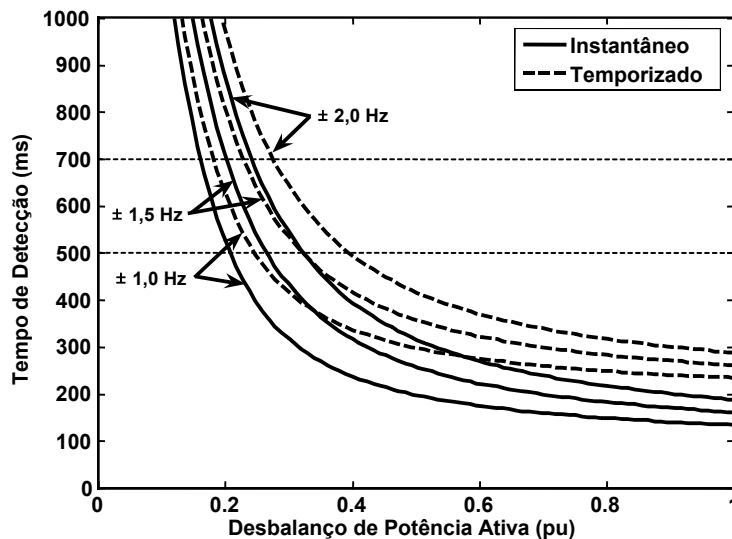


Figura 4.22 - Comparação entre ajustes instantâneos e temporizados (100 ms) de um relé de frequência..

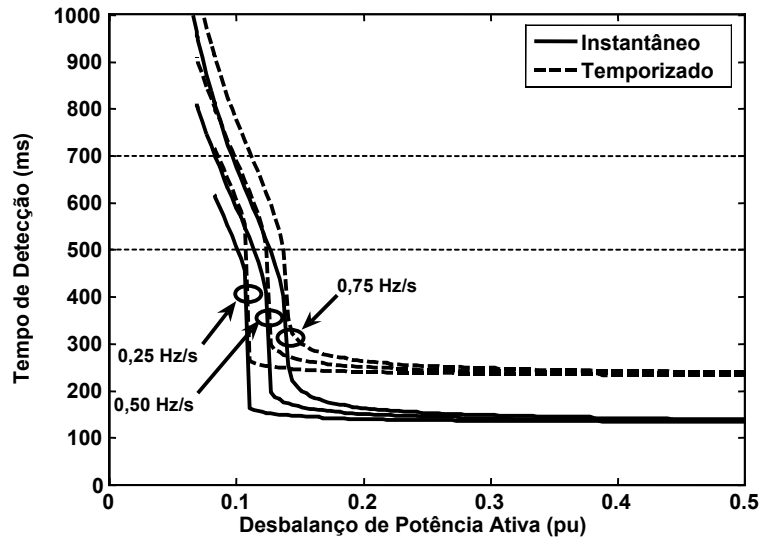


Figura 4.23 - Comparação entre ajustes instantâneos e temporizados (100 ms) de um relé tipo df/dt .

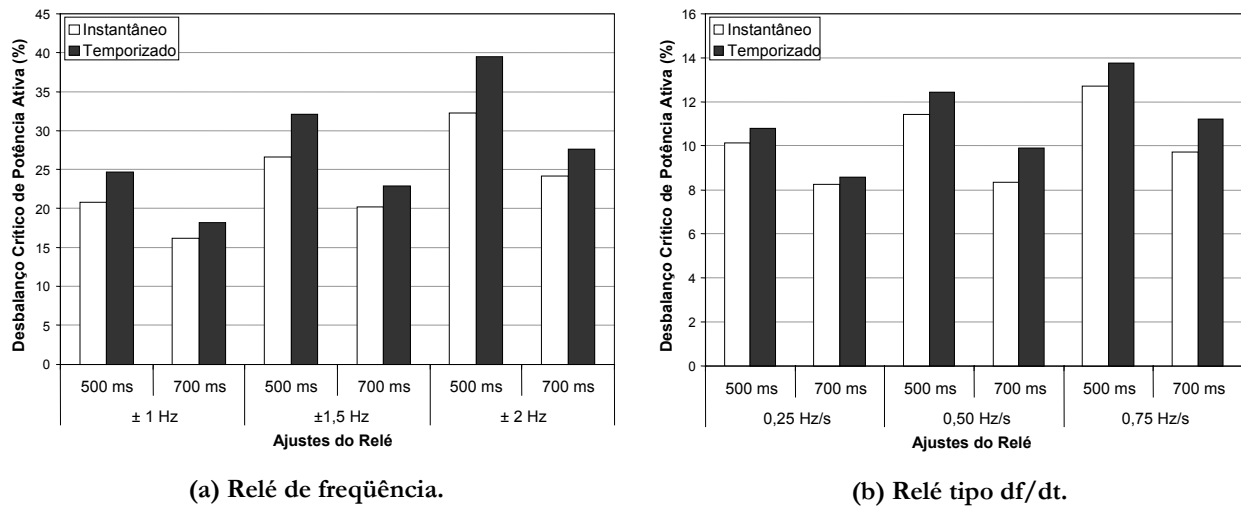


Figura 4.24 - Desbalanços críticos de potência ativa: comparação de ajustes instantâneos e temporizados.

Utilizando as curvas de desempenho e o conceito de desbalanço crítico de potência, nota-se ainda que o aumento do tempo de detecção de ilhamento requerido pode ser benéfico para ajustar os tipos de relés analisados em esquemas de proteção anti-ilhamento. Em primeiro lugar, para o relé de frequência, um aumento do tempo de detecção pode reduzir o desbalanço crítico de potência ativa significativamente, aumentando a capacidade de detecção do relé, quer o ajuste aplicado seja instantâneo ou temporizado. Isto pôde ser observado diretamente pela análise da Figura 4.24(a). Adicionalmente, esse aumento leva a uma maior flexibilidade para ajustar o relé, pois ele poderá ser temporizado adequadamente sem degradar de maneira significativa sua capacidade de detecção de ilhamento. No caso dos relés de taxa de variação de frequência, observou-se que o aumento do tempo requerido para a detecção não traz ganhos significativos quanto à capacidade de detecção do mesmo. O benefício do aumento do tempo de detecção neste caso está associado à maior

flexibilidade para ajustar esse tipo de relé, visto que o ajuste aplicado pode ser temporizado sem causar grande prejuízo em sua capacidade de detecção. Ressalta-se que essas conclusões são válidas para pequenos aumentos na temporização desses relés e, havendo a necessidade de aplicar temporizações maiores, as curvas de desempenho podem ser empregadas para avaliar o quanto a capacidade de detecção do relé é afetada.

4.2.7 Análise Comparativa dos Diferentes Relés Baseados em Medidas de Frequência

Uma das principais aplicações das curvas de desempenho é possibilitar que diferentes metodologias de detecção de ilhamento sejam comparadas de forma coerente. Assim, nesta seção os três relés baseados em medidas de frequência são comparados. Os ajustes dos relés baseados em medidas de frequência abordados neste trabalho utilizam diferentes unidades de medidas. O ajuste do relé de frequência é em Hz, o ajuste do relé de deslocamento de fase é em graus elétricos, enquanto que o ajuste do relé de taxa de variação de frequência é em Hz/s. Em um sistema com 60 Hz de frequência nominal, 1 Hz equivale a 6 graus elétricos. Assim, existe uma relação direta entre os ajustes dos relés de frequência e os ajustes dos relés de deslocamento de fase. No entanto, no caso de relés de taxa de variação de frequência não existe uma relação direta com as unidades de medidas empregadas pelos outros relés. Por esse motivo, optou-se por comparar os valores de ajustes coerentes, ou seja, os ajustes mais sensíveis (menos sensíveis) do relé de taxa de variação de frequência são comparados com os ajustes mais sensíveis (menos sensíveis) dos demais relés. As relações utilizadas neste trabalho são apresentadas na Tabela 4.1.

Tabela 4.1 - Valores correspondentes entre os ajustes de diferentes relés.

Relé de Frequência (Hz)	Relé de Deslocamento de Fase (graus)	Relé de Taxa de Variação de Frequência (Hz/s)
$\pm 1,0$	6	0,25
$\pm 1,5$	9	0,50
$\pm 2,0$	12	0,75

Os principais resultados são apresentados na Figura 4.25. Nesta figura, **FR** refere-se ao relé de frequência, **RDF** ao relé de deslocamento de fase e **RTVF** ao relé de taxa de variação de frequência. Observa-se que para os ajustes típicos, o relé de taxa de variação de frequência é o que apresenta maior sensibilidade e, conseqüentemente, melhor desempenho na detecção de ilhamentos. Por outro lado, os relés de deslocamento de fase e de frequência apresentam desempenhos muito similares para ajustes equivalentes, sobretudo à medida que o desbalanço de potência ativa diminui. Isso, de fato, era esperado, pois ambos os relés empregam o tempo de duração de um ciclo para detectar

ilhamento. A similaridade entre os relés de frequência e de deslocamento de fase possibilita que este seja substituído por aquele em sistemas de proteção anti-ilhamento, o que se torna uma alternativa atrativa visto que o manuseio dos relés de frequência é simples e de mais fácil entendimento quando comparados aos relés de deslocamento de fase. Este, por sua vez, pode representar uma boa opção para tempos de detecção inferiores a 300 ms, pois nestas circunstâncias ele apresentará desbalanços críticos muito menores aos do relé de frequência e tem atuação mais rápida para grandes desbalanços de potência ativa.

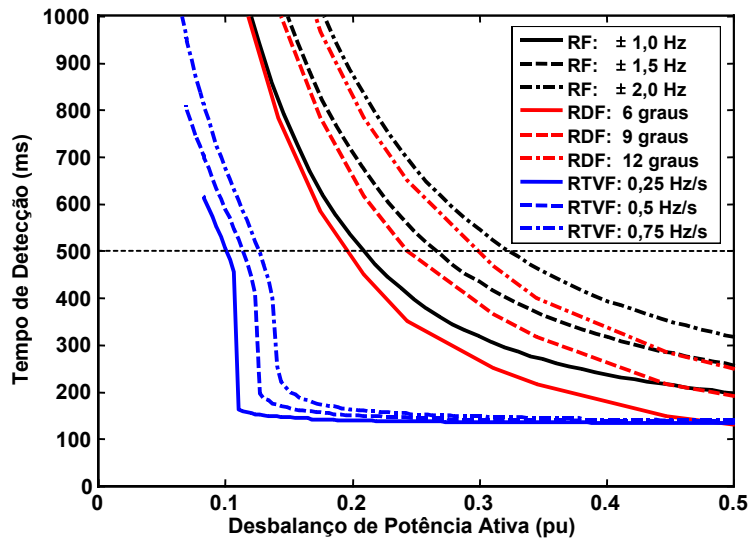


Figura 4.25 - Curvas de desempenho dos relés baseados em medidas de frequência.

Considerando tempo de detecção igual a 500 ms, a Figura 4.26 confirma a similaridade do desempenho dos relés de frequência e de deslocamento de fase, pois mostra que ajustes equivalentes têm desbalanços críticos muito próximos, portanto capacidades de detecção de ilhamento similares. Nessa figura também foram apresentados os desbalanços críticos dos relés de taxa de variação de frequência para alguns ajustes típicos, embora não seja possível estabelecer uma equivalência direta entre esses ajustes e os ajustes do relé de frequência. Pela Figura 4.26 confirma-se a eficiência do relé de taxa de variação de frequência para detectar ilhamento, uma vez que necessita dos menores valores de desbalanço de potência ativa para atuar.

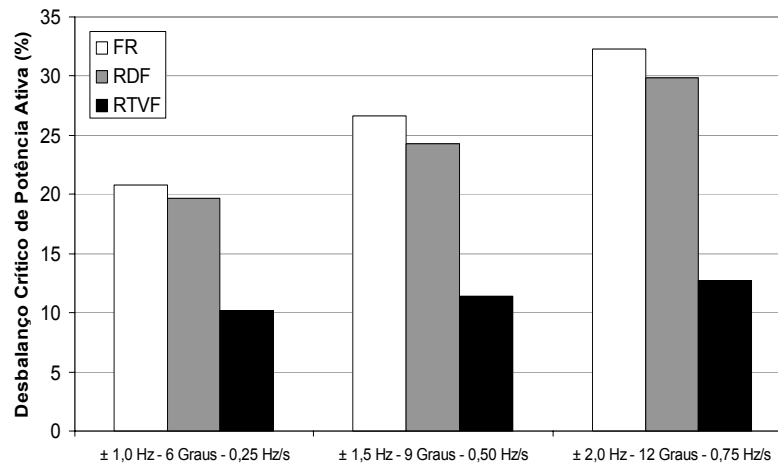


Figura 4.26 - Desbalanços críticos dos relés baseados em medidas de frequência para 500 ms.

4.3 Curvas de Desempenho de Relés Baseados em Medidas de Tensão

Nesta seção, o conceito de curvas de desempenho dos relés baseados em medidas de tensão é introduzido e analisado. Novamente, a ocorrência do ilhamento foi simulada por meio da abertura do disjuntor *DJ* do Sistema 1, no instante $t = 0,25$ segundo e o tempo total de simulação foi 1,25 segundos. Assim, caso o relé não operasse dentro de 1 segundo, foi considerada falha na detecção do ilhamento. O relé analisado é o de tensão (sub e sobretensão).

A Figura 4.27 apresenta as curvas relacionando o tempo de detecção com o desbalanço de potência ativa para diversos ajustes de subtensão (V_{sub}) de um relé de tensão. Nas simulações realizadas para obter essas curvas, as potências ativa e reativa das cargas foram mantidas constantes (30 MW e 11 MVar, respectivamente) e as cargas foram consideradas do tipo potência constante. O desbalanço de potência ativa foi variado de 0 a 1 pu, variando-se a potência ativa do gerador de 30 a 0 MW. A excitatriz do gerador foi controlada para manter em zero a potência reativa do gerador, garantindo fator de potência unitário em seus terminais. Dessa forma, existe déficit de potência reativa no sistema ilhado de 11 MVar mais as perdas reativas nas linhas e transformadores. Embora as perdas reativas variem para cada incremento de potência ativa do gerador, essa variação é pequena quando comparada à potência reativa total das cargas. Portanto, o desbalanço de potência reativa tem uma parcela fixa de 11 MVar e uma pequena parcela variável. Observa-se, pelos resultados da Figura 4.27, que o desbalanço de potência ativa pouco afeta o comportamento do relé de tensão. Essa característica era esperada visto que as variações de tensão dependem fortemente do desbalanço de potência reativa e este permaneceu praticamente constante em todas as situações de ilhamento simuladas.

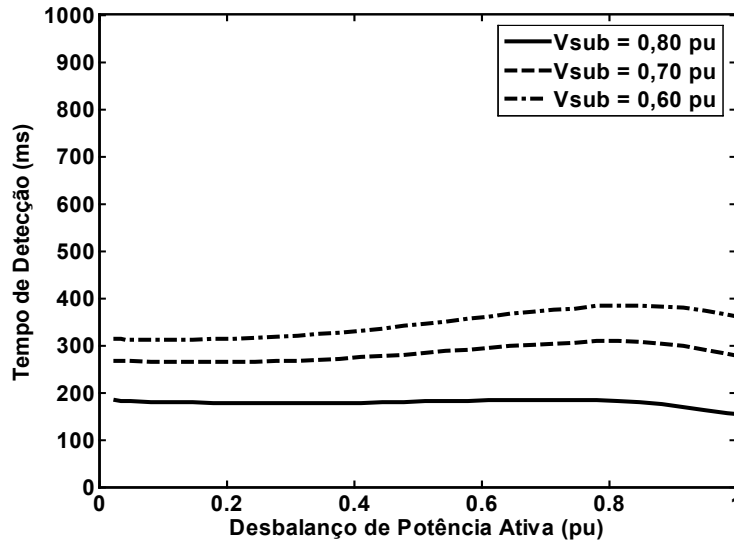


Figura 4.27 - Curvas tempo de detecção *versus* desbalanço de potência ativa para o relé de subtensão.

Na Figura 4.28 mostram-se as curvas de tempo de detecção *versus* desbalanço de potência reativa, obtidas para diversos ajustes de subtensão do relé. Nessas simulações, a potência ativa do gerador foi mantida em 30 MW e a reativa em zero, pois a excitatriz foi controlada para manter fator de potência unitário. A potência ativa total das cargas também foi mantida em 30 MW e a reativa foi variada de 0 a 30 MVar, de forma a promover uma variação do desbalanço de potência reativa de 0 a 1 pu. Observa-se que grandes desbalanços de potência reativa são facilmente detectados pelo relé, ao passo que o tempo de detecção aumenta consideravelmente quando o desbalanço diminui. Os resultados são bastante semelhantes para ajustes de sobretensão quando a situação simulada é de excesso de potência reativa.

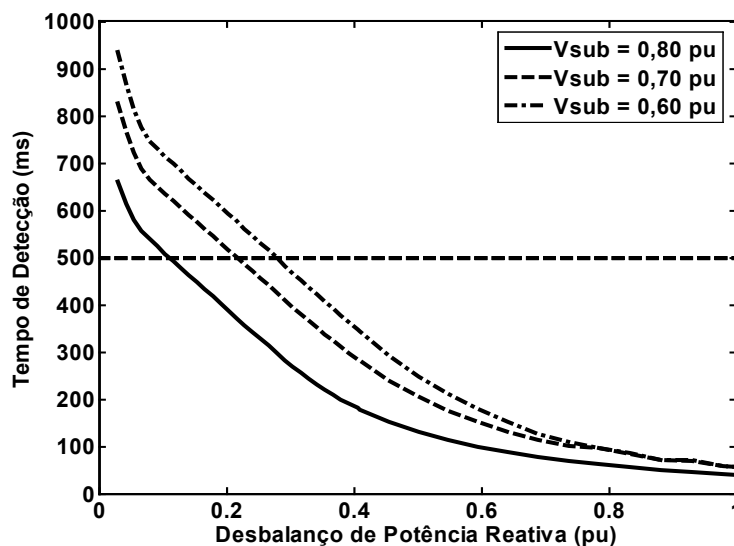


Figura 4.28 - Curvas tempo de detecção *versus* desbalanço de potência reativa para o relé de subtensão.

Visto que a metodologia que relaciona o tempo de detecção com o desbalanço de potência reativa, é mais importante para avaliar a eficácia de relés de tensão do que aquela que relaciona o tempo de detecção com o desbalanço de potência ativa, o termo **curvas de desempenho de relés de tensão** será atribuído à primeira metodologia. Além disso, analogamente ao caso dos relés baseados em medidas de frequência, usando as curvas de desempenho é possível introduzir o conceito de **desbalanço crítico de potência reativa** para avaliar o desempenho dos relés baseados em medidas de tensão. Por exemplo, considerando 500 ms como tempo de detecção de ilhamento requerido pela concessionária, os desbalanços críticos de potência reativa para diferentes valores de ajustes do relé são mostrados na Figura 4.29. De forma similar ao conceito de desbalanço crítico de potência ativa no caso de relés baseados em medidas de tensão, o desbalanço crítico de potência reativa fornece o valor mínimo de desbalanço de potência reativa necessário para que o relé de tensão atue dentro de um tempo pré-determinado. Análogo ao comportamento dos relés baseados em medidas de frequência, o relé de tensão apresenta melhor desempenho para ajustes mais sensíveis. Neste caso os ajustes mais sensíveis são aqueles mais próximos ao valor nominal da tensão (1 pu).

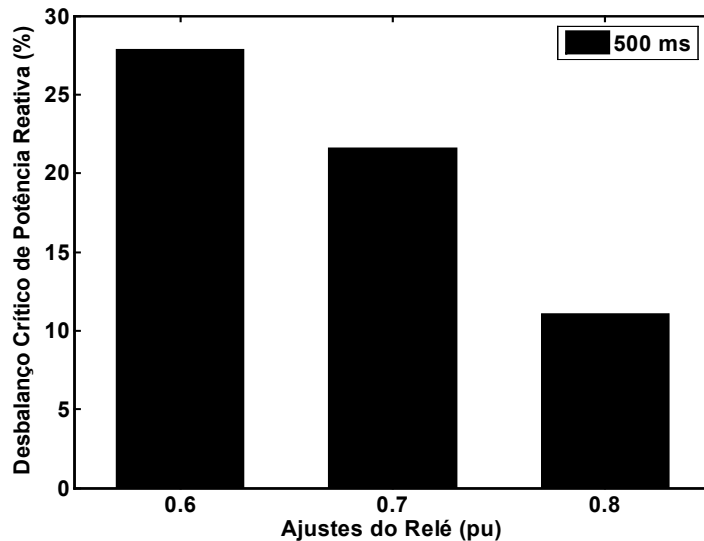


Figura 4.29 - Desbalanços críticos de potência reativa para o relé de tensão.

4.4 Aplicação das Curvas de Desempenho de Relés de Tensão

Nesta seção, as curvas de tempo de detecção *versus* desbalanço de potência reativa e o conceito de desbalanço crítico de potência reativa são empregados para avaliar alguns fatores que podem afetar a eficácia dos relés de tensão em detectar ilhamentos. Os fatores investigados são os mesmos analisados para os relés baseados em medidas de frequência: variação do valor da constante de inércia do gerador síncrono, cargas dependentes da tensão, modo de controle da excitatriz do

gerador, variação do fator de potência das cargas, variação da relação X/R e do comprimento do alimentador de distribuição e ajustes temporizados do relé. Todas as análises foram realizadas utilizando o Sistema 1.

4.4.1 Constante de Inércia do Gerador

A Figura 4.30 mostra a influência de diferentes valores de constante de inércia do gerador síncrono no desempenho do relé de tensão utilizando as curvas de tempo de detecção *versus* desbalanço de potência reativa obtidas para o ajuste de subtensão igual a 0,80 pu. Os valores de constante de inércia analisados foram 1; 1,5 e 2 segundos, sendo que o valor original é 1,5 segundos. Nessas simulações a potência ativa total das cargas do sistema elétrico foi mantida em seu valor nominal, ou seja, 30 MW. A potência elétrica do gerador foi mantida constante em 30 MW e sua excitatriz foi controlada para manter a potência reativa em zero. Para obter a variação do desbalanço da potência reativa de 0 a 1 pu, a potência reativa total das cargas foi variada de 0 a 30 MVar. Portanto há déficit de potência reativa no sistema ilhado. Observa-se nessa figura que o valor da constante de inércia do gerador não influencia o desempenho do relé de tensão. De fato este comportamento era esperado uma vez que a constante de inércia não altera o perfil de tensão na situação pré-ilhamento, tampouco a distribuição de reativos no sistema isolado. Adicionalmente, o valor da constante de inércia tem pouco impacto no comportamento dinâmico da tensão. Ressalta-se que resultados similares foram obtidos para outros ajustes do relé.

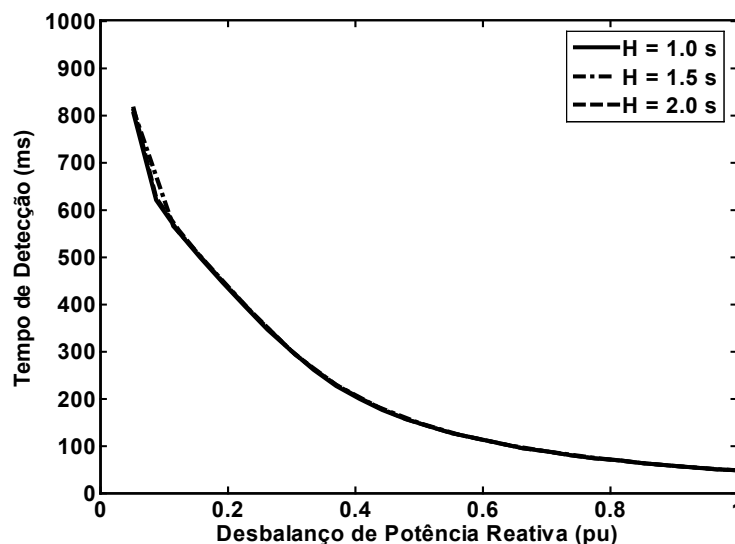


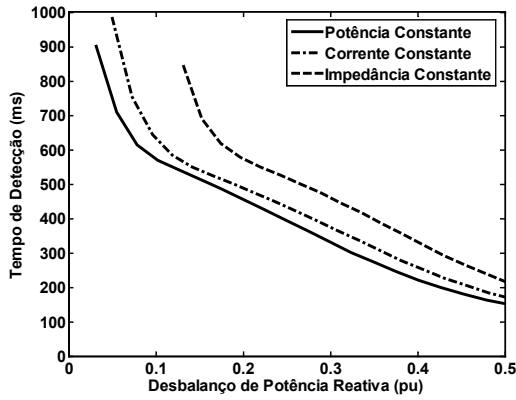
Figura 4.30 - Impacto da constante de inércia do gerador no desempenho do relé de tensão. Ajuste de subtensão igual a 0,80 pu.

4.4.2 Cargas Dependentes da Tensão

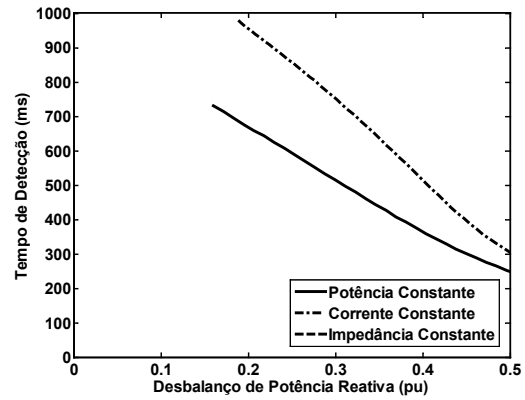
Nesta subseção, analisa-se o impacto de cargas dependentes da tensão no desempenho do relé de tensão. Uma vez que as tensões nodais se alteram depois da ocorrência de um ilhamento, cargas dependentes da tensão influenciam o comportamento dinâmico dos desbalanços de potência ativa e reativa e, por conseguinte, dos relés. Cargas tipo potência constante, corrente constante e impedância constante foram analisadas. Além disso, para obter uma visão abrangente desses impactos, todas as combinações de déficit e excesso de potência ativa e reativa devem ser analisadas, assim como se fez para os relés baseados em medidas de frequência. Logo, os seguintes casos foram investigados:

- Caso (a): déficit de potência ativa e reativa no sistema ilhado;
- Caso (b): déficit de potência ativa e excesso de potência reativa no sistema ilhado;
- Caso (c): excesso de potência ativa e déficit de potência reativa no sistema ilhado;
- Caso (d): excesso de potência ativa e reativa no sistema ilhado.

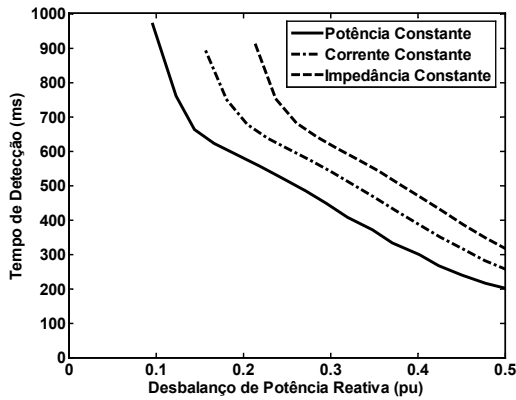
Os impactos das cargas dependentes da tensão no relé de tensão são mostrados na Figura 4.31, por meio das curvas de desempenho para um único ajuste de subtensão e sobretensão: 0,8 pu e 1,2 pu, respectivamente, embora diversos outros valores tenham sido também simulados. O sistema utilizado foi o Sistema 1 considerando a excitatriz do gerador operando em modo de controle de potência reativa. As situações de déficit de potência reativa foram simuladas mantendo a carga reativa total em 11 MVar e variando a potência reativa do gerador síncrono de -11 MVar a +11 MVar. Por outro lado, o excesso de potência reativa foi simulado considerando as cargas reativas variando de 0 a 18 MVar e a potência reativa do gerador constante em 18 MVar. O déficit de potência ativa foi caracterizado pelo gerador fornecendo 20 MW e a potência ativa total das cargas fixada em 30 MW. O excesso de potência ativa foi simulado considerando o gerador fornecendo 30 MW e as cargas absorvendo um total de 20 MW. Os resultados apresentados na Figura 4.31 permitem determinar os casos mais otimistas e os mais pessimistas da utilização de relés de tensão na proteção anti-ilhamento.



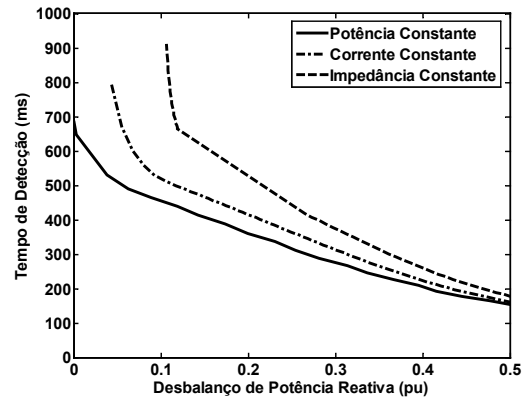
(a) Déficit de potência ativa e reativa.



(b) Déficit de potência ativa e excesso de reativa.



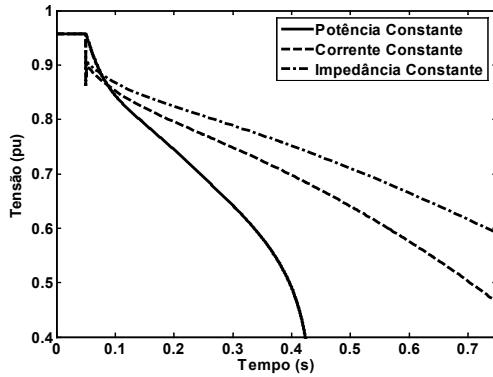
(c) Excesso de potência ativa e déficit de reativa.



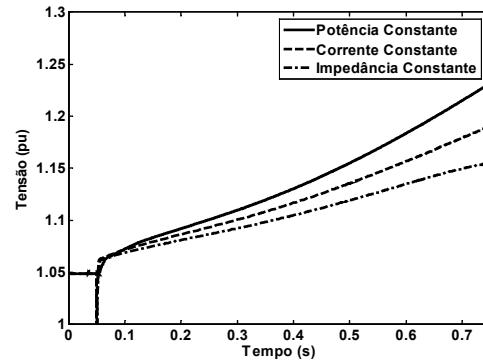
(d) Excesso de potência ativa e reativa.

Figura 4.31 - Impactos das cargas dependentes da tensão no desempenho dos relés de tensão.

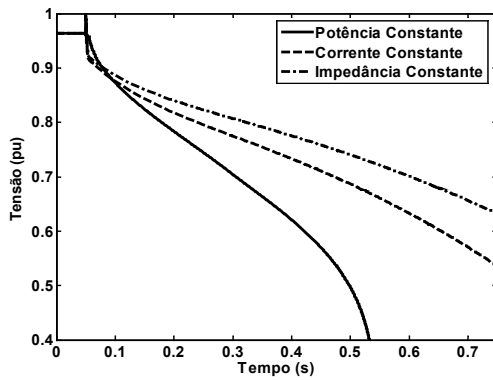
É interessante observar que, ao contrário do ocorrido com os relés baseados em medidas de frequência, os casos mais conservadores podem sempre ser relacionados com a presença de cargas com características de impedância constante independentemente da combinação de déficit e excesso de potência ativa e reativa. Por outro lado, os casos mais otimistas podem ser relacionados com a presença de cargas tipo potência constante. Isso ocorre porque a variação da tensão após o ilhamento é mais abrupta na presença de cargas tipo potência constante como pode ser verificado na Figura 4.32. Nesta figura, o comportamento dinâmico da tensão terminal do gerador é apresentado considerando as diferentes combinações de déficit e excesso de potência ativa e reativa. Pode-se confirmar que as variações mais abruptas de tensão ocorrem quando as cargas têm característica de potência constante. Por outro lado, as variações são menores na presença de cargas tipo impedância constante. Assim, quando analisando esquemas de detecção de ilhamento empregando relés baseados em medidas de tensão, engenheiros de proteção devem considerar as cargas tendo características de impedância constante de forma a garantir que os casos mais críticos são investigados.



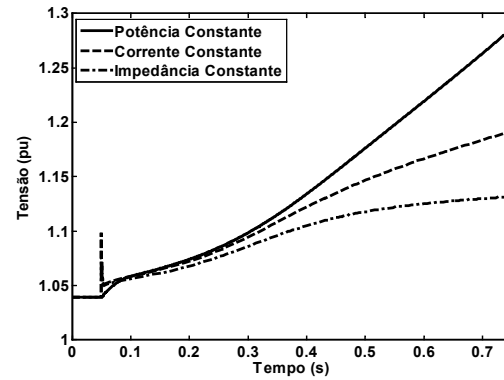
(a) Déficit de potência ativa e reativa.



(b) Déficit de potência ativa e excesso de reativa.



(c) Excesso de potência ativa e déficit de reativa.

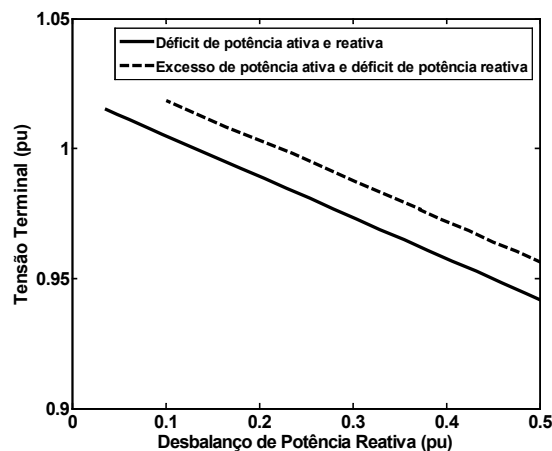


(d) Excesso de potência ativa e reativa.

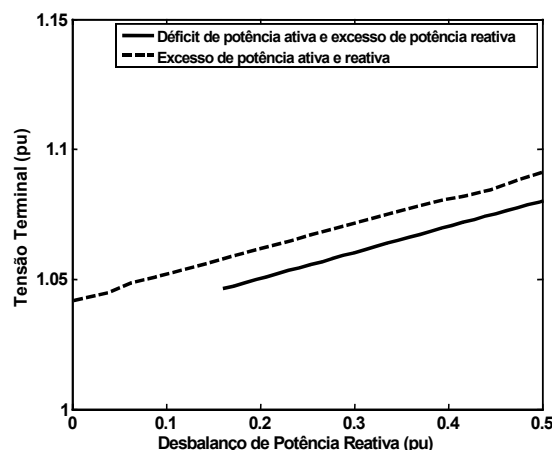
Figura 4.32 - Comportamento da tensão terminal do gerador medida pelo relé antes e após o ilhamento.

Outra importante característica verificada é que, mesmo no caso de cargas com características de potência constante, as combinações de déficit e excesso de potência ativa e reativa têm influência sobre o desempenho do relé. Isso ocorre porque o valor da tensão terminal pré-ilhamento do gerador tem grande influência no desempenho do relé. Esse valor é dependente do ponto de operação do sistema e, por conseguinte, da distribuição dos fluxos de potência ativa e reativa. O comportamento da tensão terminal do gerador em função do desbalanço de potência reativa para as várias combinações de excesso e déficit de potência ativa e reativa e considerando cargas tipo potência constante é mostrado na Figura 4.33. Nos casos apresentados na Figura 4.33(a), o relé é ativado pelo ajuste de ajuste de subtensão, assim quanto menor o valor da tensão pré-ilhamento, mais facilmente o relé detectará o ilhamento. Essa análise está coerente com os resultados exibidos na Figura 4.31. Por outro lado, nos casos apresentados na Figura 4.33(b), o relé é ativado pelo ajuste de sobretensão, por conseguinte, quanto maior o valor da tensão pré-ilhamento, mais rapidamente o relé detectará o ilhamento. Essa análise também está de acordo com os resultados apresentados na Figura 4.31. Note que, de forma geral, os casos com excesso de potência reativa não são usuais visto que o valor de tensão está fora da faixa tipicamente permissível (0,95/1,05 pu), contudo tais resultados são apresentados para facilitar o entendimento das características dos relés de tensão.

Ressalta-se que os relés baseados em medidas de frequência não apresentam tal característica visto que as variáveis usadas para ativar esses relés apresentam valores praticamente constantes em regime permanente.



(a) Tensão terminal pré-ilhamento para o caso de déficit de potência reativa – relé ativado por subtensão.



(b) Tensão terminal pré-ilhamento para o caso de excesso de potência reativa – relé ativado por sobretensão.

Figura 4.33 - Variação da tensão terminal pré-ilhamento para as diversas combinações de excesso e déficit de potência ativa e reativa – cargas tipo potência constante.

Admitindo um tempo de detecção de ilhamento de 500 ms, a Figura 4.34 compara os desbalanços críticos de potência reativa do relé de tensão para três ajustes de sub e sobretensão considerando os três tipos de carga e as combinações possíveis de déficit e excesso de potência ativa e reativa do sistema ilhado (caso (a) a caso (d)). Os casos que atingiram os valores de 100 % indicam que o relé não atuou dentro de 1 segundo após o ilhamento. Nessa figura mostra-se a forte influência do tipo

de carga na capacidade de detecção de ilhamento do relé e também se indica, claramente, quais são os casos mais conservadores e os mais otimistas.

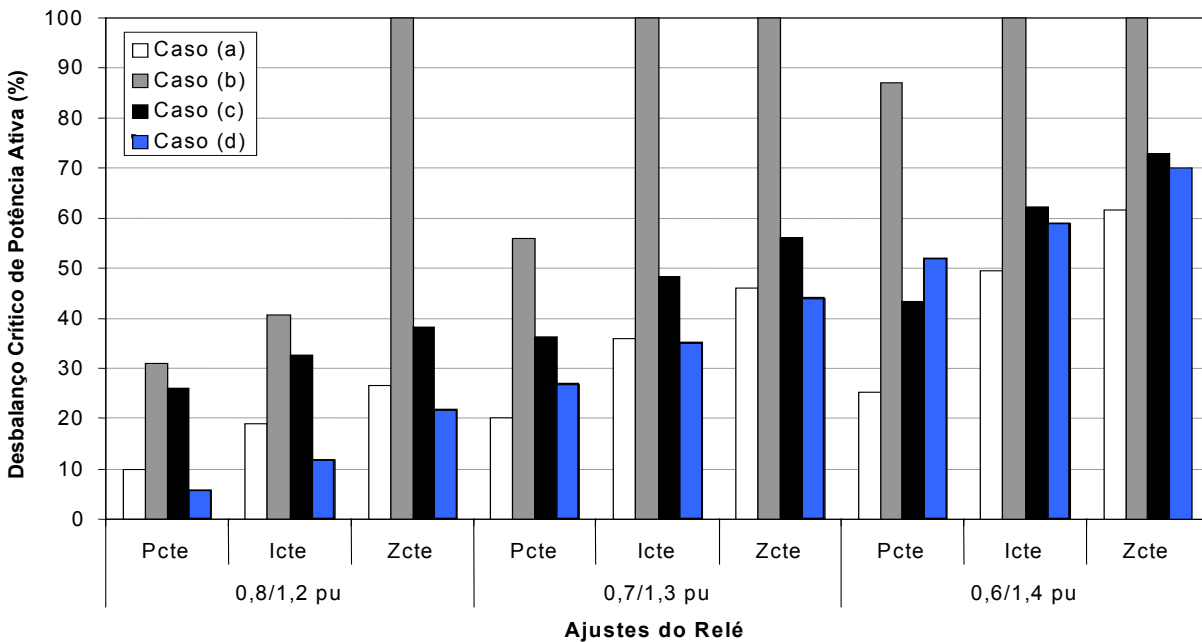


Figura 4.34 - Impacto dos tipos de cargas nos desbalanços críticos do relé de tensão

Como os casos em que as cargas apresentam características de impedância constante expõem o relé de tensão às condições mais críticas, nas próximas subseções esse será o modelo usado para representar as cargas na maioria dos casos. Adicionalmente, os casos com déficit de potência reativa serão também mais utilizados, visto que tipicamente representam situações mais realistas.

4.4.3 Modo de Controle da Excitatriz do Gerador

Nesta seção, a influência do modo de controle da excitatriz do gerador síncrono no desempenho do relé de tensão é analisada. Na Figura 4.35 compara-se o comportamento da tensão terminal do gerador após o ilhamento, considerando os dois modos de controle e uma situação mais otimista e uma mais conservadora, como identificadas na seção anterior. O modo de controle de tensão terminal está representado como “Controle de V”, ao passo que o modo de controle de potência reativa, como “Controle de Q”. O Sistema 1 foi utilizado nas simulações. Para a condição mais otimista, considerou-se déficit de potência ativa e reativa no sistema ilhado e cargas do tipo potência constante, enquanto que para a condição mais conservadora considerou-se déficit de potência ativa e excesso de potência reativa e cargas do tipo impedância constante. A Figura 4.35(a) apresenta o caso mais otimista e a Figura 4.35(b), o mais conservador. Para comparar a atuação dos modos de controle do regulador de tensão, admitiu-se a mesma condição de regime permanente antes do ilhamento em cada caso, conforme mostra a Tabela 4.2.

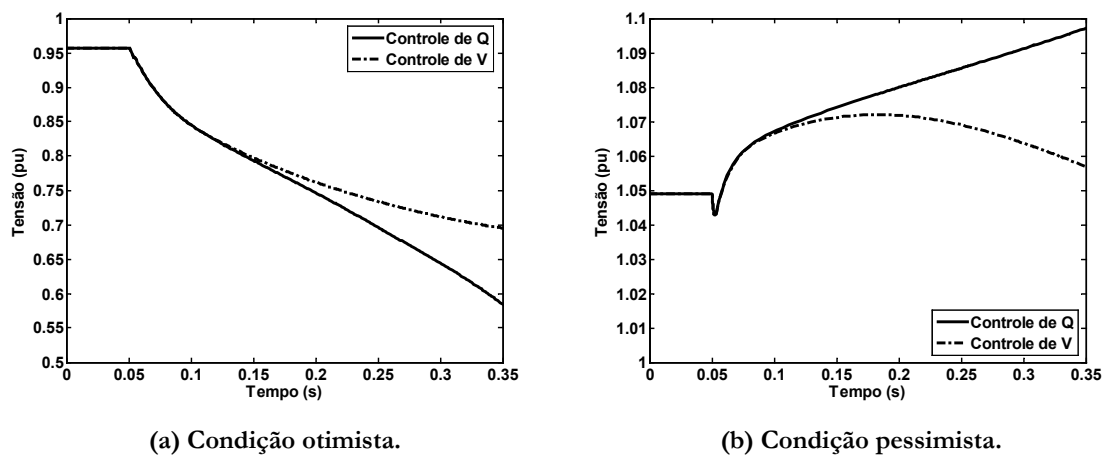


Figura 4.35 - Comportamento da tensão após o ilhamento em função do modo de controle do regulador de tensão.

Tabela 4.2 - Definição das características do sistema antes do ilhamento.

	Déficit de Potência Ativa e Reativa (Figura 4.35(a))	Déficit de Potência Ativa e Excesso de Reativa (Figura 4.35(b))
Potência ativa do gerador	20 MW	20 MW
Potência reativa do gerador	0 MVar	18 MVar
Tensão terminal do gerador	0,957 pu	1,049 pu
Carga ativa total	30 MW	30 MW
Carga reativa total	11 MVar	11 MVar
Desbalanço estimado de potência ativa	-10 MW (déficit)	-10 MW (déficit)
Desbalanço estimado de potência reativa	-11 MVar (déficit)	+7 MVar (excesso)
Referência do controle de tensão	0,957 pu	1,049 pu
Referência do controle de potência reativa	0 MVar	18 MVar

Na Figura 4.35 observa-se que a ação do regulador de tensão para controlar a tensão terminal se inicia cerca de 100 ms após o ilhamento, promovendo uma tentativa de recuperação da mesma para o valor de referência ajustado no controlador. Dessa forma, o relé de tensão pode não operar para

ajustes muito baixos de subtensão ou muito elevados de sobretensão. Por outro lado, se o regulador de tensão estiver configurado para controle de potência reativa, a tensão após o ilhamento poderá crescer ou diminuir continuamente, dependendo se há déficit ou excesso de potência reativa no sistema ilhado. Dessa forma, os ajustes do relé podem ser mais facilmente atingidos. Nas simulações de ilhamento considerando controle da tensão terminal do gerador, não houve casos de atuação do relé de tensão para nenhuma condição de operação do sistema elétrico. Por isso, não foram apresentadas as curvas de desempenho do relé de tensão nesta seção. Portanto o uso de relés de tensão para detecção de ilhamento de geradores síncronos cujo sistema de excitação é controlado de forma a manter tensão constante é ineficaz. Assim, nas demais seções somente casos em que o sistema de excitação é controlado de forma a manter potência reativa constante são analisados.

4.4.4 Variação do Fator de Potência das Cargas

O impacto da variação do fator de potência das cargas no desempenho dos relés de sub/sobretensão também foi investigado. Essa análise foi realizada considerando o Sistema 1 e um dos casos mais conservadores: excesso de potência ativa e déficit de potência reativa e cargas do tipo impedância constante. Foram considerados três valores de fator de potência ($\cos \phi$) para as cargas: 0,70; 0,80 e 0,90 (indutivos). Duas diferentes formas de variação do desbalanço de potência reativa devem ser analisadas. No primeiro caso, o desbalanço de potência reativa é variado mantendo-se a potência reativa do gerador fixa em 0 MVar e variando-se a carga reativa total do sistema de 0 a 35 MVar. No segundo caso, as cargas reativas do sistema são mantidas constantes em 11 MVar e varia-se a potência reativa consumida/injetada pelo gerador de -20 MVar a 20 MVar. Esses casos são analisados a seguir. Em todos os casos, o gerador fornecia 30 MW ao sistema elétrico e a potência ativa das cargas foi variada de forma a obter os valores desejados de fator de potência.

Os resultados das simulações para o primeiro caso são apresentados na Figura 4.36, considerando os seguintes ajustes: 0,7 pu e 0,8 pu, sendo todos eles configurados para atuação instantânea. Observa-se que, neste caso, a variação do fator de potência pouco influencia a capacidade de detecção de ilhamentos dos relés para pequenos valores de desbalanço de potência reativa. Isso ocorre, pois embora o fator de potência da carga tenha influência sobre a tensão terminal do gerador na condição pré-ilhamento, tal influência é pequena como pode ser verificado na Figura 4.37.

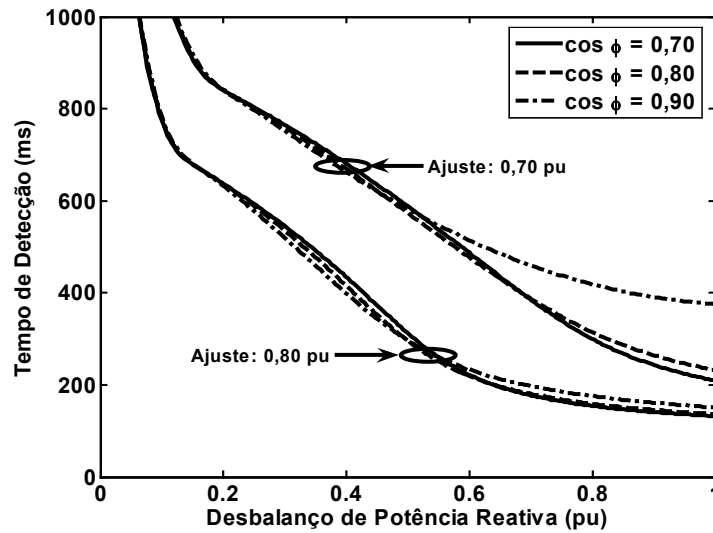


Figura 4.36 - Influência da variação do fator de potência das cargas no desempenho dos relés de tensão – caso em que as cargas reativas são variadas de 0 a 35 MVar.

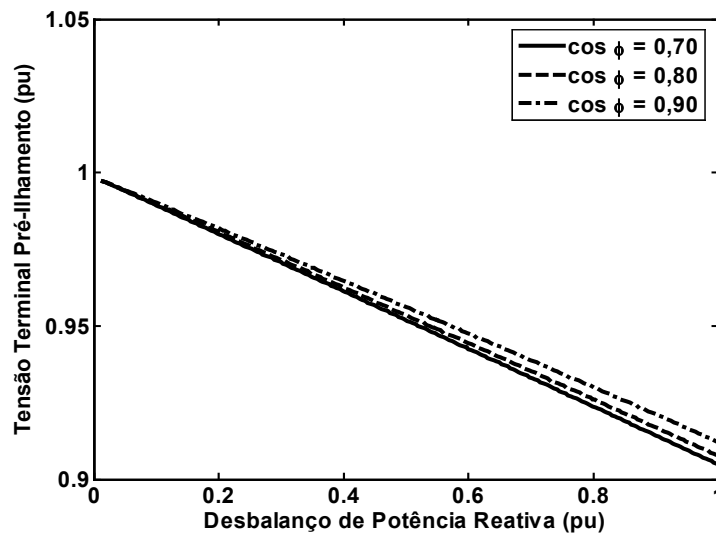


Figura 4.37 - Variação da tensão terminal do gerador em função da variação do desbalanço de potência reativa - caso em que as cargas reativas são variadas de 0 a 35 MVar.

Os resultados referentes ao segundo caso, em que o desbalanço de potência reativa é variado através da alteração do valor da potência reativa consumida/injetada pelo gerador, são apresentados na Figura 4.38. Observa-se que neste caso, há uma influência considerável do fator potência nas curvas de desempenho. A principal razão disso é a diferença do valor da tensão terminal pré-ilhamento, como mostrado na Figura 4.39.

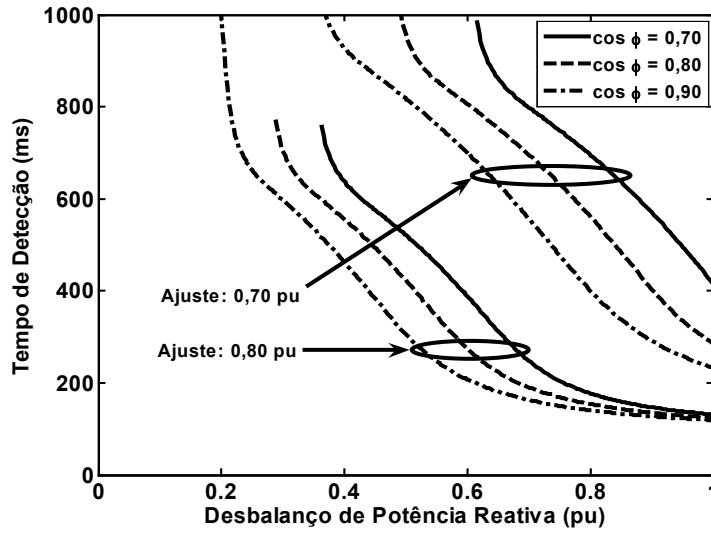


Figura 4.38 - Influência da variação do fator de potência das cargas no desempenho dos relés de tensão caso em que a injeção/demanda de potência reativa do gerador é variada de -20 MVar a 20 MVar.

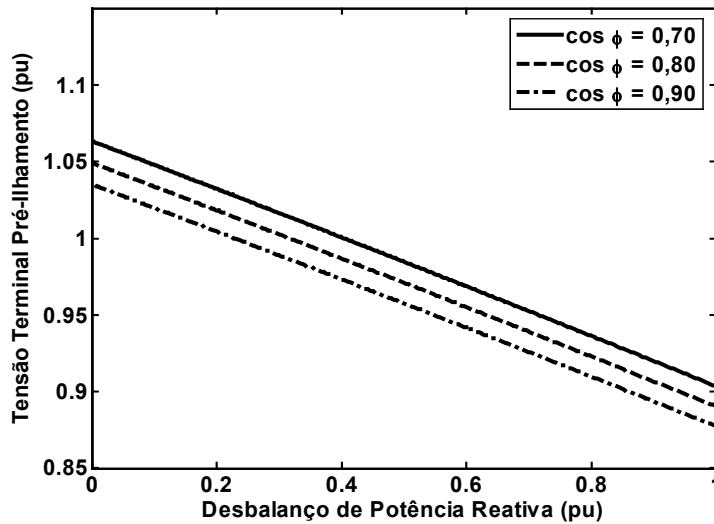


Figura 4.39 - Variação da tensão terminal do gerador em função da variação do desbalanço de potência reativa - caso em que a injeção/demanda de potência reativa do gerador é variada de -20 MVar a 20 MVar.

As diferenças entre os valores da tensão terminal na Figura 4.39 podem ser explicadas usando-se a Figura 4.40. A queda de tensão na impedância da linha em função dos valores de injeção de potência ativa e reativa na barra i pode ser calculada por (Masters, 2002):

$$\Delta V_{ij} = V_i - V_j \approx \frac{P \cdot R + Q \cdot X}{V_i} \quad (4.1)$$

em que:

- V_i = módulo da tensão no nó i (pu).
 V_j = módulo da tensão no nó j (pu).
 ΔV_{ij} = queda de tensão no ramo ij (pu).
 P = potência ativa injetada no nó i (pu).
 Q = potência reativa injetada no nó i (pu).
 R, X = resistência e reatância do ramo (ambos em pu).

Admite-se, para esta análise, que gerador está conectado ao nó i e a concessionária ao nó j na Figura 4.40. Além disso, na expressão (4.1) o sinal de Q é positivo se o gerador fornece potência reativa e negativo se o gerador consome potência reativa. Assim é possível verificar que quanto maior (menor) o valor de potência reativa injetada (consumida) pelo gerador, maior será o valor de sua tensão terminal, visto que a tensão no nó j (concessionária) permanece constante. Adicionalmente, de forma simplificada (*i.e.* desconsiderando-se as perdas) o desbalanço de potência reativa pode ser calculado por:

$$\Delta Q = Q_g - Q_c \quad (4.2)$$

em que:

- Q_g = potência reativa gerada (pu)
 Q_c = potência reativa consumida (pu)

Quanto menor o fator de potência da carga, maior o consumo de potência reativa (Q_c). Portanto, verifica-se que para um mesmo valor de desbalanço de potência reativa, o gerador deve injetar mais potência reativa conforme o fator de potência da carga diminui. Com base na expressão (4.1), pode-se concluir que neste caso a tensão terminal do gerador será maior. Esse raciocínio explica os valores diferentes de tensão exibidos na Figura 4.39.

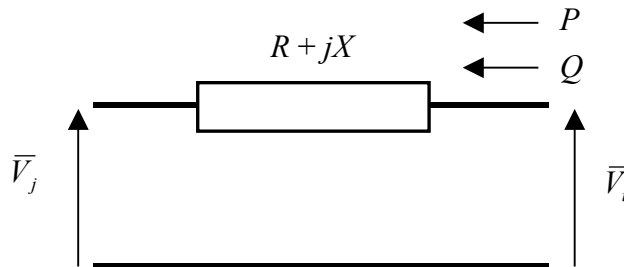


Figura 4.40 - Queda de tensão em um sistema radial devido à injeção de potência ativa e reativa na barra final.

4.4.5 Variação da Relação X/R e do Comprimento do Alimentador

A influência da relação X/R no desempenho dos relés baseados em medidas de tensão foi verificada considerando as quatro situações analisadas no caso dos relés baseados em medidas de frequência:

- Diminuição de X/R pela metade pela redução à metade do valor da reatância ou duplicação da resistência do alimentador;
- Aumento de X/R em duas vezes pela duplicação do valor da reatância ou diminuição pela metade do valor da resistência do alimentador.

A análise foi realizada considerando o Sistema 1 e um dos casos mais conservadores para relés de tensão: excesso de potência ativa e déficit de potência reativa e cargas do tipo impedância constante. O desbalanço de potência reativa foi variado mantendo-se a potência reativa do gerador fixa em 0 MVar e variando-se a carga reativa total do sistema de 0 a 35 MVar. Ao passo que a potência ativa fornecida pelo gerador foi fixada em 30 MW e a potência ativa das cargas foi mantida constante em 30 MW. Os resultados referentes à situação em que o desbalanço de potência reativa é simulado através da variação da carga são mostrados na Figura 4.41 para dois valores distintos de ajuste do relé. Verifica-se que para valores elevados de desbalanço de potência reativa, a relação X/R tem influência sobre o desempenho do relé. Isso pode ser explicado em parte através da análise do valor da tensão terminal na condição pré-ilhamento, como mostrado na Figura 4.42. Comparado com o caso normal, como esperado, ao se reduzir o valor da reatância do alimentador, a tensão terminal aumenta, visto que as quedas de tensão e as perdas reativas diminuem. Ao se duplicar o valor da resistência, a tensão terminal do gerador também aumenta se comparado com o caso normal. Isso ocorre porque embora as quedas de tensões aumentem, com base na fórmula (4.1), a tensão terminal do gerador deve aumentar para continuar transmitindo a mesma potência ativa. Ao se reduzir o valor da resistência, o valor da tensão terminal diminui de acordo com a expressão (4.1) e devido à redução das quedas de tensão. Ao se duplicar o valor da reatância, o valor da tensão terminal diminui, visto que as perdas reativas e as quedas de tensão aumentam.

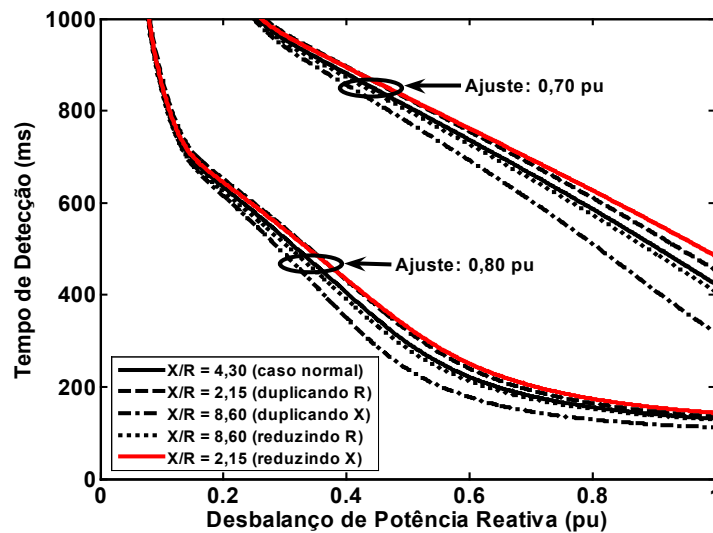


Figura 4.41 - Influência da variação da relação X/R do alimentador no desempenho dos relés de tensão – caso em que as cargas reativas são variadas de 0 a 35 MVar.

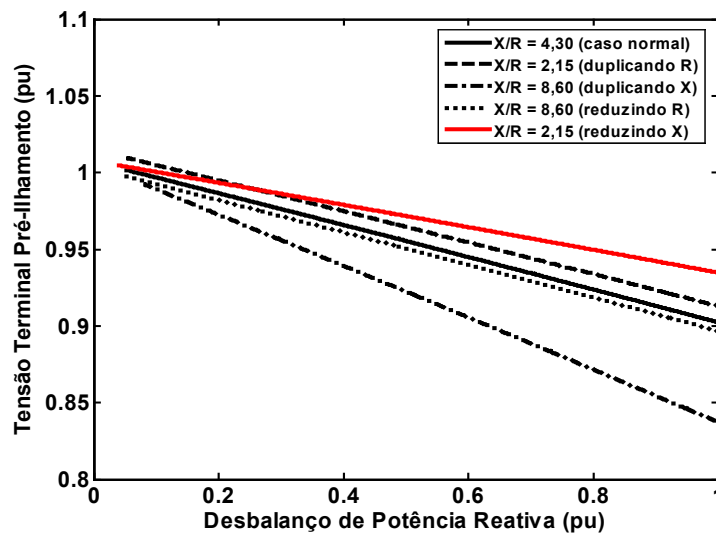


Figura 4.42 - Variação da tensão terminal do gerador em função da variação do desbalanço de potência reativa – caso em que as cargas reativas são variadas de 0 a 35 MVar.

Resultados similares foram obtidos quando as cargas reativas do sistema são mantidas constantes em 11 MVar e varia-se a potência reativa consumida/injetada pelo gerador de -20 MVar a 20 MVar.

A variação do comprimento do alimentador foi simulada considerando um fator Kl multiplicando sua impedância. A este fator foram atribuídos os seguintes valores: 0,5; 1 (caso normal) e 2. A Figura 4.43 mostra as curvas de desempenho para o relé de tensão ajustado em 0,60; 0,70 pu e 0,80 pu, em que o desbalanço de potência reativa é simulado através da variação da potência reativa da carga de 0 a 35 MVar e mantendo a potência reativa do gerador em 0 MVar, portanto há déficit de potência reativa no sistema ilhado, como nos casos anteriores. Observa-se que a influência do comprimento do alimentador no desempenho do relé é maior para grandes valores de desbalanço de potência reativa. Novamente, essa diferença pode ser parcialmente explicada através da análise do valor pré-ilhamento da tensão terminal, o qual é mostrado na Figura 4.44. Ao se aumentar o comprimento do alimentador, a tensão terminal tende a diminuir, visto que as quedas de tensão e as perdas são maiores. Isso facilita a detecção do ilhamento. Por outro lado, a diminuição do comprimento do alimentador implica em um aumento da tensão devido à redução das quedas de tensão e das perdas, dificultando a detecção do ilhamento.

Resultados similares foram obtidos quando as cargas reativas do sistema são mantidas constantes em 11 MVar e varia-se a potência reativa consumida/injetada pelo gerador de -20 MVar a 20 MVar.

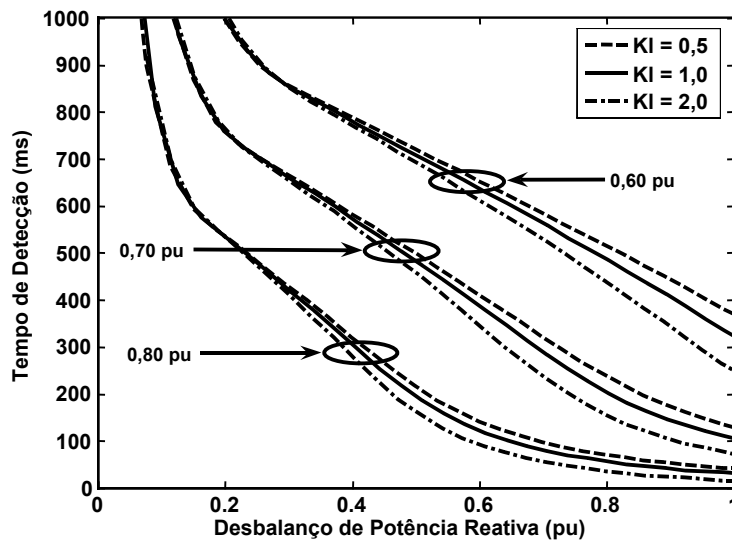


Figura 4.43 - Influência da variação do comprimento do alimentador no desempenho do relé de tensão— caso em que as cargas reativas são variadas de 0 a 35 MVar.

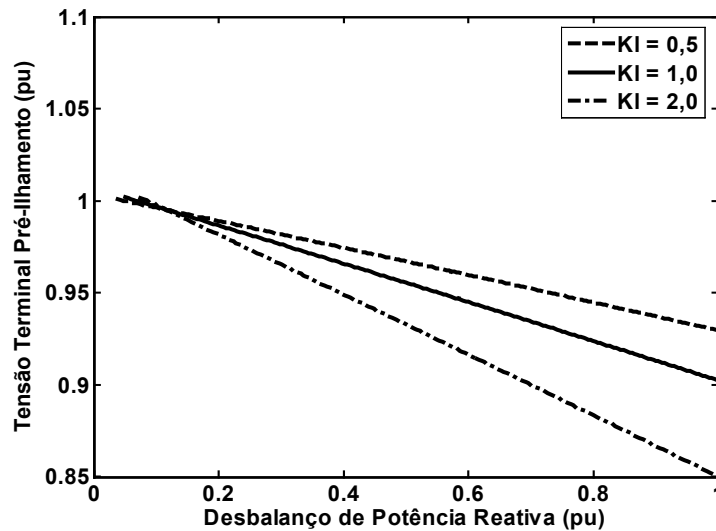


Figura 4.44 - Variação da tensão terminal do gerador em função da variação do desbalço de potência reativa - caso em que as cargas reativas são variadas de 0 a 35 MVar.

4.4.6 Atuação Temporizada do Relé de Tensão

Os relés de tensão usualmente são ajustados para operação temporizada. As figuras 4.45 e 4.46 mostram como uma temporização de 100 ms afeta o desempenho do relé de tensão, em situações de déficit de potência reativa e carga tipo impedância constante. Na Figura 4.45 as curvas de desempenho do relé são comparadas considerando três ajustes instantâneos e temporizados: 0,60 pu, 0,70 pu e 0,80 pu. A Figura 4.46 apresenta os desbalços críticos de potência reativa para essas duas situações. A situação simulada foi obtida mantendo-se a potência reativa do gerador em zero e variando a potência reativa das cargas de 0 a 30 MVar. A potência ativa das cargas e a potência ativa do gerador foram mantidas em 30 MW. Para uma análise mais completa, foram considerados dois tempos de detecção: 500 ms e 700 ms. Nas figuras mostra-se que uma temporização de apenas 100 ms pode aumentar em cerca de 10 % o desbalço crítico de potência reativa, reduzindo a capacidade de detecção do relé de tensão. Por outro lado, o aumento do tempo requerido para a detecção do ilhamento provoca a redução dos níveis de desbalço crítico para um mesmo ajuste. Além disso, observa-se uma importante característica no comportamento do relé de tensão: à medida que o desbalço de potência reativa se reduz e o tempo de detecção aumenta, as curvas de desempenho temporizada e instantânea de um mesmo ajuste tendem a se aproximar. Assim, dependendo da temporização aplicada e do tempo de detecção requerido, o desempenho do relé com ajuste temporizado pode ser tão bom quanto o desempenho com ajuste instantâneo, com a vantagem de que a temporização pode levar a uma maior confiabilidade ao sistema de proteção, no sentido de facilitar a coordenação com outros dispositivos de proteção e reduzir a possibilidade de falsa operação (atuação indevida do relé).

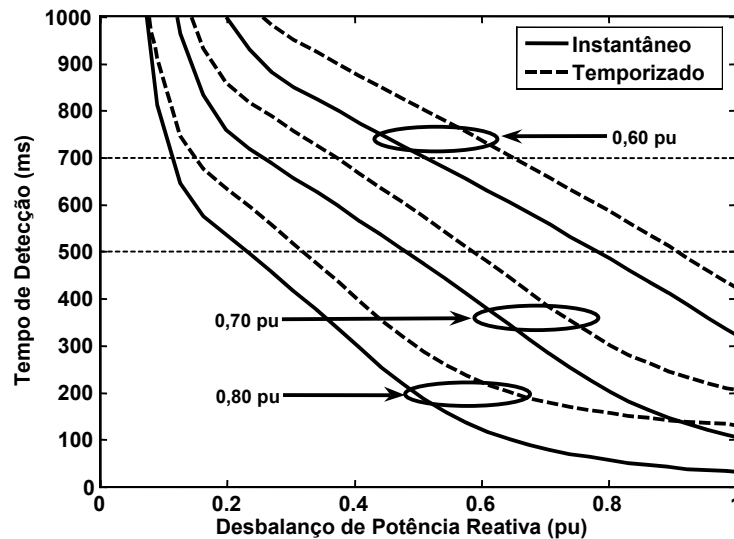


Figura 4.45 - Comparação entre os ajustes instantâneos e temporizados (100 ms) de um relé de tensão.

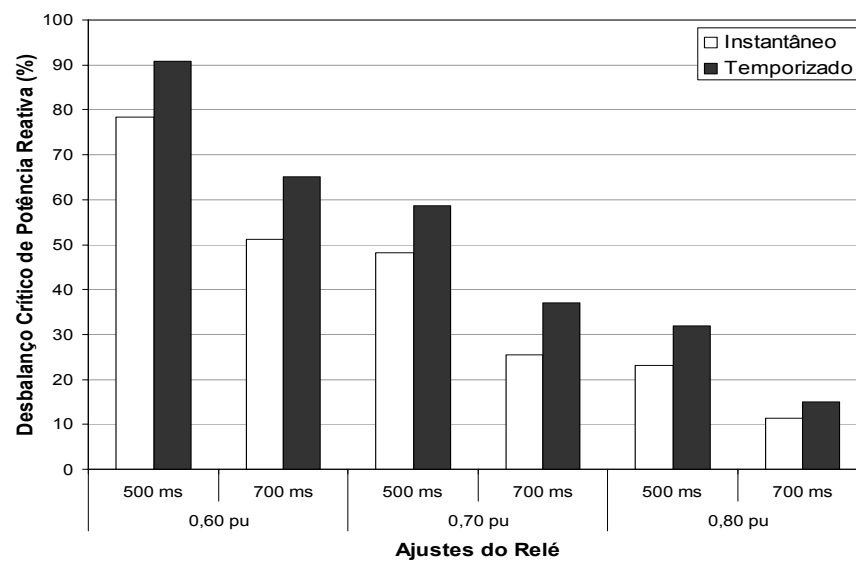


Figura 4.46 - Desbalanços críticos de potência reativa do relé de tensão: ajustes instantâneos *versus* ajustes temporizados.

4.5 Conclusões

Os métodos desenvolvidos neste capítulo e que empregam os novos conceitos de curvas de desempenho e desbalanço crítico de potência, mostraram ser uma ferramenta muito útil na avaliação sistemática do desempenho e definição de ajustes dos relés baseados em medidas de frequência e de tensão utilizados em esquemas de proteção contra ilhamentos. A metodologia que emprega as curvas de tempo de detecção *versus* desbalanço de potência ativa mostrou-se mais adequada para avaliar o

desempenho de relés baseados em medidas de frequência, ao passo que metodologia que usa as curvas de tempo de detecção *versus* desbalanço de potência reativa é mais adequada para avaliar o desempenho dos relés de tensão.

As principais conclusões e contribuições resultantes da aplicação do método das curvas de desempenho são sintetizadas abaixo:

- Relés baseados em medidas de frequência e de tensão são fortemente dependentes dos desbalanços de potência ativa e reativa, respectivamente. Logo, é necessário determinado montante de desbalanço de potência para que esses relés operem adequadamente: se o desbalanço de potência tende a zero, esses relés podem não atuar. As curvas de desempenho mostram claramente tal comportamento, sobretudo para a situações mais conservadoras. A partir da definição de um tempo máximo exigido para detectar o ilhamento, surge o conceito de desbalanço crítico de potência, o qual pode representar uma boa medida da capacidade de detecção dos relés em sistemas de proteção anti-ilhamento;
- Com a determinação dos desbalanços críticos de potência foi possível conhecer as limitações da aplicação dos relés baseados em medidas de frequência e de tensão. De posse desse conhecimento, a adequação de ajustes existentes, bem como de novos ajustes, pode ser sistematicamente avaliada e com isso, o relé pode ser ajustado de forma mais eficiente melhorando o desempenho do esquema de proteção do gerador distribuído;
- A comparação entre os relés baseados em medidas de frequência – uma das principais contribuições do método proposto - mostrou que o relé de taxa de variação de frequência é o mais eficiente quanto à capacidade de detecção de ilhamento. Outra conclusão importante dessa análise foi que relés de deslocamento de fase e de frequência apresentam desempenhos muito semelhantes, sobretudo à medida que o desbalanço de potência ativa diminui;
- O método das curvas de desempenho permite avaliar a influência de determinados fatores na eficiência dos relés. Dentre os fatores analisados nesta tese, aqueles que mais influenciam a eficiência de relés baseados em medidas de frequência são a constante de inércia do gerador síncrono, as cargas dependentes da tensão e o modo de controle da excitatriz do gerador síncrono. Com relação aos relés baseados de tensão, destacam-se a variação do fator de potência das cargas e, principalmente, o tipo de carga e o modo de controle do regulador de tensão do gerador síncrono;
- Aplicando o método para avaliar os impactos de alterações no tempo requerido para a detecção do ilhamento no desempenho dos relés, observou-se que o aumento desse tempo pode reduzir os desbalanços críticos de potência ativa e reativa e com isso aumentar a capacidade de detecção dos relés baseados em medidas de frequência e de tensão;

- Para os relés baseados em medidas de frequência as situações mais conservadoras são aquelas em que a carga do sistema elétrico é modelada do tipo impedância constante e existe déficit de potência ativa e reativa no sistema ilhado ou excesso de ambas. Os casos mais conservadores são aqueles que devem ser analisados quando não há informações sobre o tipo e comportamento da carga do sistema. Conclusão diferente foi obtida em relação aos relés baseados em medidas de tensão. Nesse caso, as situações mais conservadoras compreendem aquelas em que a carga é do tipo impedância constante independentemente da combinação de déficit e excesso de potência ativa e reativa;
- Verificou-se também que a análise do relé de tensão é mais complexa do que a análise dos relés baseados em medidas de frequência. Isso é parcialmente provocado pela variação do valor de regime permanente da variável empregada pelo relé para detecção de ilhamento, o que não ocorre com a variável frequência.

Capítulo 5

Métodos Analíticos para Relés Baseados em Medidas de Frequência

Para definir ou verificar os ajustes de relés baseados em medidas de frequência utilizados na proteção anti-ilhamento de geradores síncronos distribuídos, engenheiros de proteção necessitam realizar análises detalhadas através de numerosas simulações dinâmicas. Com o objetivo de tornar essas análises mais rápidas e objetivas, neste capítulo são apresentados métodos práticos capazes de determinar diretamente o desempenho dinâmico de relés baseados em medidas de frequência e conseqüentemente, auxiliar na definição e verificação de seus ajustes. O desenvolvimento de métodos analíticos foi inicialmente apresentado em Freitas et al. (2005a) para relés de deslocamento de fase e nesta tese eles foram aperfeiçoados e estendidos para os relés de sub/sobrefrequência e de taxa de variação de frequência. Esses métodos envolvem um conjunto de fórmulas desenvolvidas a partir da solução analítica das equações da máquina síncrona e dos relés. Tais fórmulas permitem determinar o comportamento dinâmico desses relés sem a necessidade de simulações dinâmicas. Para avaliar a precisão dessas fórmulas, as curvas de desempenho dos relés são obtidas tanto pelas fórmulas quanto por simulações dinâmicas e assim, uma comparação para diferentes pontos de operação do sistema elétrico pode ser realizada de maneira sistemática.

5.1 Desenvolvimento das Fórmulas Analíticas

Seja o sistema elétrico da Figura 5.1:

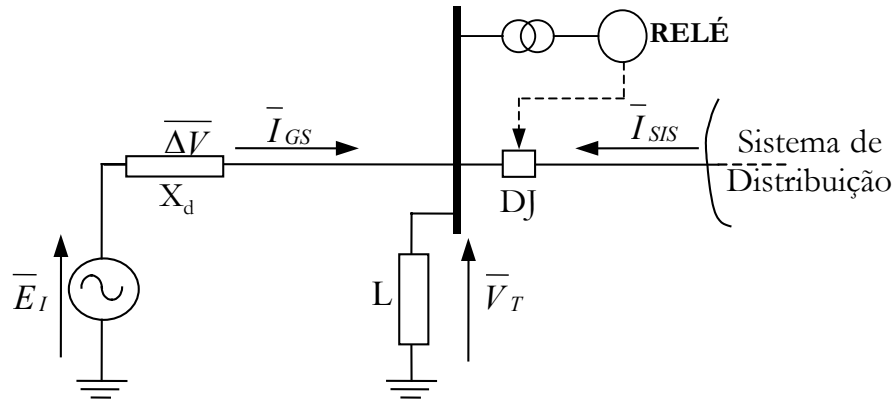


Figura 5.1 - Gerador síncrono operando em paralelo com o sistema de distribuição.

Em regime permanente, a potência mecânica P_M (igual à potência elétrica P_{GS}) do gerador síncrono está equilibrada com a potência elétrica P_L consumida pela carga L e com a potência elétrica P_{SIS} fornecida (ou consumida) pela rede elétrica. Portanto, a velocidade ω e o ângulo δ do rotor do gerador síncrono são constantes. Depois da abertura do disjuntor DJ , o desbalanço de potência ativa ΔP , cujo valor é igual a P_{SIS} , causa transitórios no gerador síncrono. Seu comportamento dinâmico pode ser determinado usando a equação de oscilação da máquina síncrona. No desenvolvimento matemático a seguir, admite-se que as cargas são representadas pelo modelo de potência constante e que o gerador é representado pelo modelo clássico. A equação de oscilação do gerador síncrono é dada por:

$$\begin{cases} \frac{2H}{\omega_0} \frac{d\omega}{dt} = P_M - P_L = -P_{SIS} = \Delta P \\ \frac{d\delta}{dt} = \omega - \omega_0 \end{cases} \quad (5.1)$$

em que H é a constante de inércia do gerador, $\omega_0 = 2\pi f_0$ é a velocidade síncrona, f_0 é a frequência nominal do sistema e as demais variáveis já foram definidas previamente. Essa equação será empregada para representar a dinâmica do gerador. As fórmulas analíticas para cada um dos relés baseados em medidas de frequência analisados nesta tese são apresentadas nas seções seguintes.

5.1.1 Relé de Sub/Sobrefrequência

A velocidade do rotor do gerador pode ser obtida solucionando-se a equação (5.1) como segue:

$$\omega = \frac{\omega_0 \cdot \Delta P}{2H} t + \omega_0 \quad (5.2)$$

O comportamento da velocidade angular no tempo pode ser representado por $\omega = \omega_0 + \Delta\omega$. Substituindo esta representação na equação (5.2), tem-se:

$$\omega_0 + \Delta\omega = \frac{\omega_0 \cdot \Delta P}{2H} t + \omega_0 \Rightarrow \Delta\omega = \frac{\omega_0 \cdot \Delta P}{2H} t \quad (5.3)$$

sendo: $\omega = 2\pi f$, em que f é a frequência elétrica do sistema. Portanto, segue-se:

$$\Delta f = \frac{f_0 \cdot \Delta P}{2H} t \quad (5.4)$$

A equação (5.4) fornece a relação entre o desvio de frequência da rede ilhada Δf , o tempo de detecção e o desbalanço de potência ativa. Para simplificar, será admitido que o ajuste do relé de sub/sobrefrequência é um valor correspondente ao desvio Δf em torno de 60 Hz. Assim, no limiar de operação do relé, a grandeza medida Δf é igual ao ajuste do relé, o qual será representado por β . Portanto, $\Delta f = \beta$. Além disso e conforme abordado no Capítulo 3, o relé de frequência possui um tempo de mínima operação referente aos atrasos no circuito de medição e algoritmo do relé. Este tempo será representado por Δt . Logo, o tempo total de detecção do relé (t_d) é composto pelo tempo de detecção do evento (t na equação 5.4) mais o tempo de mínima operação. Assim, tem-se a equação (5.5):

$$t = t_d - \Delta t \quad (5.5)$$

A equação (5.5) deve ser substituída na equação (5.4), resultando:

$$\beta = \frac{f_0 \cdot \Delta P}{2H} (t_d - \Delta t) \quad (5.6)$$

A equação (5.6) também pode ser solucionada para o desbalanço de potência ativa ΔP como segue:

$$\Delta P = \frac{2H \cdot \beta}{f_0 \cdot (t_d - \Delta t)} \quad (5.7)$$

Solucionando (5.7) para o tempo t_d , obtém-se:

$$t_d = \frac{2H \cdot \beta}{f_0 \cdot \Delta P} + \Delta t \quad (5.8)$$

Os relés de frequência podem ser ajustados com estágios temporizados. Neste caso, tem-se:

$$t_d = \frac{2H \cdot \beta}{f_0 \cdot \Delta P} + T_{set} + \Delta t \quad (5.9)$$

sendo T_{set} o ajuste do elemento temporizado. Desse modo, as equações (5.6) a (5.9) podem ser empregadas para determinar diretamente o comportamento dinâmico de relés de frequência e, conseqüentemente, auxiliar a seleção do ajuste mais adequado.

5.1.2 Relé de Taxa de Variação de Frequência

A taxa de variação da frequência pode ser calculada solucionando a equação (5.1), resultando a expressão (5.10):

$$\frac{df}{dt} = \frac{1}{2\pi} \frac{d\omega}{dt} = \frac{f_0}{2H} \Delta P \quad (5.10)$$

De acordo com a equação (5.10), a taxa de variação da frequência é proporcional ao desbalanço de potência ativa. Na Figura 5.2, o sinal K utilizado para disparar o relé corresponde ao valor da taxa de variação de frequência calculada depois que o sinal de entrada do relé (frequência elétrica) é processado por filtros. Estes, por sua vez, foram representados por uma função de transferência de primeira ordem, com constante de tempo T_a .

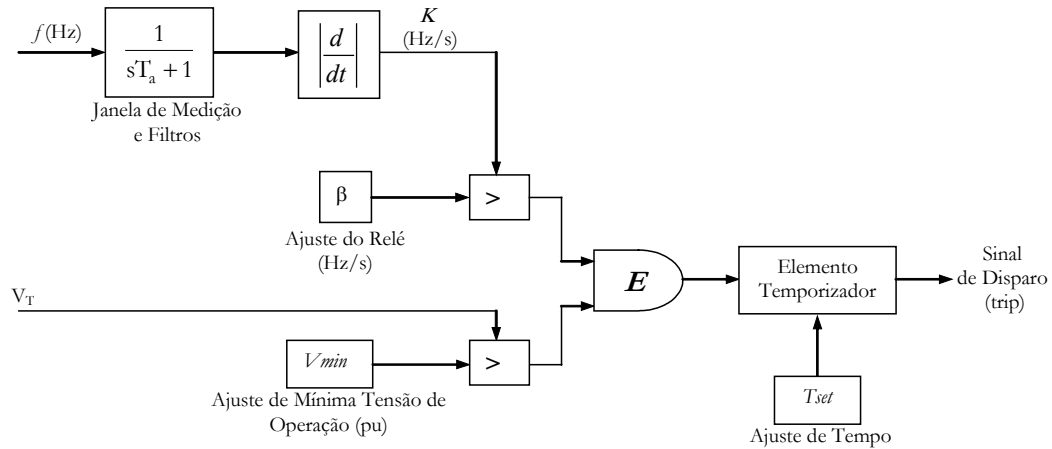


Figura 5.2 - Modelo computacional do relé de taxa de variação de frequência.

Assim, da equação (5.10) e da Figura 5.2 determina-se o sinal utilizado pelo relé por meio da equação (5.11):

$$K = \frac{f_0 \Delta P}{2H \cdot (T_a s + 1)} \quad (5.11)$$

em que “ s ” representa o operador d/dt e T_a é a constante de tempo dos filtros e da janela de medição do relé. Em $t = 0$, tem-se $K(0) = 0$ porque o sistema está operando em regime permanente. Portanto, a solução da equação (5.11) no domínio do tempo é dada por:

$$K = \frac{f_0 \Delta P}{2H} \left(1 - e^{-\frac{t}{T_a}} \right) \quad (5.12)$$

O relé de taxa de variação de frequência atua se o valor do sinal K for maior que o valor β ajustado no relé. Imediatamente antes da atuação do relé, ambos os sinais são iguais e assim é possível substituir K por β em (5.12), resultando:

$$\beta = \frac{f_0 \Delta P}{2H} \left(1 - e^{-\frac{t}{T_a}} \right) \quad (5.13)$$

O relé de taxa de variação de frequência também possui um tempo mínimo de operação devido aos atrasos do circuito de medição, cálculo da taxa de variação de frequência e execução algoritmo do relé. Esse tempo será representado por Δt nesta seção. Portanto, o tempo total de detecção do relé (t_d) é composto pelo tempo de detecção do evento (t na equação 5.13) mais o tempo de mínima operação. A relação entre estas variáveis foi apresentada na equação (5.5) para o relé de frequência e também é válida para o relé de taxa de variação de frequência. Substituindo (5.5) em (5.13), tem-se:

$$\beta = \frac{f_0 \Delta P}{2H} \left(1 - e^{-\frac{(t_d - \Delta t)}{T_a}} \right) \quad (5.14)$$

Adicionalmente, solucionando a equação (5.14) para desbalanço de potência ativa ΔP e para o tempo t_d , têm-se as equações (5.15) e (5.16), respectivamente:

$$\Delta P = \frac{2H}{f_0} \beta \left(1 - e^{-\frac{(t_d - \Delta t)}{T_a}} \right)^{-1} \quad (5.15)$$

$$t_d = -T_a \ln \left(1 - \frac{2H}{f_0 \Delta P} \beta \right) + \Delta t \quad (5.16)$$

Para que a equação (5.16) resulte valores reais e positivos de tempo a seguinte desigualdade deve ser satisfeita: $\Delta P > 2H\beta/f_0$.

Os ajustes desse tipo de relé também podem ser temporizados. Logo, para considerar uma temporização T_{set} , tem-se:

$$t_d = -T_a \ln \left(1 - \frac{2H}{f_0 \Delta P} \beta \right) + \Delta t + T_{set} \quad (5.17)$$

Desse modo, as equações (5.14) a (5.17) podem ser empregadas para avaliar o desempenho de relés de taxa de variação de frequência e, conseqüentemente, auxiliar na seleção do ajuste mais adequado.

5.1.3 Relé de Deslocamento de Fase

O ângulo do rotor do gerador pode ser obtido da equação (5.1) como segue:

$$\delta = \frac{\omega_0 \Delta P}{4H} t^2 + \delta_0 \quad (5.18)$$

Considerando a medida ciclo-a-ciclo realizada pelo relé mostrada na Figura 5.3, a variação de ângulo pode ser calculada pela equação (5.19).

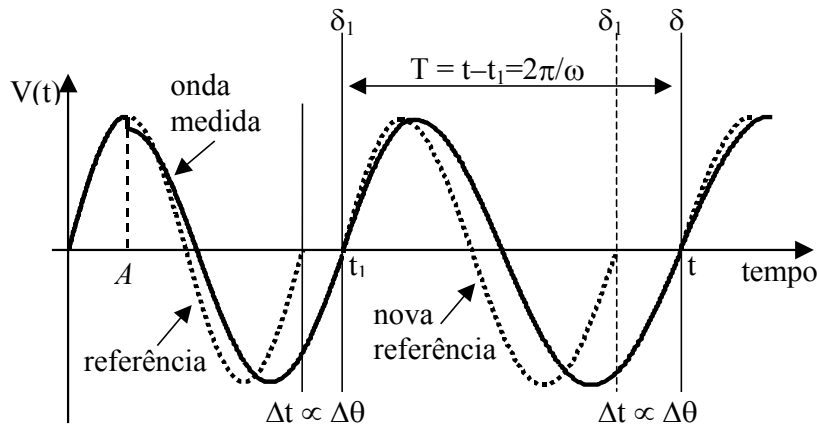


Figura 5.3 - Forma de onda da tensão terminal após o ilhamento e sistema de medição ciclo a ciclo do relé de deslocamento de fase.

$$\Delta \delta = \delta - \delta_1 = \left(\frac{\omega_0 \Delta P}{4H} t^2 + \delta_0 \right) - \left(\frac{\omega_0 \Delta P}{4H} t_1^2 + \delta_0 \right) = \frac{\omega_0 \Delta P}{4H} \cdot (2t - (t - t_1)) \cdot (t - t_1) \quad (5.19)$$

Na Figura 5.3, verifica-se que $(t - t_1)$ é, de fato, a duração do ciclo atual, a qual pode ser determinada aproximadamente solucionando-se a equação (5.1) para a velocidade do rotor e depois para o período do ciclo, obtendo-se:

$$T = t - t_1 = \frac{1}{f} = \frac{2\pi}{\omega} = \frac{2\pi}{\frac{\omega_0 \Delta P}{2H} t + \omega_0} \quad (5.20)$$

Substituindo $(t - t_1)$ em (5.19) por (5.20) e considerando a variação do ângulo do rotor $\Delta\delta$ igual ao ajuste do relé β , a seguinte relação pode ser obtida:

$$\beta = \frac{K}{2} \cdot \left(2t - \frac{2\pi}{Kt + \omega_0} \right) \cdot \frac{2\pi}{Kt + \omega_0} \quad (5.21)$$

sendo $K = \omega_0 \Delta P / 2H$. Reorganizando a equação (5.21) obtém-se:

$$\underbrace{K^2 \cdot (\beta - 2\pi)}_A t^2 + \underbrace{2\omega_0 K \cdot (\beta - \pi)}_B t + \underbrace{\omega_0^2 \beta + 2\pi^2 K}_C = 0 \quad (5.22)$$

Esta é uma equação de segunda ordem, cujos fatores são dados por:

- $A = K^2 (\beta - 2\pi) < 0$, se $\beta < 2\pi$
- $B = 2\omega_0 K (\beta - \pi) < 0$, se $\beta < \pi$
- $C = \omega_0^2 \beta + 2\pi^2 K > 0$

Para os ajustes típicos de relés de deslocamento de fase as soluções de (5.22) são números reais. Porém, somente as soluções positivas são de interesse, as quais podem ser calculadas por:

$$t = \frac{-(2\omega_0 K \cdot (\beta - \pi)) - \sqrt{D_1}}{2K^2 \cdot (\beta - 2\pi)} \quad (5.23)$$

sendo: $D_1 = (2\omega_0 K(\beta - \pi))^2 - 4K^2(\beta - 2\pi)(\omega_0^2 \beta + 2\pi^2 K)$. A equação (5.23) pode ser solucionada para o desbalanço de potência ΔP como segue:

$$\Delta P = \left(\frac{2H}{\omega_0} \right) \cdot \left(\frac{-2 \cdot (\pi^2 + \omega_0 \cdot t \cdot (\beta - \pi)) - \sqrt{D_2}}{2t^2 \cdot (\beta - 2\pi)} \right) \quad (5.24)$$

sendo: $D_2 = (2(\pi^2 + \omega_0 t(\beta - \pi)))^2 - 4(t^2(\beta - 2\pi)(\omega_0^2 \beta))$.

Assim, as equações (5.21), (5.23) e (5.24) podem ser empregadas para determinar diretamente o comportamento dinâmico de relés de deslocamento de fase, bem como auxiliar na seleção do ajuste mais adequado.

5.1.4 Utilidade das Fórmulas Analíticas

As fórmulas analíticas desenvolvidas anteriormente podem ser úteis nas seguintes situações:

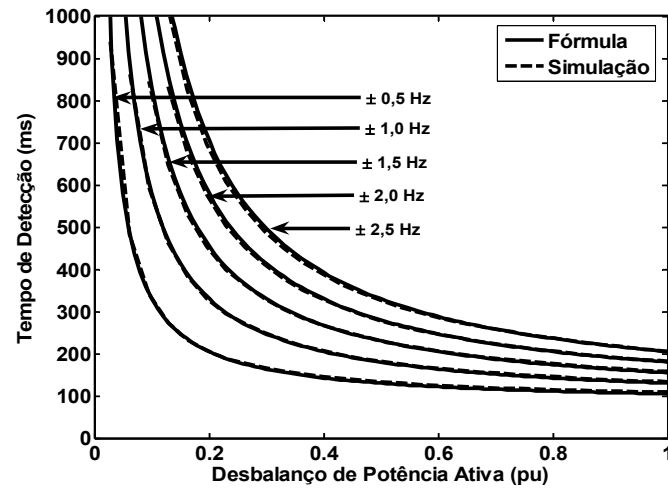
- Se o desbalanço de potência ativa ΔP e o tempo requerido de detecção são conhecidos, pode-se determinar o ajuste do relé β utilizando-se (5.6), (5.14) ou (5.21), dependendo do tipo de relé sob análise;
- Se o tempo requerido de detecção e o ajuste do relé β são conhecidos, pode-se determinar qual o valor mínimo necessário de desbalanço de potência ΔP para que o relé atue utilizando-se (5.7), (5.15) ou (5.24), dependendo do tipo de relé sob análise;
- Se o desbalanço de potência ativa ΔP e o ajuste do relé β são conhecidos, pode-se determinar o tempo necessário para o relé detectar a situação de ilhamento utilizando-se (5.8), (5.16) ou (5.23), dependendo do tipo de relé sob análise.

5.1.5 Validação das Fórmulas Analíticas

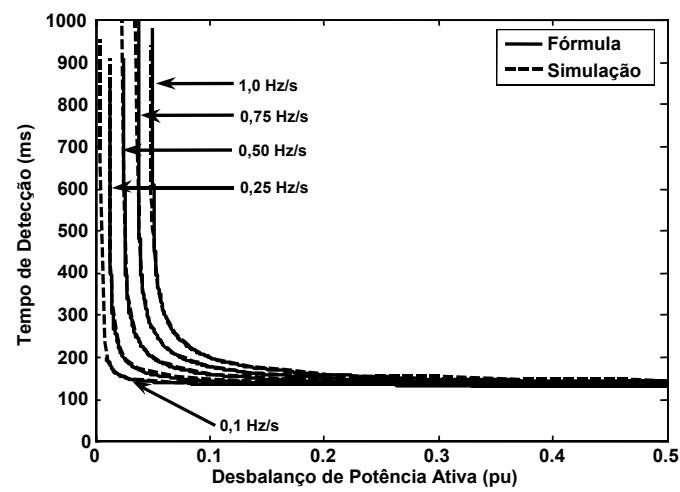
Para validar o desenvolvimento matemático apresentado anteriormente, as curvas de desempenho dos relés baseados em medidas de frequência foram utilizadas. As curvas foram obtidas por meio das fórmulas e por simulação dinâmica, considerando o Sistema 1. Além disso, as simulações foram realizadas considerando cargas tipo potência constante e regulador de tensão controlando a tensão terminal em 1 pu, de acordo com os procedimentos abordados no Capítulo 4. A vantagem de empregar as curvas de desempenho para determinar a precisão das fórmulas desenvolvidas é que os resultados obtidos por simulação e pelas fórmulas podem ser graficamente comparados para uma ampla variedade de configurações do sistema elétrico. As curvas de desempenho dos relés foram obtidas pelas seguintes expressões:

- Relé de sub/sobrefrequência: equação (5.8) para ajustes instantâneos e (5.9) para ajustes temporizados;
- Relé de taxa de variação de frequência: equação (5.16) para ajustes instantâneos e (5.17) para temporizados;
- Relé de deslocamento de fase: equação (5.23).

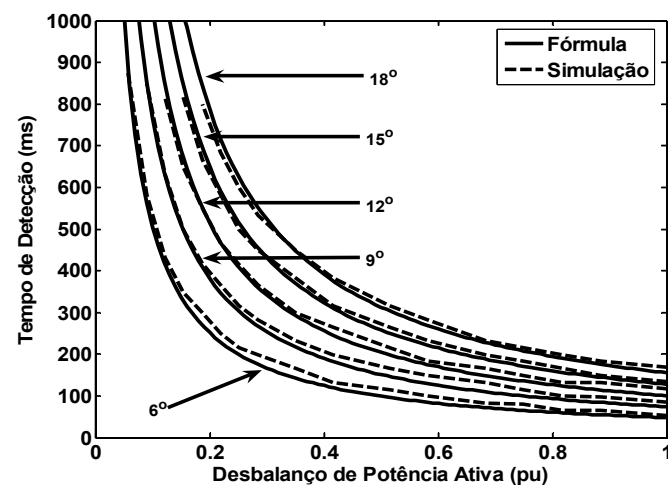
As figuras 5.4 e 5.5 mostram as curvas de desempenho e os desbalanços críticos de potência ativa obtidas por simulação e pelas fórmulas analíticas para os ajustes típicos dos relés baseados em medidas de frequência. Os desbalanços críticos de potência ativa foram calculados considerando o tempo requerido de detecção igual a 500 ms. Observa-se uma boa precisão entre os resultados obtidos pelas fórmulas e por simulação, ressaltando-se que as simulações foram realizadas utilizando os modelos detalhados dos componentes da rede elétrica e o gerador síncrono foi representado pelo modelo de oitava ordem, incluindo o sistema de excitação da máquina síncrona.



(a) Relé de sub/sobrefrequência.

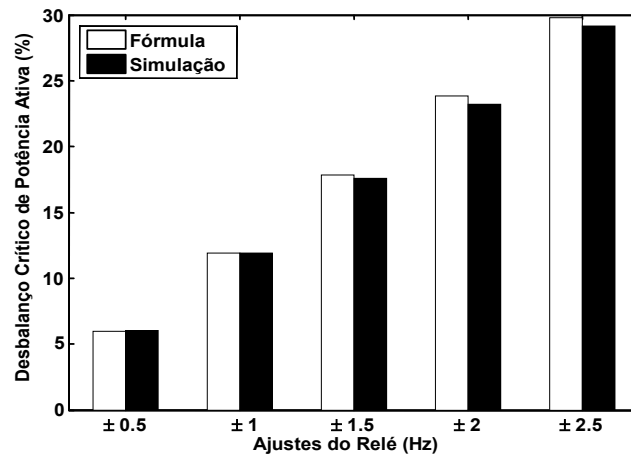


(b) Relé de taxa de variação de frequência.

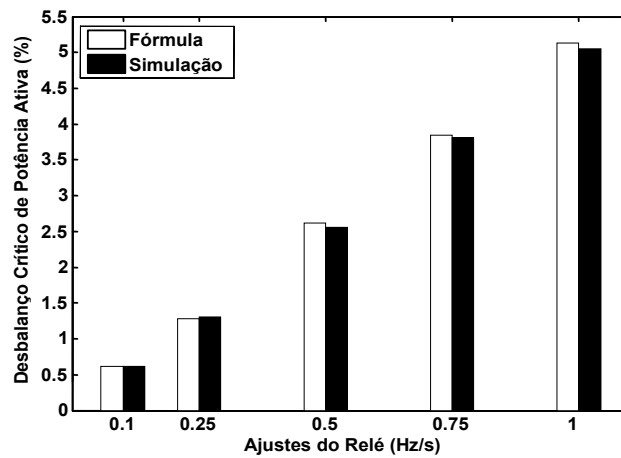


(c) Relé de deslocamento de fase.

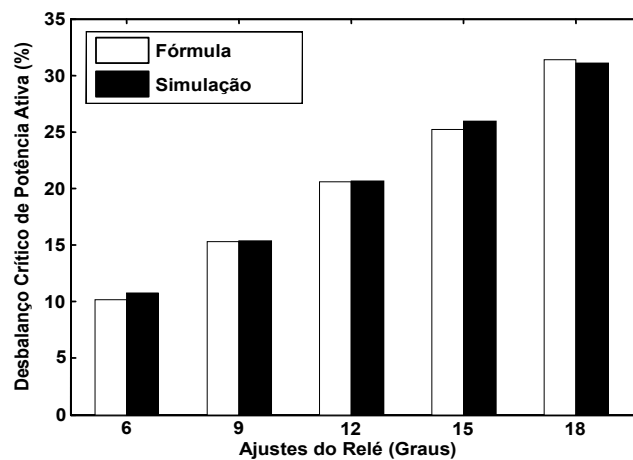
Figura 5.4 - Comparação do desempenho dos relés: fórmulas analíticas *versus* simulação para o Sistema 1.



(a) Relé de sub/sobrefrequência



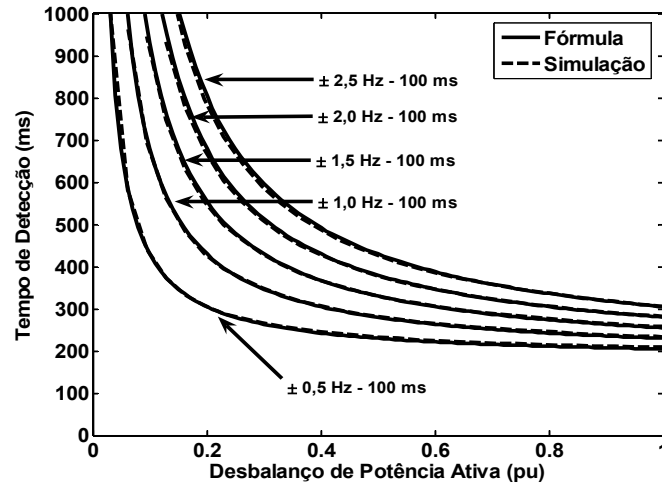
(b) Relé de taxa de variação de frequência.



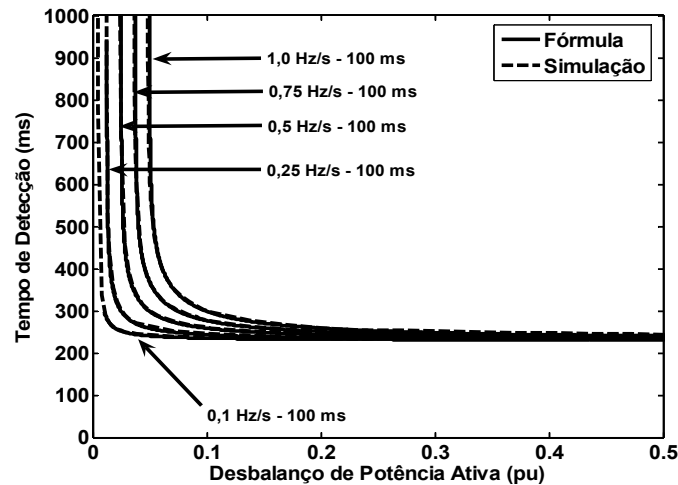
(c) Relé de deslocamento de fase.

Figura 5.5 - Desbalanços críticos de potência ativa: fórmulas analíticas *versus* simulação para o Sistema 1.

A boa precisão das fórmulas analíticas também pode ser verificada quando ajustes temporizados são aplicados. Essa característica é mostrada na Figura 5.6 para os relés de sub/sobrefrequência e de taxa de variação de frequência, em que uma temporização de 100 ms foi aplicada em diversos ajustes dos relés.



(a) Relé de sub/sobrefrequência.



(b) Relé de taxa de variação de frequência.

Figura 5.6 - Comparação entre as fórmulas analíticas e simulação para ajustes temporizados, considerando o Sistema 1.

Outros sistemas elétricos também foram testados e observou-se que a precisão das fórmulas analíticas foi mantida. Assim, verificou-se que para cargas tipo potência constante, o desempenho dos relés depende fortemente das características da máquina síncrona e fracamente dos demais parâmetros da rede elétrica.

Contudo, para cargas dependentes da tensão, os parâmetros do sistema elétrico apresentam maior influência no desempenho dos relés, porque o desbalanço da potência ativa varia dinamicamente em função da tensão após o ilhamento e a variação desta, por sua vez, depende das características do sistema elétrico. Assim, uma análise mais detalhada das fórmulas analíticas na presença de cargas dependentes da tensão é apresentada na seção seguinte.

5.2 Fórmula Empírica para Casos Genéricos

Na presença de cargas dependentes da tensão o desbalanço de potência ativa varia dinamicamente após a ocorrência do ilhamento, em razão da variação das tensões nodais. Tal variação depende tanto das características da rede quanto do gerador síncrono e também do ponto de operação do sistema elétrico. Visto que há diversos fatores envolvidos na variação do desbalanço da potência ativa após o ilhamento, é difícil obter uma expressão analítica que determine, precisamente, o comportamento dinâmico da tensão após o ilhamento e, conseqüentemente, o comportamento do desbalanço de potência ativa. Dessa forma, nesta seção propõe-se uma fórmula empírica capaz de estimar o desbalanço de potência ativa após o ilhamento, baseando-se na observação de inúmeros casos simulados e considerando diferentes características das cargas do sistema elétrico. Os resultados originaram um fator de correção para o desbalanço de potência ativa para cada tipo de relé baseado em medidas de freqüência empregados nesta tese. As seções seguintes apresentam o desenvolvimento das fórmulas empíricas para os relés de sub/sobrefreqüência, de taxa de variação de freqüência e de deslocamento de fase.

5.2.1 Relé de Sub/Sobrefreqüência

Tipicamente, as cargas do sistema elétrico podem ser representadas por uma combinação dos modelos de potência, corrente e impedância constante (IEEE Task Force, 1993; Kundur, 1994). As componentes de potência ativa das cargas podem ser representadas pela seguinte expressão, já apresentada no Capítulo 3:

$$P = P_0 \left(\frac{V}{V_0} \right)^{n_p} \quad (5.25)$$

em que P é a potência ativa consumida pela carga (em pu), P_0 é a potência ativa nominal da carga (em pu), V é a tensão nodal (em pu) e V_0 é a tensão nominal da carga (em pu). O expoente n_p representa a relação entre a potência ativa e a tensão nodal, sendo que seu valor, usualmente, está entre 0 e 2 (IEEE Task Force, 1993; Kundur, 1994). n_p igual a 0, 1 e 2 representa carga tipo potência constante, corrente constante e impedância constante, respectivamente. Para aplicar a expressão (5.25) de forma

a obter uma característica agregada da carga total do sistema, pode-se definir um índice NP_T conforme segue:

$$NP_T = \sum_{i=1}^{nbar} \frac{P_i}{P_T} n_{p_i} \quad (5.26)$$

em que P_T é a potência ativa total das cargas do sistema elétrico (em pu), $nbar$ é o número de barras do sistema elétrico, P_i é a potência ativa da carga (em pu) conectada ao nó i . Caso a n_{p_i} sejam atribuídos valores entre 0 e 2, NP_T também assumirá valores entre 0 e 2. Adicionalmente, quanto maior o valor de NP_T maior é a variação do desbalanço da potência ativa em função da tensão.

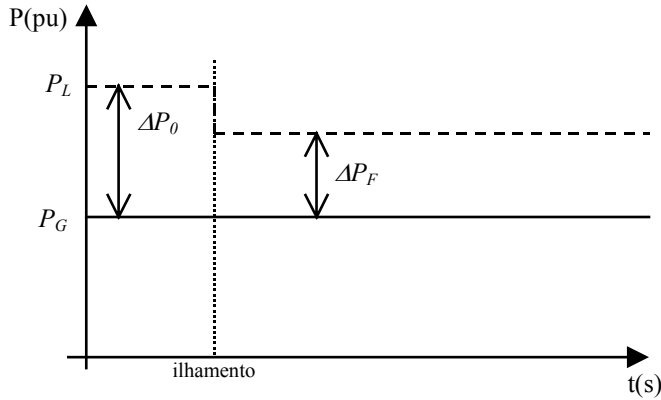
Baseando-se na observação de inúmeros casos realizados em diferentes sistemas elétricos e com diferentes geradores distribuídos, verificou-se que as maiores variações do desbalanço de potência ativa ocorreram na presença de cargas tipo impedância constante (ver seção 4.2.2). Além disso, observou-se que essa variação permaneceu dentro da faixa de 10 a 30 % em torno do valor de regime permanente. Assim, admitiu-se que o desbalanço de potência ativa sofre uma variação média de 20 % após a ocorrência doilhamento, na presença de cargas tipo impedância constante. Portanto, define-se um fator de correção do desbalanço de potência ativa, denominado P_{fac} , o qual obedece à seguinte restrição:

$$1,2 \geq P_{fac} \geq 0,8 \quad (5.27)$$

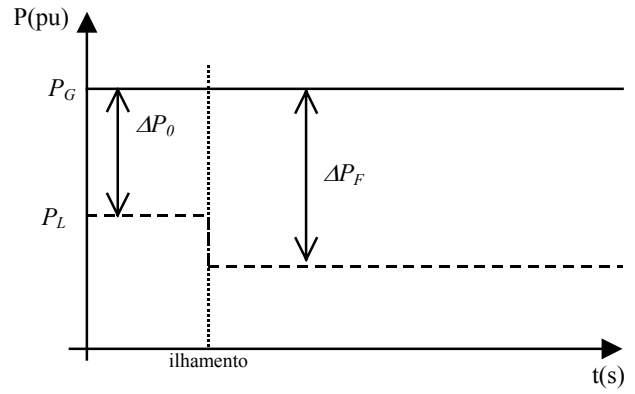
Note que o fator de correção do desbalanço de potência ativa pode ser usado tanto para os casos em que a potência ativa diminui após o ilhamento, quanto para as situações em que a potência aumenta. Sabendo que os valores de NP_T variam entre 0 e 2, e utilizando-se de interpolação linear, obtém-se a expressão (5.28), a qual relaciona o índice NP_T com o fator de correção P_{fac} :

$$P_{fac} = 1 \pm \frac{NP_T \cdot 0,2}{2} \quad (5.28)$$

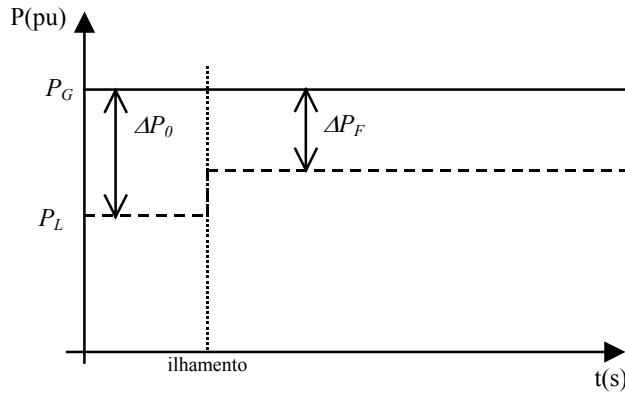
O sinal “ $\pm$ ” é determinado de acordo com o a combinação de desbalanço de potência ativa e reativa como exemplificado na Figura 5.7. Nesta figura, P_G é a potência ativa fornecida pelo gerador, P_L é a potência ativa consumida pela carga, ΔP_0 é o desbalanço de potência ativa imediatamente antes da ocorrência do ilhamento e ΔP_F é o desbalanço de potência ativa resultante. Note que na Figura 5.7, no instante em que o ilhamento ocorre, para efeito de ilustração, considerou-se variação instantânea no desbalanço de potência ativa. Contudo, como será discutida a seguir, a suposição que a redução do desbalanço de potência ativa é instantânea não é adequada.



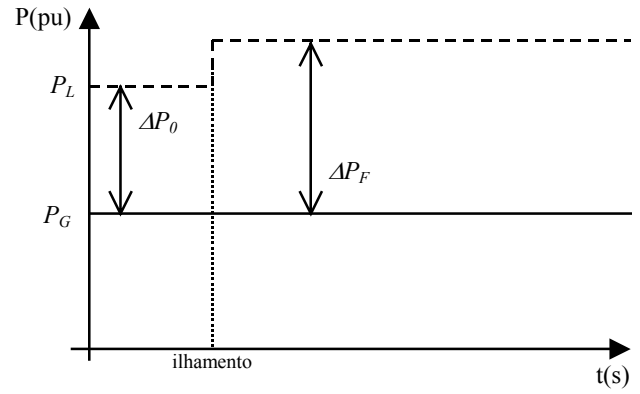
Caso (a): déficit de potência ativa e reativa – redução do desbalanço de potência ativa (sinal negativo).



Caso (b): excesso de potência ativa e déficit de potência reativa – aumento do desbalanço de potência ativa (sinal positivo).



Caso (c): excesso de potência ativa e reativa – redução do desbalanço de potência ativa (sinal negativo)



Caso (d): déficit de potência ativa e excesso de potência reativa – aumento de desbalanço de potência ativa (sinal positivo)

Figura 5.7 - Determinação do sinal a ser empregado na expressão (5.28).

A análise das curvas de desempenho de relés de frequência mostra que à medida que o desbalanço de potência ativa diminui, o tempo de detecção aumenta quase exponencialmente. Em razão disso, o fator de correção calculado em (5.28) não pode ser uniformemente aplicado a diversos valores de desbalanço de potência ativa. Admitindo que o fator de correção afeta o desbalanço de potência ativa de forma também exponencial, o desbalanço de potência ativa resultante ΔP_F pode ser obtido por (5.29).

$$\Delta P_F = \Delta P_0^{\frac{1}{P_{fac}}} \quad (5.29)$$

em que ΔP_0 é o desbalanço de potência ativa no instante em que ocorre o ilhamento. Este valor deve ser substituído nas equações (5.6) a (5.9) para considerar a variação do desbalanço de potência após o ilhamento. Nota-se que o desbalanço de potência ativa não é afetado no caso de cargas tipo potência constante, pois neste caso $NP_T = 0$ e $P_{fac} = 1$.

5.2.2 Relé de Taxa de Variação de Frequência

Para o relé de taxa de variação de frequência, à medida que o desbalanço de potência ativa diminui, o tempo de detecção do relé aumenta segundo uma função logarítmica, diferente do que acontece para o relé de frequência. Portanto, o fator de correção do desbalanço de potência ativa apresentado na equação (5.29) não é adequado para desenvolver a fórmula empírica do relé de taxa de variação de frequência, mas as expressões (5.27) e (5.28) são válidas. A obtenção de uma expressão adequada para esta finalidade deve contemplar também o caso mais conservador, o qual está relacionado a cargas do tipo impedância constante e a uma das seguintes situações:

- Déficit de potência ativa e reativa;
- Excesso de potência ativa e reativa.

Utilizando o Sistema 1 e o primeiro dos casos mais conservadores procurou-se estabelecer uma relação entre as curvas de desempenho na presença de cargas potência constante e na presença de cargas impedância constante. Os procedimentos seguintes resumem a obtenção do fator de correção do desbalanço de potência ativa:

- Realizaram-se simulações dinâmicas para obter as curvas de desempenho considerando cargas do tipo impedância constante. As curvas foram obtidas mantendo-se constantes as cargas e variando a potência ativa do gerador desde 0 a 30 MW. Assim, um conjunto de pontos relacionando o tempo de detecção e o desbalanço de potência ativa foi obtido, sendo representado pelos vetores T_0 e ΔP_0 , respectivamente, para cada condição de operação simulada;
- Os tempos de detecção obtidos no passo anterior foram usados na equação (5.15) para encontrar os desbalanços de potência ativa correspondentes. Define-se, então, um vetor ΔP_F que armazena os desbalanços de potência ativa calculados pela equação (5.15). Cada elemento desse vetor pode ser interpretado como o desbalanço de potência ativa necessário para operar o relé no tempo correspondente em T_0 , se as cargas forem do tipo potência constante;
- O próximo passo é estabelecer uma relação entre os valores correspondentes dos vetores ΔP_0 e ΔP_F . Foi verificado que tal relação matemática é não linear e assim, não existe um fator uniforme a ser aplicado nos elementos de ΔP_0 a fim de obter ΔP_F . Diversas funções de aproximação foram testadas e a que apresentou resultados mais satisfatórios foi a função logarítmica, em um intervalo de valores entre 200 ms e 500 ms para os tempos de detecção. Assim, tem-se:

$$\frac{\ln(\Delta P_F)}{\ln(\Delta P_0)} = k \Rightarrow \Delta P_F = e^{k \cdot \ln(\Delta P_0)} \quad (5.30)$$

em que k é uma função.

Quando os passos anteriores foram aplicados a diferentes ajustes do relé de taxa de variação de frequência, foi observado que k é fortemente dependente do ajuste do relé β e de P_{fac} . Então, k pode ser definido como uma função de β e de P_{fac} . Por meio de inúmeras simulações dinâmicas com diferentes ajustes do relé, foi observado que a melhor função que define k para o caso mais conservador é:

$$k = \frac{1}{0,0843 \cdot \ln(\beta) + (P_{fac})^{NP_T}} \quad (5.31)$$

Portanto, a equação completa para a correção do desbalanço de potência ativa, considerando o caso mais conservador, é apresentada a seguir:

$$\Delta P_F = e^{\frac{\ln(\Delta P_0)}{0,0843 \cdot \ln(\beta) + (P_{fac})^{NP_T}}} \quad (5.32)$$

O desbalanço de potência ativa corrigido dado pela equação (5.32) substitui o desbalanço de potência ativa ΔP nas fórmulas analíticas (5.14) a (5.17), resultando as fórmulas empíricas para avaliar o desempenho de relés de taxa de variação de frequência na presença de cargas dependentes da tensão.

5.2.3 Relé de Deslocamento de Fase

No Capítulo 4 foi demonstrado que o desempenho do relé de deslocamento de fase é muito similar ao do relé de sub/sobrefrequência para ajustes equivalentes, uma vez que suas curvas de desempenho apresentam o mesmo comportamento, isto é, o tempo de detecção aumenta quase exponencialmente à medida que o desbalanço de potência ativa diminui. Em razão da similaridade entre os dois relés, o procedimento para a obtenção da fórmula empírica do relé de deslocamento de fase é o mesmo apresentado na seção 5.2.1 para o relé de sub/sobrefrequência. Portanto, as equações (5.25) a (5.29) são válidas para o relé de deslocamento de fase e o desbalanço de potência ativa corrigido (ΔP_T), reapresentado na equação (5.33), deve ser substituído nas equações (5.21) a (5.24), resultando as fórmulas empíricas para avaliar o desempenho desses relés, na presença de cargas dependentes da tensão.

$$\Delta P_F = \Delta P_0^{\frac{1}{P_{fac}}} \quad (5.33)$$

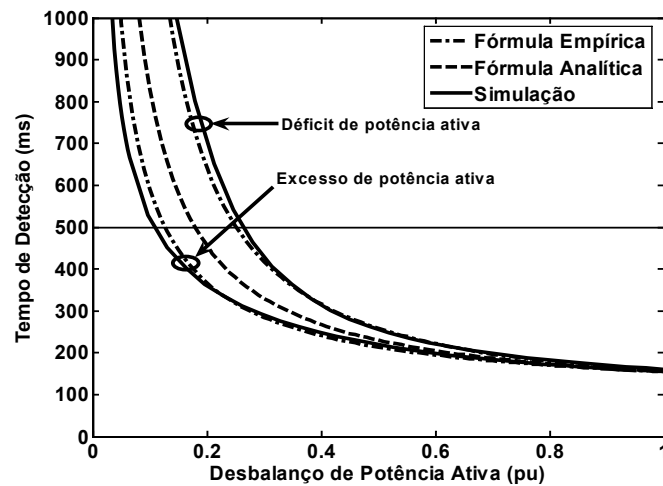
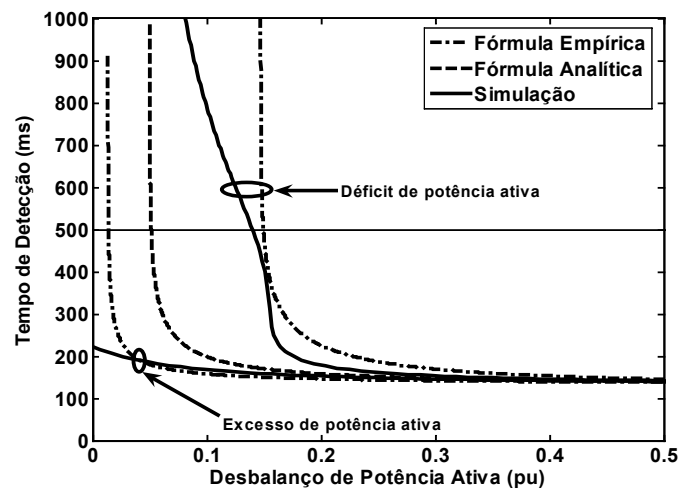
5.2.4 Validação das Fórmulas Empíricas

Nesta seção, as curvas de desempenho dos relés baseados em medidas de frequência obtidas por simulação foram utilizadas para validar as fórmulas empíricas desenvolvidas anteriormente. As simulações foram realizadas considerando o Sistema 1 e cargas do tipo impedância constante. O regulador de tensão do gerador foi configurado para controlar a tensão terminal em 1 pu e duas condições foram simuladas: déficit de potência ativa e excesso de potência ativa. Na primeira delas, há também déficit de potência reativa, levando a um dos casos mais conservadores. Por outro lado, a segunda condição simulada resulta um dos casos mais otimistas, pois há excesso de potência ativa e déficit de potência reativa. O caso de déficit de potência ativa foi simulado considerando as cargas fixas em 30 MW e variando a potência do gerador de 0 a 30 MW. Já nas situações de excesso de potência ativa, a potência do gerador foi mantida em 30 MW e a das cargas foi variada de 0 a 30 MW.

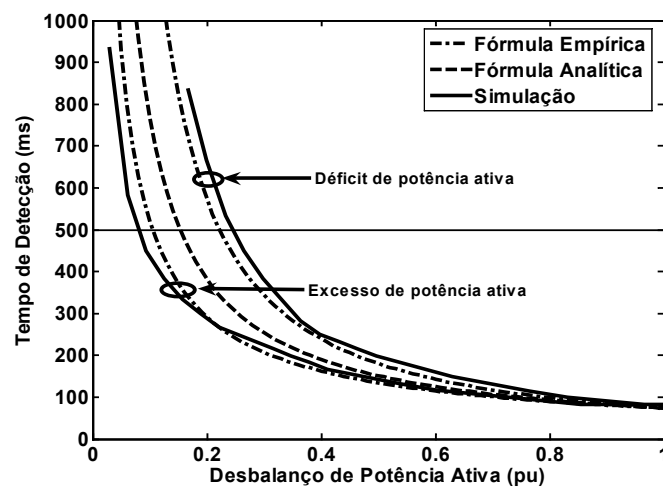
Para obter as curvas de desempenho dos relés, as seguintes expressões e ajustes foram utilizados:

- Relé de sub/sobrefrequência: equação (5.8) devidamente modificada por (5.29), considerando o ajuste de $\pm 1,5$ Hz instantâneo e NP_T igual a 2;
- Relé de taxa de variação de frequência: equação (5.16) modificada por (5.32), considerando o ajuste de 1,0 Hz/s instantâneo e NP_T igual a 2;
- Relé de deslocamento de fase: equação (5.23) modificada por (5.33), considerando o ajuste de 9 graus e NP_T igual a 2.

Os resultados são apresentados na Figura 5.8. Os resultados da fórmula analítica também são apresentados, para efeito de comparação. Observa-se uma boa precisão dos resultados da fórmula empírica tanto para déficit quanto para excesso de potência ativa, sobretudo em torno do valor do tempo de detecção requerido igual 500 ms. As maiores diferenças ocorreram para o relé de taxa de variação de frequência, para valores de tempo de detecção maiores que 500 ms no caso de déficit de potência ativa. Apesar dessas diferenças, a fórmula empírica produziu resultados conservadores em relação à simulação, ou seja, as curvas de desempenho correspondentes tendem a ser mais elevadas. A Figura 5.9 compara os resultados da fórmula empírica e da simulação por meio dos desbalanços críticos de potência ativa, considerando 500 ms como tempo de detecção requerido e vários ajustes dos relés baseados em medidas de frequência. Os resultados apresentados comprovam a precisão da fórmula empírica para o valor de tempo de detecção desejado e também confirmam que, para diferentes ajustes do relé de taxa de variação de frequência, os resultados são mais conservadores, pois os desbalanços críticos referentes à fórmula empírica são maiores do que os referentes à simulação.

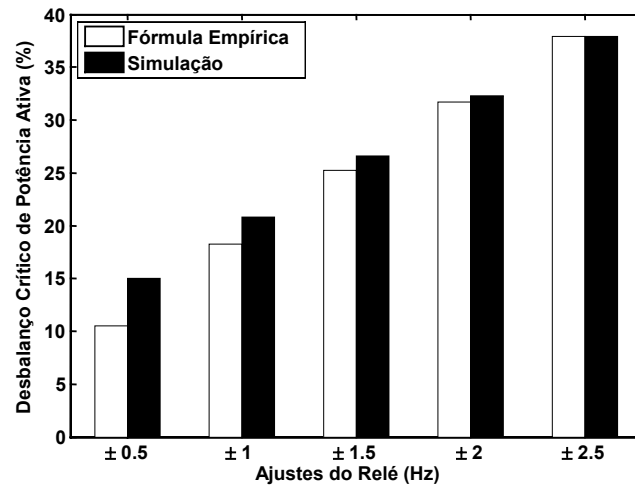
(a) Relé de sub/sobrefrequência ajustado em $\pm 1,5$ Hz instantâneo.

(b) Relé de taxa de variação de frequência ajustado em 1 Hz/s instantâneo.

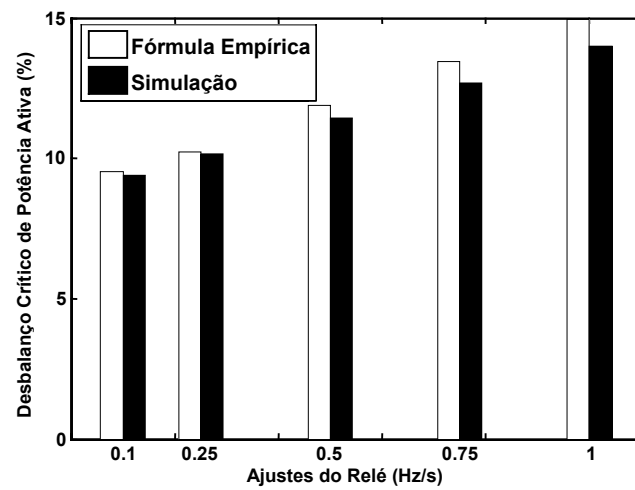


(c) Relé de deslocamento de fase ajustado em 9 graus.

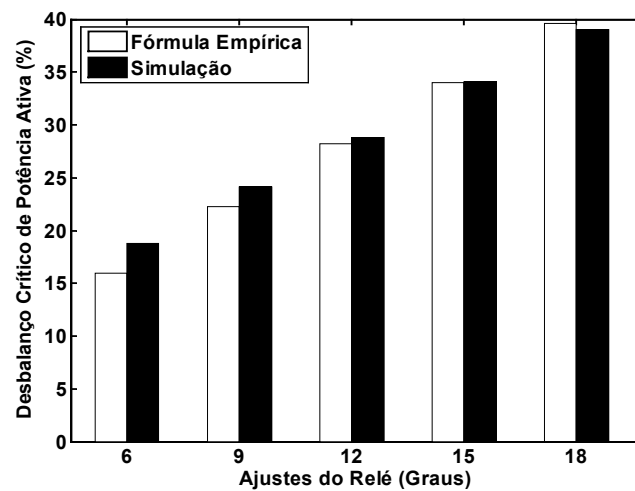
Figura 5.8 - Comparação entre a fórmula empírica, fórmula analítica e simulação.



(a) Relé de sub/sobrefrequência.



(b) Relé de taxa de variação de frequência.



(c) Relé de deslocamento de fase.

Figura 5.9 - Desbalanços críticos de potência ativa: comparação entre fórmula empírica e simulação.

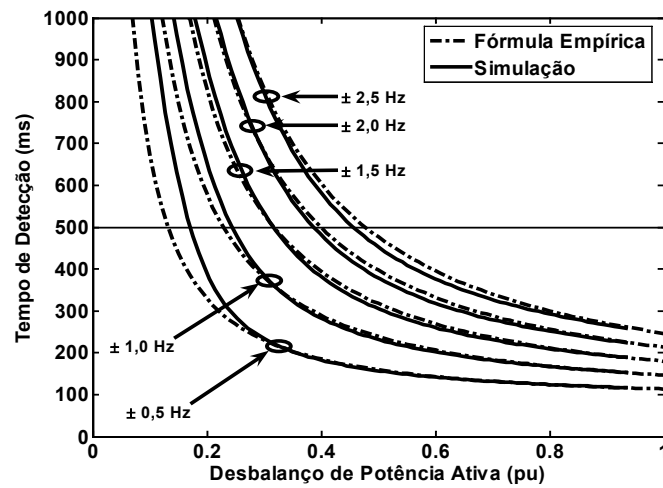
Emprego das Fórmulas Empíricas no Sistema 2

A variação da tensão do subsistema isolado da concessionária após a ocorrência de um ilhamento depende não só das características do gerador, mas também dos parâmetros da rede elétrica e da carga. Logo, essa variação pode ser muito diferente em duas redes elétricas distintas. Assim, torna-se conveniente verificar a aplicação das fórmulas empíricas em outros sistemas elétricos com características diferentes do Sistema 1. Para tanto, utilizou-se o Sistema 2, considerando um dos casos mais conservadores: déficit de potência ativa e reativa na presença de cargas tipo impedância constante. O déficit de potência ativa foi simulado mantendo as cargas do subsistema isolado em 10 MW e variando-se a potência do gerador de 0 a 10 MW. O regulador de tensão foi configurado para controlar a tensão terminal em 1 pu. Novamente foram empregadas as curvas de desempenho dos relés para realizar essa análise e as seguintes expressões e ajustes foram utilizados:

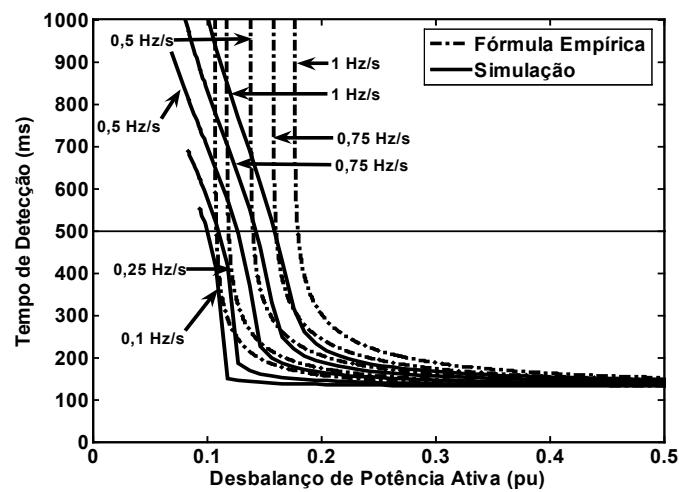
- Relé de sub/sobrefrequência: equação (5.8) devidamente modificada por (5.29), considerando os seguintes ajustes: $\pm 0,5$ Hz, $\pm 1,0$ Hz, $\pm 1,5$ Hz, $\pm 2,0$ Hz e $\pm 2,5$ Hz, todos instantâneos, e NP_T igual a 2;
- Relé de taxa de variação de frequência: equação (5.16) modificada por (5.32), considerando os seguintes ajustes: 0,10 Hz/s, 0,25 Hz/s, 0,50 Hz/s, 0,75 Hz/s e 1,0 Hz/s, todos instantâneos, e NP_T igual a 2;
- Relé de deslocamento de fase: equação (5.23) modificada por (5.33), considerando os seguintes ajustes: 6, 9, 12, 15 e 18 graus e NP_T igual a 2.

Os resultados são mostrados na Figura 5.10 e observa-se que a boa precisão das fórmulas empíricas é mantida para os relés baseados em medidas de frequência empregados no Sistema 2, garantindo a aplicabilidade das mesmas para outros sistemas elétricos. Novamente, as maiores diferenças entre os resultados obtidos pela fórmula e por simulação ocorrem para o relé de taxa de variação de frequência. No entanto, para um mesmo ajuste deste relé as fórmulas fornecem resultados mais conservadores, o que leva a uma análise priorizando a segurança.

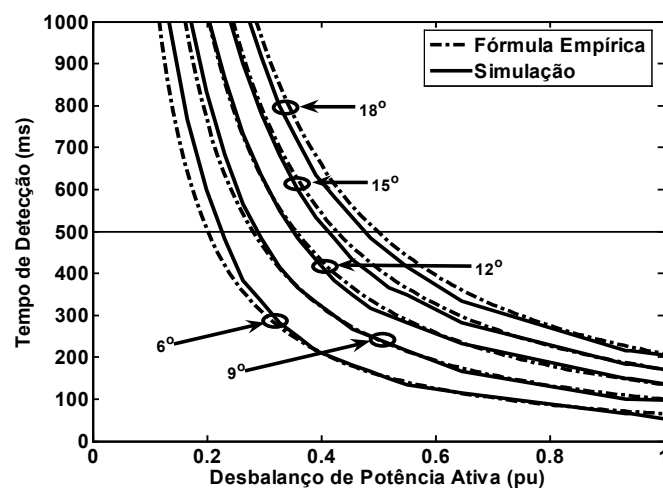
Ressalta-se que as fórmulas empíricas apresentadas neste capítulo não visam substituir completamente as simulações dinâmicas no processo de ajuste ou análise de um sistema de proteção anti-ilhamento. Elas visam reduzir drasticamente o número de simulações que o engenheiro necessita para realizar tais tarefas, direcionando-o, de forma mais prática, para a solução final. Portanto, sempre que possível, os resultados obtidos pelas fórmulas devem ser refinados por simulações dinâmicas.



(a) Relé de sub/sobrefrequência.



(b) Relé de taxa de variação de frequência.



(c) Relé de deslocamento de fase.

Figura 5.10 - Validação das fórmulas empíricas usando o Sistema 2.

5.3 Conclusões

As fórmulas desenvolvidas neste capítulo mostraram ser ferramentas eficazes para determinar diretamente o comportamento dinâmico de relés baseados em medidas de frequência, utilizados na proteção anti-ilhamento de geradores síncronos distribuídos. A boa precisão observada entre os resultados obtidos pelas fórmulas analíticas e aqueles obtidos por simulação dinâmica, utilizando modelos detalhados dos componentes do sistema elétrico, é o principal fator responsável por tal conclusão. Resultados precisos também foram observados quando as fórmulas analíticas foram corrigidas para contemplar casos mais realistas em que as cargas do sistema elétrico são agregadas em modelos dependentes da tensão (corrente constante e impedância constante). Essas correções originaram as fórmulas empíricas e foram aplicadas ao desbalanço de potência ativa por meio de fatores obtidos da observação de inúmeros casos simulados em diferentes condições operativas de vários sistemas elétricos.

A fórmula empírica do relé de taxa de variação de frequência apresentou resultados mais conservadores em relação aos resultados das simulações, o que não inviabiliza seu uso visto que resultados conservadores, na maioria dos casos, podem levar a análises mais seguras para o sistema elétrico.

Finalmente, as fórmulas analíticas e empíricas podem ser empregadas para minimizar o número de simulações dinâmicas necessárias nos estágios de planejamento, implantação e análise de sistemas de proteção anti-ilhamento de geradores síncronos distribuídos. As fórmulas empíricas, mesmo tendo apresentado uma boa precisão, consideram uma variação média do desbalanço de potência ativa após o ilhamento. Além disso, no caso dos relés de taxa de variação de frequência, observou-se que a precisão da fórmula empírica é reduzida se o tempo de detecção aumenta, porém os resultados são conservadores. Logo, recomenda-se empregá-las, juntamente com as condições mais conservadoras, quando se desconhece o tipo e/ou o comportamento das cargas do sistema elétrico. Adicionalmente, os resultados obtidos por essas fórmulas, sempre que possível, devem ser refinados por simulação dinâmica.

Capítulo 6

Método da Região de Aplicação

Os sistemas de proteção de geradores distribuídos devem ser capazes de detectar com segurança situações de ilhamento assim como proteger os geradores contra variações de tensões e frequências consideradas prejudiciais ao seu funcionamento. Guias técnicos de concessionárias estabelecem limites para a operação desses geradores para condições anormais de tensão e de frequência (BC Hydro, 1998; Alberta Distributed Generation Technical and Policy Committee, 2002; IEEE Std. 1547, 2003; Manitoba Hydro, 2003; Patel et al., 2004; CPFL Energia, 2005). Adicionalmente, os fabricantes dos geradores também impõem alguns limites operativos de tensão e frequência que, se ultrapassados, podem danificar o equipamento (Jenkins et al., 2000). De acordo com esses guias técnicos, os geradores distribuídos não devem ser desligados instantaneamente no caso de pequenas variações de frequência e de tensão, pois eles podem auxiliar no processo de recuperação do sistema no caso de subfrequências causadas por distúrbios no sistema de transmissão, por exemplo (Jenkins et al., 2000; IEEE Std. 1547, 2003). Além disso, não é desejado que os geradores sejam desconectados frequentemente. Por outro lado, exige-se também que o gerador seja instantaneamente desconectado tão logo uma situação ilhamento seja detectada (Jenkins et al., 2000; IEEE Std. 1547, 2003). Observa-se, portanto, que existe um conflito envolvendo esses dois requisitos de proteção: caso um relé, seja ele baseado em medida de tensão ou de frequência, for ajustado muito sensível para detectar ilhamentos de forma mais eficiente, o gerador pode ser desconectado se ocorrerem pequenas variações de tensão ou frequência. Por outro lado, se o relé for ajustado para atender aos requisitos de variações anormais de tensão e frequência, ele pode não detectar ilhamentos dentro do tempo requerido pela concessionária. Tipicamente, os ajustes da proteção anti-ilhamento e contra variações anormais de tensão e frequência são realizados separadamente. Por conseguinte, as chances de interferência entre estes ajustes são bastante elevadas.

Para ajudar a solucionar tal conflito, apresenta-se neste capítulo uma metodologia gráfica inovadora, originada deste trabalho de doutorado, a qual define uma região em que os relés podem ser ajustados de modo a satisfazer ambos os critérios de forma eficiente. Uma característica importante dessa metodologia é a possibilidade de visualizar e ajustar graficamente os diferentes relés

considerando distintos critérios de proteção. Para os relés baseados em medidas de frequência, essa região é definida no plano tempo de detecção pelo desbalanço de potência ativa. Já para os relés baseados em medidas de tensão, poderia ser usado o plano tempo de detecção pelo desbalanço de potência reativa, porém como será abordado posteriormente, essa metodologia não se mostrou adequada para os critérios e aplicações considerados nesta tese. As características dessa região, denominada **região de aplicação**, bem como os benefícios de sua utilização, são apresentados nas seções seguintes. Ressalta-se que as curvas de desempenho, discutidas no último capítulo, são utilizadas para obtenção da região de aplicação.

6.1 Critérios para a Proteção de Geradores Distribuídos

Os critérios de proteção de geradores distribuídos utilizados nesta tese limitam-se às proteções contra variações anormais de tensão e frequência e à detecção de ilhamentos. Como as concessionárias possuem seus próprios critérios de proteção, neste trabalho adotou-se um conjunto de recomendações baseadas nos critérios apresentados em IEEE Std. 1547 (2003) para proteção contra variações anormais de frequência e tensão. Essas recomendações são apresentadas na Tabela 6.1 e na Tabela 6.2, respectivamente. Nestas tabelas, o tempo de desconexão compreende o tempo desde o início da ocorrência da variação anormal da tensão e da frequência até a abertura do disjuntor do gerador distribuído. Como nesta tese considera-se apenas o tempo de detecção do relé, tempos inferiores aos apresentados nas tabelas são permitidos. Além disso, para a faixa de limites ajustáveis de subfrequência foi admitido 59,5 Hz – 57,0 Hz em vez de 59,8 Hz – 57,0 Hz, como apresentado em IEEE Std. 1547 (2003), pois o limite de 59,5 Hz é bastante utilizado por concessionárias e por fabricantes de turbinas (BC Hydro, 1998; Alberta Distributed Generation Technical and Policy Committee, 2002; Manitoba Hydro, 2003; Patel et al., 2004). Para o critério de proteção anti-ilhamento, admite-se que o tempo máximo requerido para a detecção do evento seja 500 ms. Contudo, ressalta-se que esses valores podem ser alterados de forma a atender os critérios específicos de uma determinada concessionária sem qualquer necessidade de modificação da metodologia aqui desenvolvida.

Tabela 6.1 - Critérios de proteção contra variações anormais de frequência.

Capacidade do Gerador	Frequência (Hz)	Tempo de Desconexão (s) ¹
≤ 30 kW	$> 60,5$	0,16
	$< 59,3$	0,16
> 30 kW	$> 60,5$	0,16
	59,8 – 57,0 (ajustável)	Ajustável de 0,16 a 300
	$< 57,0$	0,16

¹ ger. ≤ 30 kW, máximo tempo de desconexão; ger. > 30 kW, tempos de desconexão normais.

Tabela 6.2 - Critérios de proteção contra variações anormais de tensão.

Tensão (pu)	Tempo de Desconexão (s) ²
$< 0,50$	0,16
0,50 – 0,88	2,00
1,10 – 1,20	1,00
$\geq 1,20$	0,16

² ger. ≤ 30 kW, máximo tempo de desconexão; ger. > 30 kW, tempos de desconexão normais.

6.2 Determinação da Região de Aplicação

Nesta seção, serão explicados os procedimentos para a obtenção das regiões de aplicação de relés baseados em medidas de frequência e de relés de tensão. Para determiná-las é necessário empregar simulação dinâmica e os procedimentos de obtenção das curvas de desempenho de relés de frequência e de tensão explicadas no Capítulo 4, desprezando o atraso de 80 ms referente ao circuito de medição do relé de frequência. O sistema elétrico utilizado nas simulações é o Sistema 1.

6.2.1 Região de Aplicação de Relés Baseados em Medidas de Frequência

A Figura 6.1 mostra a região de aplicação de relés baseados em medidas de frequência, considerando os requisitos de subfrequência da Tabela 6.1 para geradores com potência maior que 30 kW e o tempo máximo de detecção de ilhamento de 500 ms. Se algum relé baseado em medida de frequência for ajustado tal que a curva de desempenho correspondente ao ajuste desejado esteja dentro da região de aplicação, garante-se que os requisitos de proteção contra ilhamentos e contra frequências anormais são simultaneamente satisfeitos. Caso contrário ambos ou algum desses requisitos são violados. Observa-se pela figura que a região de aplicação é delimitada pelas seguintes curvas:

- Curva referente ao limite de 59,5 Hz – instantâneo (0 ms): esta curva representa o limite inferior da região de aplicação. Para valores de frequência entre 59,5 Hz e 60 Hz os relés não devem operar. Portanto, curvas de desempenho abaixo da curva de 59,5 Hz não são desejadas ou permitidas;
- Curva referente ao limite de 57 Hz – instantâneo (0 ms): representa o limite superior da região de aplicação. Esta curva está relacionada ao requisito de proteção instantânea de subfrequência recomendado pela concessionária. Portanto, curvas de desempenho situadas acima dela indicam ajustes indesejáveis ou não permitidos;
- Requisito da proteção anti-ilhamento: é a linha horizontal que representa o tempo máximo determinado para que o sistema de proteção detecte o ilhamento. Na Figura 6.1 esse tempo é de 500 ms, conforme informado anteriormente.

As curvas que definem os limites da região de aplicação foram obtidas pelo mesmo procedimento de obtenção das curvas de desempenho dos relés de sub/sobrefrequência, considerando o regulador de tensão controlando tensão terminal em 1 pu e cargas do tipo impedância constante. No entanto, o atraso de 80 ms referente ao tempo de mínima operação do relé foi desprezado, resultando em um modelo ideal do mesmo. Assim, os limites da região de aplicação expressam o tempo necessário para que determinado montante de desbalanço de potência ativa provoque uma variação da frequência elétrica do sistema correspondente ao valor representado pela curva. Com relação aos relés que devem ser avaliados pelo método, suas curvas de desempenho devem considerar os atrasos no circuito de medição referidos no Capítulo 3, como é o caso dos relés de sub/sobrefrequência e de taxa de variação de frequência.

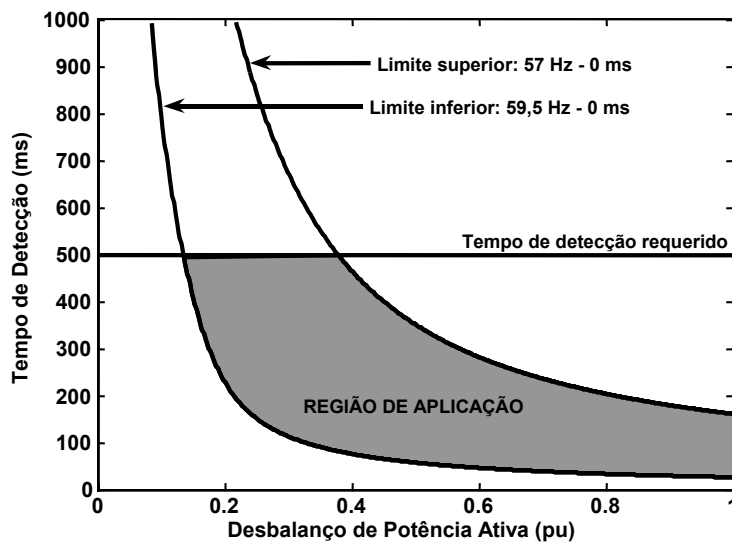


Figura 6.1 - Região de aplicação de relés baseados em medidas de frequência – situação de subfrequência (Tabela 6.1).

A situação ilustrada pela Figura 6.1 abrange os critérios relacionados à ocorrência de subfrequências no sistema elétrico. O mesmo raciocínio pode ser aplicado aos casos de sobrefrequência e a região de aplicação para este caso é mostrada na Figura 6.2, seguindo o mesmo critério de proteção contra ilhamentos e os critérios da Tabela 6.1. Neste caso, a região de aplicação é composta pelas seguintes curvas:

- Curva referente ao limite de 60,5 Hz – instantâneo (0 ms): o relé não deve atuar para frequências inferiores a 60,5 Hz, portanto os relés baseados em medidas de frequência não podem ser ajustados de tal forma que as curvas de desempenho correspondentes se situem abaixo da curva de 60,5 Hz – 0 ms.
- Requisito da proteção anti-ilhamento: é a linha horizontal que representa o tempo máximo de 500 ms para a detecção do ilhamento, conforme informado anteriormente.

Observa-se que os critérios de sobrefrequência da Tabela 6.1 são bem mais rigorosos do que os de subfrequência. Dessa forma, há duas possibilidades em que os relés de frequência utilizados na proteção contra sobrefrequências anormais podem ser ajustados para que os critérios da Tabela 6.1 não sejam violados: os ajustes escolhidos devem ter curvas de desempenho que se sobreponham à curva de 60,5 Hz – instantâneo ou que tangenciem a mesma, porém situadas acima dela. Já para os relés empregados na proteção anti-ilhamento, seus ajustes devem ter curvas de desempenho situadas acima da curva de 60,5 Hz – instantâneo para que o relé não atue indevidamente no caso de sobrefrequências entre 60 Hz e 60,5 Hz.

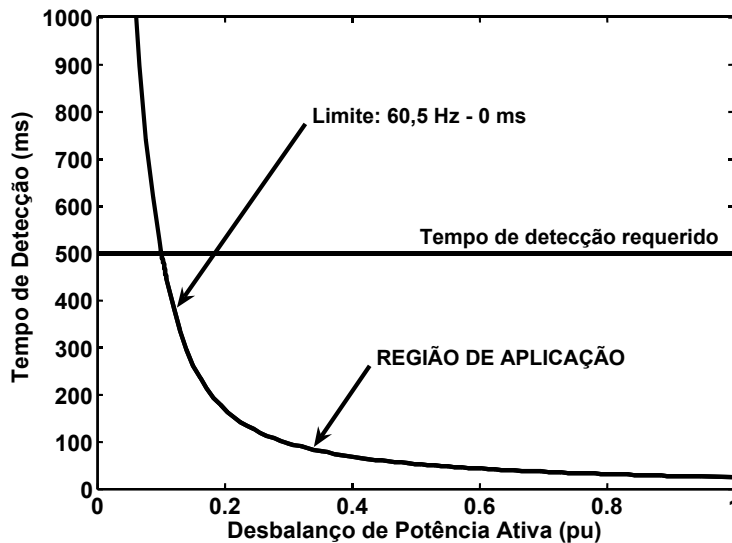


Figura 6.2 - Região de aplicação de relés baseados em medidas de frequência – situação de sobrefrequência (Tabela 6.1).

6.2.2 Região de Aplicação de Relés de Tensão

De acordo com os critérios da Tabela 6.2, para subtensões entre 0,50 pu e 0,88 pu, bem como para sobretensões entre 1,10 pu e 1,20 pu, os ajustes do relé de tensão devem apresentar temporização fixa em 2 segundos e 1 segundo, respectivamente. Isso faz com que não haja uma região no plano tempo de detecção *versus* desbalanço de potência reativa em que ambos os critérios de proteção (detecção de ilhamento e variações anormais de tensão) sejam satisfeitos caso o tempo máximo requerido para detecção de ilhamento seja menor que 2 segundos. A Figura 6.3 ilustra esse fato para os requisitos de subtensão da Tabela 6.2 e tempo de detecção igual a 500 ms. Semelhante à região de aplicação de relés baseados em medidas de frequência, a região de aplicação de relés de tensão é obtida pelas seguintes curvas:

- Curva referente ao limite de 0,50 pu – instantâneo (0 ms): curvas de desempenho situadas acima da curva de 0,50 pu - 0 ms e abaixo da curva do limite de 0,88 pu – 2 segundos não são permitidas, pois representam ajustes menores que 0,5 pu instantâneos ou ajustes situados entre 0,5 pu e 0,88 pu, com temporização inferior a 2 segundos. Por outro lado, ajustes cujas curvas de desempenho se situem abaixo da curva de 0,5 pu – 0 ms também não são permitidos porque correspondem a ajustes maiores que 0,5 pu, porém instantâneos;
- Curva referente ao limite de 0,88 pu – 2 segundos: curvas de desempenho situadas abaixo dela indicam ajustes indesejáveis ou não permitidos;
- Curva referente ao limite de 0,5 pu – 2 segundos: curvas de desempenho situadas acima dela indicam ajustes indesejáveis ou não permitidos, pois indicam ajustes inferiores a 0,5 pu com temporização de 2 segundos ou ajustes com temporização maior que 2 segundos;
- Requisito da proteção anti-ilhamento: é a linha horizontal que representa o tempo máximo determinado para que o sistema de proteção detecte o ilhamento.

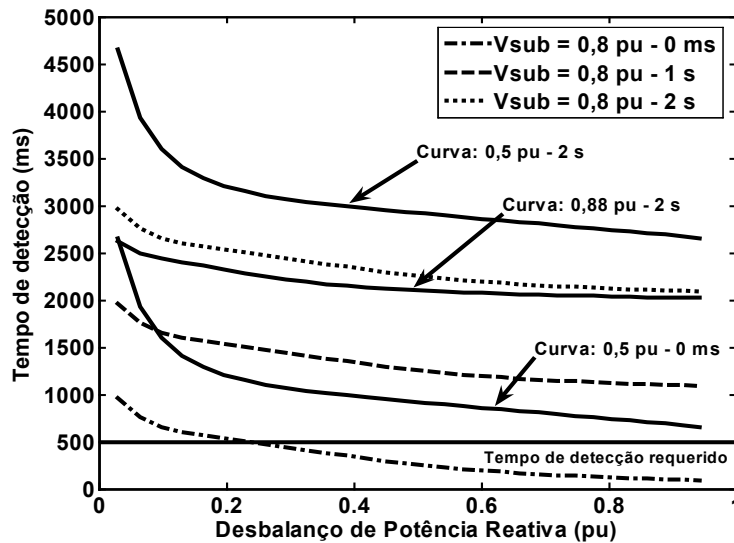


Figura 6.3 - Região de aplicação para relés de tensão segundo os critérios da Tabela 6.2 e considerando subtensão.

Na Figura 6.3, observa-se que não é possível estabelecer um ajuste tal que ambos os critérios de proteção sejam simultaneamente satisfeitos. O ajuste 0,8 pu – 0 ms é eficiente para detectar ilhamentos, no entanto viola os critérios de proteção da Tabela 6.2. Já o ajuste 0,8 pu – 1 s viola ambos os critérios. Finalmente, o ajuste 0,8 pu – 2 s viola o critério de proteção contra ilhamentos, mas satisfaz o critério de proteção contra variações anormais de frequência, uma vez que sua curva de desempenho está localizada entre as curvas referentes aos limites 0,5 pu – 2 s e 0,88 pu – 2 s. Assim, a região de aplicação de relés de tensão é mais adequada para avaliar o quanto determinado ajuste viola um ou ambos os critérios de proteção. Portanto, essa metodologia não será profundamente explorada nesta tese e mais ênfase é dada para a região de aplicação de relés baseados em medidas de frequência.

6.3 Utilização da Região de Aplicação de Relés Baseados em Medidas de Frequência

O objetivo desta seção é mostrar a utilidade da região de aplicação para ajustar diferentes tipos de relés baseados em medidas de frequência de forma a satisfazer ambos os requisitos de proteção abordados nas seções anteriores. Todas as análises foram realizadas com o Sistema 1, considerando cargas do tipo impedância constante e um dos casos mais conservadores: déficit de potência ativa e reativa no sistema isolado.

Inicialmente, seja um relé de taxa de variação de frequência designado para compor o sistema de proteção anti-ilhamento do gerador síncrono do Sistema 1. Os ajustes típicos desse tipo de relé variam de 0,1 Hz/s a 1,2 Hz/s com temporização de 0 a 700 ms (Jenkins et al., 2000; Freitas et al.,

2005b). A Figura 6.4 ilustra três curvas de desempenho desse relé, referentes a três ajustes, e suas posições com relação à região de aplicação: 1,0 Hz/s – 0 ms; 1,0 Hz/s – 150 ms e 1,0 Hz/s – 500 ms. Observa-se que o ajuste 1,0 Hz/s – 0 ms está parcialmente fora da região de aplicação, porém está adequado para proteção contra ilhamentos. Esse ajuste viola os requisitos de proteção contra frequências anormais, uma vez que atuará em tempos inferiores aos indicados na Tabela 6.1, para valores de desbalanço de potência ativa inferiores a 24 %, aproximadamente. Por outro lado, o ajuste de 1,0 Hz/s – 500 ms, cuja curva de desempenho também está fora da região de aplicação viola o requisito da proteção contra ilhamentos, uma vez que seu tempo de detecção é sempre superior a 500 ms para quaisquer níveis de desbalanço de potência ativa. Portanto, nenhum desses dois ajustes está completamente adequado a proteger o gerador se ambos os critérios devem ser simultaneamente satisfeitos. Para que isso seja possível, o ajuste 1,0 Hz/s – 150 ms pode ser empregado. Nota-se que a curva de desempenho referente a esse ajuste está no interior da região de aplicação, garantindo o cumprimento dos requisitos de proteção para uma grande faixa de desbalanço de potência ativa.

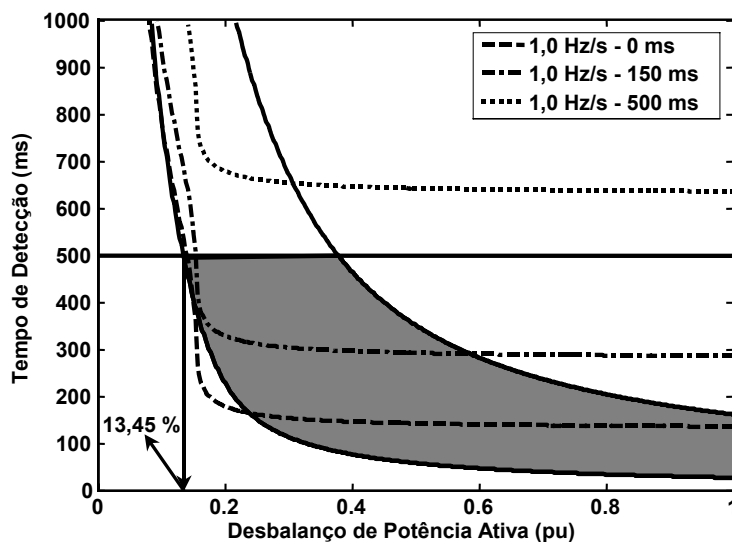


Figura 6.4 - Exemplo de ajuste de relé df/dt usando a região de aplicação.

As seções seguintes discutem três aplicações importantes do método da região de aplicação: minimizar o desbalanço crítico de potência ativa, minimizar a ocorrência de atuação indevida e coordenar diferentes relés baseados em medidas de frequência. Inicialmente, o foco das análises é utilizar esse método para determinar o ajuste adequado dos relés baseados em medidas de frequência para detectar ilhamentos sem violar os critérios de proteção contra variações anormais de frequência. Isso é abordado nas subseções 6.3.1 e 6.3.2. Na subseção 6.3.3, os relés utilizados para proteção contra variações anormais de frequência serão coordenados com os relés utilizados especificamente na proteção contra ilhamentos.

6.3.1 Utilização da Região de Aplicação para Minimizar o Desbalanço Crítico de Potência Ativa

No Capítulo 4, observou-se que a capacidade de detectar ilhamentos de um relé baseado em medidas de frequência é tão maior quanto menor for o desbalanço crítico de potência ativa a que ele está sujeito. No entanto, se os critérios de proteção contra ilhamentos e contra variações anormais de frequência devem ser simultaneamente respeitados, o menor valor de desbalanço crítico de potência é fornecido pelo cruzamento da linha horizontal do tempo requerido para a detecção do ilhamento com a curva de desempenho referente ao limite inferior da região de aplicação. Esse valor de desbalanço crítico é denominado **mínimo desbalanço crítico de potência ativa** e indica que, se um determinado ajuste apresenta desbalanço crítico de potência inferior a esse valor, o requisito de proteção contra frequências anormais é violado. De acordo com a Figura 6.4 o mínimo desbalanço crítico é 13,45%. Portanto, a região de aplicação impõe um limite ao desempenho dos relés quanto à capacidade de detectar ilhamentos. Dessa forma, para se ter uma proteção contra ilhamentos adequada que respeite também os requisitos de proteção contra frequências anormais, deve-se ajustar o relé para que o ajuste escolhido apresente desbalanço crítico próximo ao valor de mínimo desbalanço crítico, porém maior que o mesmo para que a curva de desempenho esteja situada dentro da região de aplicação. A Figura 6.5 ilustra esse procedimento para o relé de taxa de variação de frequência, deslocamento de fase e de frequência.

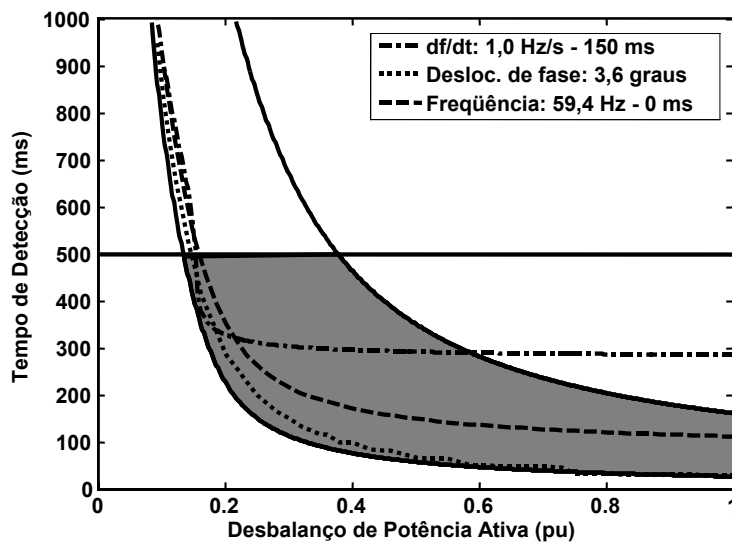


Figura 6.5 - Uso da região de aplicação para minimizar o desbalanço crítico de potência ativa.

Na Figura 6.5, os relés baseados em medidas de frequência foram ajustados de forma a minimizar o desbalanço crítico de potência. Os correspondentes desbalanços críticos são apresentados a seguir:

- Relé de taxa de variação de frequência (df/dt) ajustado em 1,0 Hz/s – 150 ms: desbalanço crítico de 15,34%;

- Relé de deslocamento de fase ajustado em 3,6°: desbalanço crítico de 14,65%;
- Relé de frequência ajustado em 59,4 Hz – instantâneo: desbalanço crítico de 16,01%.

Para certificar-se de que os ajustes anteriores não violam os requisitos de proteção da Tabela 6.1, os mesmos foram comparados com ajustes típicos para situações de queda de frequência causadas por algum distúrbio no sistema de transmissão. Essa comparação foi realizada da seguinte maneira: distúrbios causadores de queda lenta da frequência foram simulados e o tempo de atuação dos relés, bem como o valor da frequência do sistema no instante da atuação foram armazenados. Para simular os distúrbios, considerou-se um gerador síncrono fictício de 100 MVA e constante de inércia igual a 4 segundos alimentando o Sistema 1 em substituição à subestação da concessionária. As quedas lentas de frequência foram provocadas por degraus negativos na entrada de potência mecânica do gerador fictício. Na condição pré-distúrbio, a potência ativa fornecida pela máquina fictícia foi 20 MW, ao passo que a do gerador distribuído foi 10 MW. Cada degrau negativo de potência mecânica foi aplicado em 0,5 segundo e o tempo total de simulação foi 4,5 segundos. Para o relé de taxa de variação de frequência (df/dt) os ajustes típicos analisados foram 0,1 – 0,25 – 0,5 – 0,75 – 1 Hz/s, todos com atuação instantânea. Para o relé de deslocamento de fase, os ajustes típicos foram os seguintes: 2, 6, 9, 15 e 20 graus. Finalmente, não é necessário realizar tal comparação para o relé de subfrequência, visto que qualquer ajuste entre 57 Hz e 59,5 Hz, desde que convenientemente temporizado, atende ao requisito de proteção contra variações anormais de frequências. Os resultados para o relé df/dt e para o relé de deslocamento de fase estão mostrados nas tabelas 6.3 e 6.4, respectivamente. O termo ND significa que o relé não detectou o distúrbio.

Tabela 6.3 - Tempos de detecção do relé df/dt para variações anormais de frequências.

Tempos de Detecção / Frequência no Instante da Detecção					
Ajustes do relé df/dt (Hz/s)	Redução da potência mecânica do gerador fictício				
	10%	25%	50%	75%	100%
0,10 – 0 ms	0,27 s 59,96 Hz	0,22 s 59,92 Hz	0,20 s 59,87 Hz	0,19 s 59,82 Hz	0,18 s 59,77 Hz
0,25 – 0 ms	ND	0,27 s 59,90 Hz	0,23 s 59,84 Hz	0,21 s 59,78 Hz	0,20 s 59,73 Hz
0,50 – 0 ms	ND	ND	0,27 s 59,80 Hz	0,24 s 59,74 Hz	0,23 s 59,68 Hz
0,75 – 0 ms	ND	ND	ND	0,27 s 59,71 Hz	0,25 s 59,65 Hz
1,00 – 0 ms	ND	ND	ND	0,31 s 59,68 Hz	0,27 s 59,62 Hz
1,0 – 150 ms¹	ND	ND	ND	0,74 s 59,25 Hz	0,42 s 59,43 Hz

¹Ajuste do relé df/dt situado dentro da região de aplicação.

ND indica que o relé não detectou o distúrbio.

Tabela 6.4 - Tempos de detecção do relé de deslocamento de fase para variações anormais de frequências.

Ajustes do relé (graus)	Tempos de Detecção / Frequência no Instante da Detecção				
	Redução da potência mecânica do gerador fictício				
	10%	25%	50%	75%	100%
2	2,53 s 59,66 Hz	1,02 s 59,66 Hz	0,50 s 59,66 Hz	0,35 s 59,65 Hz	0,25 s 59,65 Hz
6	ND	3,03 s 58,99 Hz	1,52 s 58,98 Hz	1,00 s 58,98 Hz	0,75 s 58,98 Hz
9	ND	ND	2,27 s 58,48 Hz	1,50 s 58,48 Hz	1,13 s 58,46 Hz
15	ND	ND	3,75 s 57,49 Hz	2,50 s 57,48 Hz	1,87 s 57,47 Hz
20	ND	ND	ND	3,32 s 56,64 Hz	2,50 s 56,60 Hz
3,6 ²	ND	1,82 s 59,39 Hz	0,90 s 59,39 Hz	0,60 s 59,39 Hz	0,47 s 59,37 Hz

²Ajuste do relé de deslocamento de fase situado dentro da região de aplicação.

ND indica que o relé não detectou o distúrbio.

De acordo com a Tabela 6.3, os ajustes típicos considerados para o relé df/dt violaram os critérios de proteção contra variações anormais de frequência, pois os valores de frequência no instante de sua atuação estão dentro da faixa de frequências em que o gerador não pode ser desconectado (59,5 Hz a 60 Hz). Na Figura 6.4 observa-se que o ajuste referente a 1 Hz/s – 0 ms viola o limite inferior a região de aplicação. Logo, como os outros ajustes analisados são inferiores a aquele, suas curvas de desempenho estarão abaixo da curva do ajuste de 1 Hz/s – 0 ms, violando também, os critérios de proteção, conforme mostrado na

Tabela 6.3. Por outro lado, de acordo com esta tabela, o ajuste referente a 1 Hz/s – 150 ms não violou os mesmos critérios de proteção. Este comportamento era esperado visto que sua curva de desempenho se encontra acima da curva do limite inferior da região de aplicação.

Para o relé de deslocamento de fase, cujos resultados estão na Tabela 6.4, observa-se que o ajuste correspondente a 2 graus viola os critérios da Tabela 6.1 porque, para todas as situações analisadas, o relé atua quando a frequência atinge valores dentro da faixa não permitida. O ajuste correspondente a 20 graus também viola esses critérios porque o relé atua, em um tempo superior a 2 segundos, para frequências inferiores a 57 Hz e além disso, o desbalanço de potência ativa correspondente é elevado (cerca de 43 %) tornando esse ajuste inadequado para a detecção de ilhamento quando comparado aos demais ajustes analisados. Logo, esses dois ajustes têm curvas de desempenho completamente fora da região de aplicação, conforme ilustra a Figura 6.6. Os ajustes 6, 9 e 15 graus não violaram os critérios de proteção, uma vez que suas curvas de desempenho estão completamente dentro da região de aplicação.

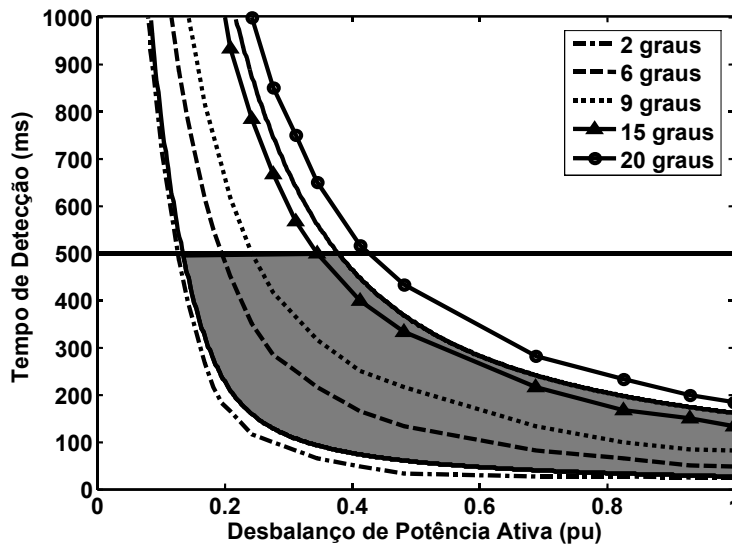


Figura 6.6 - Curvas de desempenho do relé de deslocamento de fase.

6.3.2 Utilização da Região de Aplicação para Minimizar o Risco de Atuações Indevidas dos Relés Baseados em Medidas de Frequência

Existe a possibilidade de que ajustes que minimizam o desbalanço crítico de potência ativa, como os analisados na seção anterior, sejam mais susceptíveis a operações indevidas do relé. Este é o caso do relé de frequência da Figura 6.5, ajustado em 59,4 Hz – 0 ms, por exemplo. Além disso, o relé de taxa de variação de frequência, por operar tipicamente com ajustes baixos, também está sujeito à falsa operação (Freitas et al., 2005b). O método da região de aplicação pode ser utilizado para minimizar o risco de operação indevida dos relés, mantendo os dois critérios de proteção simultaneamente satisfeitos. Isso é possível escolhendo-se ajustes temporizados para os mesmos, de tal forma que suas curvas de desempenho tenham desbalanços críticos de potência tão próximos quanto possível do mínimo desbalanço crítico de potência ativa. Além disso, a temporização deve ser aplicada para que a curva de desempenho do ajuste escolhido esteja localizada próxima à linha horizontal que define o tempo de detecção requerido pela concessionária, mas nunca acima dela. Como relés de deslocamento de fase não possuem ajustes temporizados, os mesmos não são adequados para atender a essas condições e, portanto, não serão analisados nesta seção.

A Figura 6.7 apresenta os ajustes dos relés de frequência e de taxa de variação de frequência que satisfazem ambos os critérios de proteção e que minimizam o risco de operação indevida. Os desbalanços críticos de potência são 20,20 % para o relé de frequência e 14,44 % para o de taxa de variação de frequência. Observa-se nessa figura que o relé df/dt atinge mais facilmente os requisitos para minimizar operação indevida e satisfazer ambos os critérios de proteção do que o relé de frequência. Isso acontece por que a curva de desempenho do relé df/dt é mais abrupta do que a do relé de frequência, à medida que o desbalanço de potência ativa diminui. É possível reajustar o relé

de frequência para apresentar o mesmo comportamento do que o relé df/dt , no entanto o ajuste seria mais elevado que 59,4 Hz, infringindo assim os requisitos da Tabela 6.1. Portanto, tal procedimento não é desejado ou recomendado.

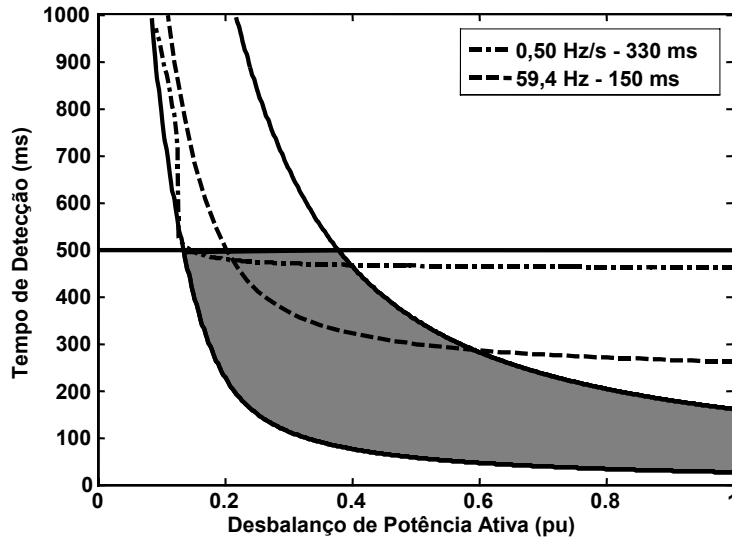


Figura 6.7 - Ajustes dos relés df/dt e frequência para minimizar o risco de atuação indevida.

Com o objetivo de demonstrar que os ajustes apresentados na Figura 6.7 realmente reduzem as possibilidades de ocorrerem atuações indevidas dos respectivos relés, foi realizada uma análise mais apurada. Esta análise consistiu em simular curtos-circuitos trifásicos francos na barra 3 do Sistema 1 em três condições de carregamento do gerador e verificar se os relés atuavam para esses distúrbios. Para cada ocorrência de curto-circuito, considerou-se o gerador síncrono fornecendo 10 MW, 20 MW e 25 MW. Cada perturbação se iniciou no tempo $t = 0,25$ segundo e o tempo total de simulação foi 1,25 segundos. Admitiu-se que o curto-circuito foi eliminado em 350 ms. Além disso, o regulador de tensão da máquina foi configurado para regular a tensão terminal em 1 pu e as cargas foram modeladas como impedância constante. Com relação aos relés, foram considerados os seguintes ajustes:

- Relé de taxa de variação de frequência: 1 Hz/s – 0 ms (ajuste típico, mas parcialmente fora da região de aplicação); 1 Hz/s – 150 ms (ajuste dentro da região de aplicação – ver Figura 6.5); ajuste 0,5 Hz/s – 330 ms (ajuste dentro da região de aplicação – ver Figura 6.7);
- Relé de subfrequência: 59,4 Hz – 0 ms (ajuste dentro da região de aplicação – ver Figura 6.5); ajuste 59,4 Hz/s – 150 ms (ajuste dentro da região de aplicação – ver Figura 6.7). Também foram analisados os ajustes 60,6 Hz – 0 ms e 60,6 Hz – 150 ms, pois há condições de sobrefrequência dentre os casos simulados.

A Tabela 6.5 apresenta os resultados dessa análise.

Tabela 6.5 - Análise da atuação indevida dos relés df/dt e de frequência.

Potência do gerador: 10 MW		
Relé	Ajuste	Curto-Circuito Trifásico
df/dt	1,0 Hz/s – 0 ms	atua
	1,0 Hz/s – 150 ms	não atua
	0,5 Hz/s – 330 ms	não atua
Frequência	59,4 Hz (60,6 Hz) – 0 ms	atua
	59,4 Hz (60,6 Hz) – 150 ms	não atua
Potência do gerador: 20 MW		
Relé	Ajuste	Curto-Circuito Trifásico
df/dt	1,0 Hz/s – 0 ms	atua
	1,0 Hz/s – 150 ms	atua
	0,5 Hz/s – 330 ms	não atua
Frequência	59,4 Hz (60,6 Hz) – 0 ms	atua
	59,4 Hz (60,6 Hz) – 150 ms	atua
Potência do gerador: 25 MW		
Relé	Ajuste	Curto-Circuito Trifásico
df/dt	1,0 Hz/s – 0 ms	atua
	1,0 Hz/s – 150 ms	atua
	0,5 Hz/s – 330 ms	não atua
Frequência	59,4 Hz (60,6 Hz) – 0 ms	atua
	59,4 Hz (60,6 Hz) – 150 ms	atua

Pela análise da tabela anterior, observa-se que os ajustes escolhidos para minimizar o risco de atuação indevida dos relés, conforme Figura 6.7, foram eficientes nos casos de curto-circuito trifásico. Com relação ao ajuste do relé de frequência conclui-se que é necessário temporizá-lo ainda mais para que não atue nas condições em que o gerador fornece 20 MW e 25 MW, às custas do aumento do desbalanço crítico de potência ativa. Observa-se também que o ajuste do relé df/dt correspondente a 0,5 Hz/s – 330 ms foi mais estável do que o ajuste do relé de frequência correspondente a 59,4 (60,6) Hz – 150 ms. Esse fato comprova que um ajuste cuja curva de desempenho esteja próxima à linha horizontal do tempo de detecção, porém sem ultrapassar este limite, é menos susceptível a operações indevidas do relé.

Depois de selecionados os ajustes mais adequados para os relés, considerando as situações de subfrequência, é importante verificar se não há violação dos critérios de proteção contra sobrefrequências anormais. Esses ajustes são analisados na Figura 6.8, lembrando que para o relé de frequência o ajuste de 60,6 Hz – 150 ms foi considerado. Nesta figura, o mínimo desbalanço crítico de potência ativa é igual a 10,11 %, enquanto que os desbalanços críticos referentes ao relé de taxa de variação de frequência e ao relé de frequência são 12 % e 16,86 %, respectivamente. Ambos os ajustes estão adequados para a proteção contra ilhamentos e não atuam para variações de frequência

entre 60 Hz e 60,5 Hz, como recomendado na Tabela 6.1. No entanto, eles não estão adequados para proteger o gerador contra sobrefrequências, pois permitem que haja sobrefrequências superiores a 60,5 Hz, uma vez que suas curvas de desempenho estão localizadas acima do limite inferior da região de aplicação. Neste caso, é necessário haver, além do ajuste para detecção de ilhamento, um estágio de sobrefrequência do relé de frequência ajustado convenientemente para desligar o gerador tão logo frequências superiores a 60,5 Hz sejam detectadas. Por exemplo, dispondo dos relés analisados nesta seção e fazendo uma análise grosseira, o seguinte esquema de proteção poderia ser proposto:

- Relé de taxa de variação de frequência ajustado em 0,5 Hz/s – 330 ms para realizar a proteção anti-ilhamento, sobretudo para os casos de subfrequência;
- Relé de frequência ajustado em 60,6 Hz – 0 ms para realizar a proteção contra sobrefrequência e também contra ilhamentos, se existir excesso de potência ativa na ilha formada.

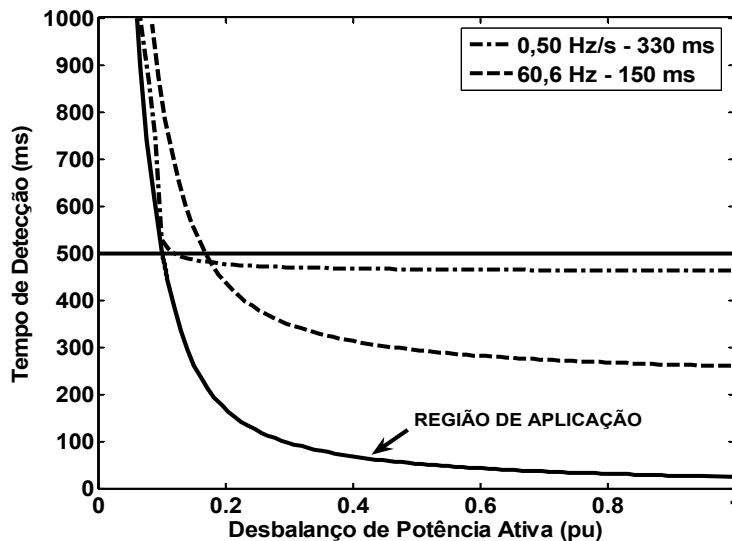


Figura 6.8 - Região de aplicação considerando casos de sobrefrequência e os relés df/dt e de frequência.

Observou-se até este ponto que o método da região de aplicação foi utilizado para ajustar os relés de proteção contra ilhamentos de maneira mais eficaz, sem violar os critérios de proteção da Tabela 6.1. Além disso, no exemplo citado anteriormente verificou-se que o método proposto pôde ser empregado para conciliar um relé de taxa de variação de frequência com um relé de frequência. Esta característica do método será explorada de forma mais detalhada na seção seguinte, na qual se mostra como utilizá-lo para coordenar dois relés baseados em medidas de frequência de forma a atender ambos os critérios de proteção simultaneamente.

6.3.3 Coordenação de Relés Baseados em Medidas de Frequência

O método da região de aplicação também pode ser empregado para coordenar dois relés baseados em medidas de frequência, de tal forma que ambos satisfaçam os critérios de proteção contra ilhamentos e variações anormais de frequência. Isso é possível porque, com o auxílio da região de aplicação, estabelece-se uma característica de proteção resultante da composição das curvas de desempenho dos dois relés, otimizando o sistema de proteção do gerador distribuído com relação às variações de frequência. Esta tarefa equivale a satisfazer as seguintes condições:

1. Obter o mínimo desbalanço de potência ativa dentro dos limites impostos pela região de aplicação;
2. Obter a máxima temporização possível permitida pela região de aplicação para minimizar ou mesmo eliminar os riscos de ocorrência de atuação indevida dos relés;
3. Obter rápida atuação do sistema de proteção para frequências inferiores a 57 Hz (Tabela 6.1) ou inferiores a limites de frequência estabelecidos por outros critérios de proteção.

A Figura 6.9 mostra um exemplo de emprego da região de aplicação para coordenar o estágio instantâneo e o temporizado de um relé de frequência de forma a satisfazer os critérios de proteção da Tabela 6.1 e os critérios de proteção contra ilhamentos, simultaneamente. O estágio instantâneo foi ajustado em 58,5 Hz e o temporizado em 59,4 Hz – 150 ms, que foi o ajuste previamente escolhido para minimizar os riscos de atuação indevida do relé. A característica de proteção efetiva é obtida pela composição das curvas de desempenho de ambos os ajustes, como mostra a linha cheia nessa figura. Portanto, observa-se que o desbalanço crítico é minimizado para 20,20 % pelo ajuste temporizado e esse esquema de proteção proporciona rápida atuação do relé para desbalanços de potência ativa superiores a 39 %.

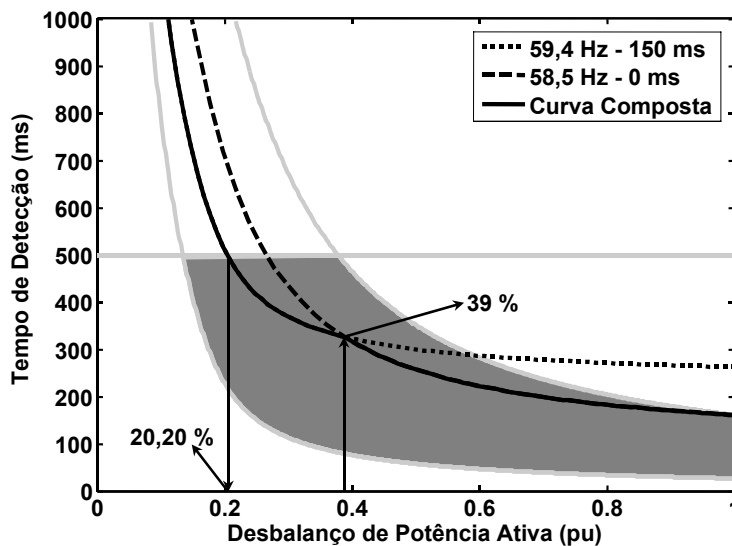


Figura 6.9 - Uso da região de aplicação para coordenar dois estágios de um relé de frequência.

A região de aplicação também pode ser empregada para coordenar dois tipos distintos de relés baseados em medidas de frequência. É o caso da Figura 6.10 em que um relé de taxa de variação de frequência é coordenado com um relé de subfrequência, de forma a atender aos critérios de proteção contra ilhamentos e variações anormais de frequência, simultaneamente. Esse esquema de proteção é eficiente para detectar desbalanços de potência ativa superiores a 14,44 %, que é o valor definido pelo ajuste do relé de taxa de variação de frequência e está muito próximo do valor do mínimo desbalanço de potência crítica (13,45 %). Para desbalanços superiores a 28 %, o relé de frequência é o responsável pela abertura do disjuntor do gerador. Observa-se, portanto, que esse esquema de proteção tem desempenho superior ao apresentado na Figura 6.9, pois apresenta menor desbalanço crítico de potência ativa e é mais adequado para minimizar os riscos de operação indevida dos relés.

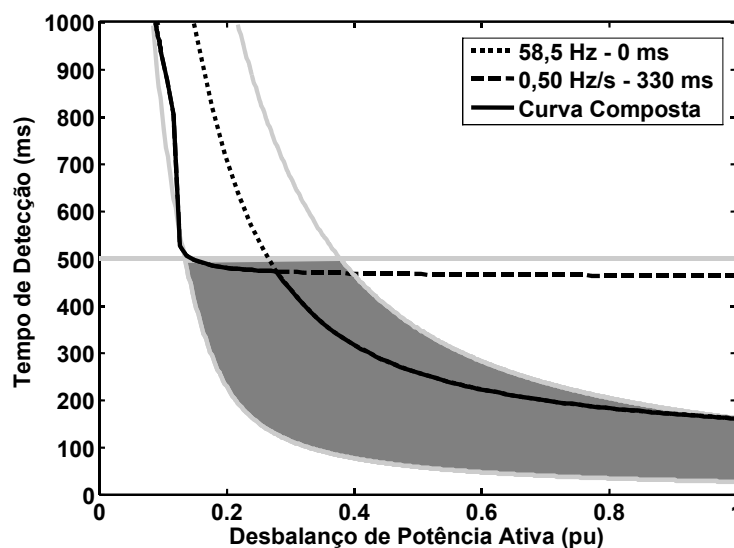


Figura 6.10 - Uso da região de aplicação para coordenar um relé df/dt e um relé de frequência.

A coordenação de relés baseados em medidas de frequência por meio das curvas de desempenho e do método da região de aplicação é um procedimento que deve ser adaptado quando aplicado a diferentes sistemas, submetidos a critérios de proteção diferentes daqueles apresentados neste capítulo. Para tanto, é necessário construir a região de aplicação de acordo com os requisitos de proteção correspondentes e características elétricas do sistema em análise.

6.4 Conclusões

Este capítulo apresentou uma nova metodologia que se mostrou eficiente para ajustar relés baseados em medidas de frequência para a proteção de geradores distribuídos de tal forma que os critérios de proteção contra ilhamentos e variações anormais de frequência sejam simultaneamente satisfeitos. Esta metodologia é baseada no conceito da região de aplicação de relés baseados em medidas de frequência. As principais conclusões deste capítulo se baseiam em três aspectos:

- Inicialmente, se um engenheiro de proteção deseja ajustar o sistema de proteção priorizando a detecção de ilhamentos, ou seja, aplicar ajustes muito sensíveis, a região de aplicação permite determinar o quanto são violados os critérios de proteção contra variações anormais de frequência;
- Se ambos os critérios de proteção devem ser satisfeitos, o desbalanço crítico de potência ativa é limitado pelo cruzamento da curva que estabelece o limite inferior da região de aplicação com a linha horizontal que determina o tempo requerido para a detecção do ilhamento – este é o mínimo desbalanço crítico de potência ativa. Portanto, nenhum relé para a proteção contra ilhamentos pode ser ajustado de forma a reduzir o desbalanço crítico abaixo desse valor;
- Os relés dedicados para detecção de ilhamentos são, em geral, ajustados de tal forma que os critérios de proteção contra ilhamentos e os critérios de proteção contra variações anormais de frequência não são analisados em conjunto, embora eles lidem com a mesma variável elétrica. Assim, a operação coordenada entre os relés baseados em medidas de frequência utilizados para detectar ilhamentos e aqueles utilizados para proteger o gerador contra variações anormais de frequência pode aumentar a eficiência do esquema de proteção, minimizando os riscos de operação indevida desses dispositivos e o desbalanço crítico de potência ativa e, simultaneamente, não violando os critérios de proteção contra variações anormais de frequência. O método da região de aplicação pode ser utilizado para ajustar esses relés para operar de forma complementar e coordenada, uma vez que fornece uma visão abrangente de ambos os critérios de proteção para uma ampla faixa de desbalanço de potência ativa.

Na maioria dos casos estudados neste capítulo, condições que causam subfrequências foram consideradas porque havia déficit de potência ativa no sistema elétrico. Resultados e conclusões semelhantes são obtidos para casos em que há excesso de potência ativa, caracterizando situações de sobrefrequência. Além disso, as análises consideraram apenas o Sistema 1, porém os mesmos procedimentos aplicados para a obtenção da região de aplicação, bem como as mesmas conclusões obtidas, são prontamente extensíveis a outros sistemas elétricos, garantindo a utilidade do método da região de aplicação. Como exemplo, seja a Figura 6.11 em que a região de aplicação é obtida considerando o Sistema 2, os critérios de proteção da Tabela 6.1 e o tempo de detecção de ilhamento igual a 500 ms. As curvas foram obtidas usando simulação dinâmica, cargas do tipo impedância constante e o regulador de tensão configurado para controlar a tensão terminal. Observa-se que a região de aplicação é muito semelhante à obtida para o Sistema 1. O mínimo desbalanço crítico de potência nesse caso é 15,54 % - valor ligeiramente maior que o mínimo desbalanço crítico obtido para o Sistema 1 (13,45 %). Dos ajustes apresentados na Figura 6.11, apenas o correspondente a 58,5 Hz – 0 ms satisfaz os dois critérios de proteção simultaneamente.

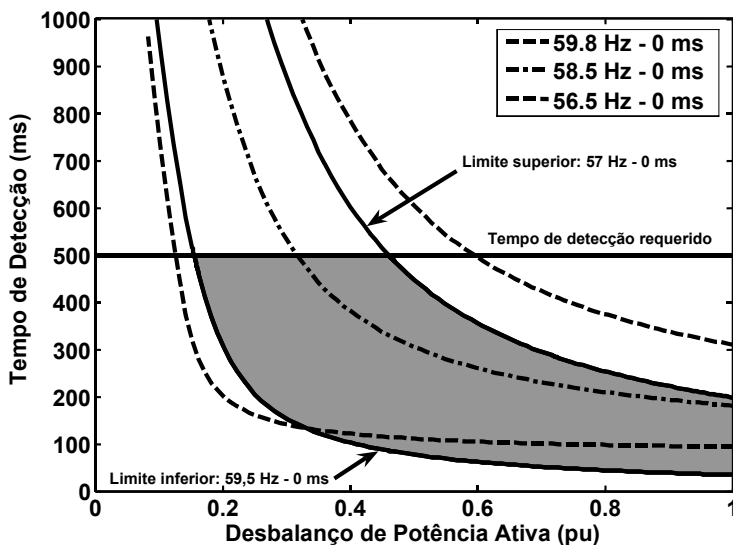


Figura 6.11 - Região de aplicação de relés baseados em medidas de frequência – situação de subfrequência (Tabela 6.1), Sistema 2.

Um exemplo do método da região de aplicação usado para ajustar relés de taxa de variação de frequência no Sistema 2 é apresentado na Figura 6.12. Nesta figura, os mesmos ajustes aplicados para o relé de taxa de variação de frequência para minimizar o desbalanço crítico de potência e para reduzir os riscos de falsa operação no Sistema 1 são utilizados no Sistema 2. Nota-se que as mesmas conclusões podem ser obtidas, comprovando a generalidade do método proposto.

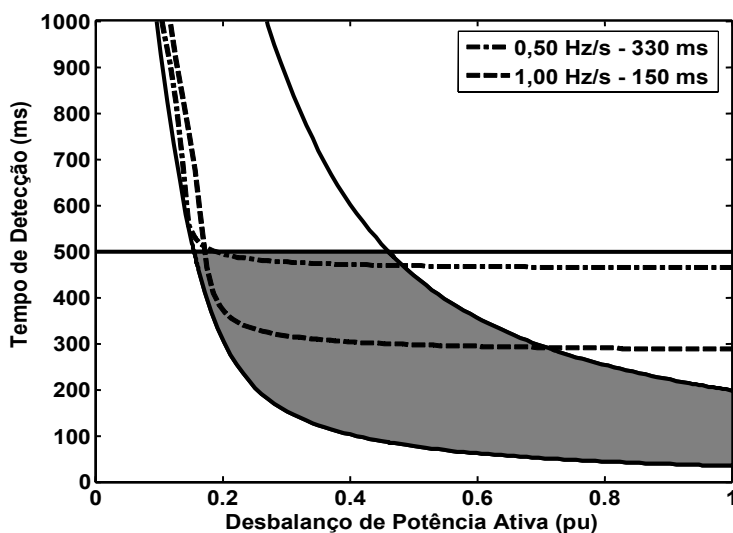


Figura 6.12 - Região de aplicação de relés baseados em medidas de frequência – análise do relé tipo df/dt , situação de subfrequência (Tabela 6.1), Sistema 2.

Capítulo 7

Método da Zona de Não-Detecção

Este capítulo investiga a utilização da metodologia baseada no conceito de zonas de não detecção para avaliar a capacidade de detecção de ilhamentos de relés baseados em medidas de frequência e de tensão, considerando geradores síncronos distribuídos. Tal metodologia foi inicialmente utilizada para analisar sistemas de proteção anti-ilhamento empregados com geradores baseados em inversores, sobretudo sistemas fotovoltaicos (Woyte et al., 2003; Ye et al., 2004). A contribuição desta tese é ter estendido a aplicação desta metodologia ao caso de geradores síncronos, introduzindo dois novos conceitos: a mínima e a máxima zonas de não detecção de relés baseados em medidas de frequência e de tensão. As zonas de não detecção são obtidas por meio de simulação dinâmica e, de certa forma, se caracterizam como uma generalização das curvas de desempenho abordadas no Capítulo 4, contudo, destaca-se que a variável tempo não é explicitamente fornecida para análise. Os resultados obtidos mostram que esse método é útil para avaliar esquemas de proteção anti-ilhamento, pois ele permite mapear vários pontos de operação do sistema elétrico, representados no plano desbalanço de potência reativa *versus* desbalanço de potência ativa, para os quais os relés são ineficazes em detectar o ilhamento. Adicionalmente, este método mostra-se eficiente para avaliar esquemas de proteção compostos pela associação de dois relés diferentes, como por exemplo um relé de frequência associado a um relé de tensão.

7.1 Obtenção das Zonas de Não Detecção

No Capítulo 4 mostrou-se que os relés baseados em medidas de frequência e de tensão têm regiões de não operação formadas, respectivamente, pelos desbalanços de potência ativa e reativa menores do que os desbalanços críticos de potência. No mesmo capítulo, observou-se que cada curva de desempenho dos relés baseados em medidas de frequência foi obtida considerando uma mesma condição de desbalanço potência reativa e variando-se o desbalanço de potência ativa. Analogamente, as curvas de desempenho dos relés de tensão foram obtidas para uma mesma condição de desbalanço de potência ativa e variando-se o desbalanço de potência reativa. Se as curvas forem obtidas para condições em que os desbalanços de potência ativa e reativa são variados e

se forem armazenados apenas os casos que o relé não opera dentro do tempo requerido, tem-se a zona de não detecção correspondente ao ajuste aplicado. Como exemplo, tem-se a Figura 7.1 que mostra uma zona de não detecção típica para um relé de sub e sobrefrequência ajustado em 57,5 Hz – 0 ms e 62,5 Hz – 0 ms, respectivamente. Essa região, traçada no plano desbalanço de potência reativa *versus* desbalanço de potência ativa ($\Delta Q \times \Delta P$), foi obtida para o Sistema 1, operando com regulador de tensão configurado para controlar a tensão terminal e considerando tempo de detecção igual a 500 ms. Se o gerador distribuído opera de tal forma que os desbalanços de potência ativa e reativa estão situados dentro da zona de não detecção e havendo a ocorrência de um ilhamento nessas condições, o relé falhará em detectar o evento dentro do tempo requerido. Nesta tese admite-se que valores positivos de desbalanço indicam excesso de potência, enquanto que os negativos indicam déficit de potência no sistema ilhado.

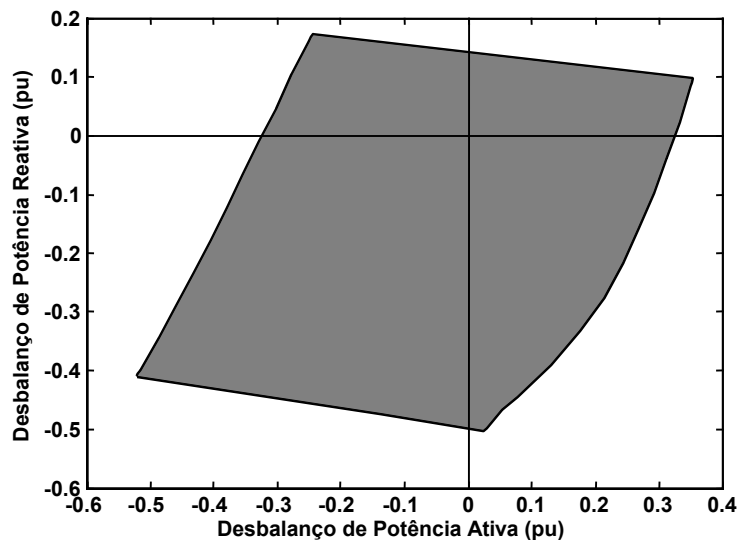


Figura 7.1 - Exemplo de uma zona de detecção de relés de sub/sobrefrequência, considerando o Sistema 1.

Para relés de frequência, as bordas laterais da zona de não detecção, que são os limites de desbalanço de potência ativa dessa região, são definidas pelos ajustes de sub e de sobrefrequência do relé e pelo tempo de detecção requerido. Por outro lado, os limites de desbalanço de potência reativa são definidos pelos limites de tensão de regime permanente, os quais foram admitidos como 0,95 pu e 1,05 pu nesta tese. Dessa forma, se existem pontos de operação do sistema elétrico em que a tensão em pelo menos uma das barras da rede viole esses limites, o par (ΔQ , ΔP) referente a essa condição é desprezado visto que este não é um ponto de operação característico de uma rede de distribuição. As zonas de não detecção do relé de deslocamento de fase e do relé de taxa de variação de frequência são definidas tal como para o relé de frequência, conforme será demonstrado mais adiante neste capítulo.

A Figura 7.2 mostra a zona de detecção típica de um relé de sub e sobretensão ajustado em 0,8 pu – 0 ms e 1,2 pu – 0 ms, respectivamente. Esta figura foi obtida para o Sistema 1 considerando as

mesmas condições operativas utilizadas na obtenção da zona de não detecção do relé de sub/sobrefrequência, com exceção de que o regulador de tensão fora configurado para controlar potência reativa. Os limites de desbalanço de potência ativa são praticamente -1 e 1 pu, que correspondem à toda a faixa de variação do desbalanço de potência ativa para a obtenção da zona de não detecção. Já os limites de potência reativa, os quais correspondem às bordas superior e inferior da zona de não detecção, dependem dos ajustes do relé, do tempo requerido de detecção e dos limites de tensão de regime permanente.

Para os relés baseados em medidas de frequência as bordas laterais de suas zonas de não detecção são compostas pelos desbalanços críticos de potência ativa. Analogamente, para o relé de tensão, as bordas superior e inferior são compostas pelos desbalanços críticos de potência reativa, para várias condições de operação do sistema elétrico.

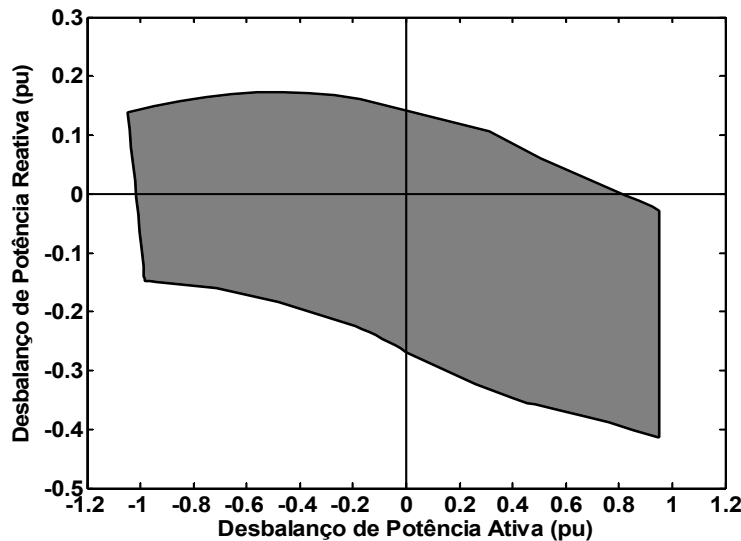


Figura 7.2 - Exemplo de uma zona de detecção de relés de sub/sobretensão, considerando o Sistema 1.

Para obter as zonas de não detecção, numerosas simulações de ilhamentos são necessárias. Cada simulação de ilhamento corresponde a um ponto de operação diferente do gerador distribuído. Assim, para mapear todos pontos de operação do sistema elétrico em que o relé falha na detecção do ilhamento é necessário variar a geração e o consumo de potência ativa e reativa. As variações de geração e carga devem contemplar todas as combinações de déficit e excesso de potência ativa e reativa, conforme descrito a seguir:

- Caso (a): déficit de potência ativa e reativa no sistema ilhado;
- Caso (b): déficit de potência ativa e excesso de potência reativa;
- Caso (c): excesso de potência ativa e déficit de potência reativa;
- Caso (d): excesso de potência ativa e reativa.

As condições de déficit de potência ativa foram simuladas mantendo constantes as potências ativas das cargas da provável ilha formada (30 MW para o Sistema 1 e 10 MW para o Sistema 2) e variando a potência ativa fornecida pelo gerador de 0 a 1 pu (30 MVA é a base para o gerador do Sistema 1 e 10 MVA para o gerador do Sistema 2). O excesso de potência ativa foi simulado considerando a potência ativa do gerador fixa em 1 pu e variando a potência ativa das cargas de 0 até seu valor nominal. As simulações de déficit e excesso de potência ativa foram repetidas para diferentes níveis de desbalanço de potência reativa no sistema ilhado. As condições de déficit e excesso de potência reativa foram simuladas considerando dois procedimentos diferentes, relacionados aos modos de controle do regulador de tensão do gerador distribuído: o primeiro está relacionado ao controle de tensão terminal e o segundo ao controle de potência reativa do gerador. Estes procedimentos são descritos a seguir:

- Regulador de tensão configurado para controlar tensão terminal: para obter casos de déficit e excesso de potência reativa no sistema ilhado, a referência de tensão do regulador foi variada de 0,95 pu a 1,05 pu. Para cada valor de referência de tensão uma simulação de déficit e uma simulação de excesso de potência ativa foram executadas;
- Regulador de tensão configurado para controlar potência reativa: o excesso de potência reativa foi simulado mantendo as cargas reativas da ilha formada em seus valores nominais (11 MVAR para o Sistema 1 e 2,45 MVAR para o Sistema 2) e variando a potência reativa do gerador desde o consumo das cargas até sua capacidade máxima (18 MVAR para o gerador do Sistema 1 e 8 MVAR para o gerador do Sistema 2). Por outro lado, o déficit de potência reativa foi simulado mantendo as cargas reativas novamente em seus valores nominais e variando a potência reativa do gerador de -11 MVAR até $+11$ MVAR para o Sistema 1 e de $-2,45$ MVAR a $+2,45$ MVAR para o Sistema 2.

7.1.1 Zonas de Não Detecção de Relés Baseados em Medidas de Frequência

Esta seção apresenta as características principais do método da zona de não detecção por meio de exemplos utilizando o relé de sub/sobrefrequência, o qual foi escolhido para representar os relés baseados em medidas de frequência.

A Figura 7.3 apresenta as zonas de não detecção obtidas para três ajustes de um relé de sub/sobrefrequência instalado no Sistema 1. Os ajustes analisados são os seguintes: ± 2 Hz, $\pm 2,5$ Hz e ± 3 Hz, todos instantâneos. Nessas simulações, considerou-se o regulador de tensão configurado para controlar a tensão terminal do gerador e as cargas foram modeladas como impedância constante. O tempo requerido para a detecção do ilhamento foi 500 ms. Observa-se que, considerando um mesmo tempo de detecção, quanto menor o ajuste, menor é a zona de não detecção e conseqüentemente, maior é a capacidade do relé para detectar ilhamentos.

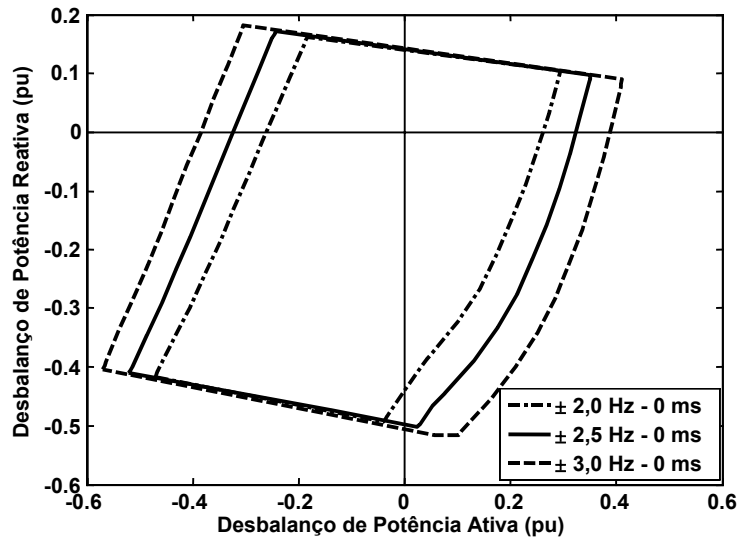


Figura 7.3 - Zonas de não detecção de três ajustes de um relé de frequência instalado no Sistema 1, considerando tempo de detecção igual a 500 ms.

A influência da variação do tempo requerido para a detecção do ilhamento está apresentada na Figura 7.4. Nesta figura considera-se apenas um ajuste do relé de frequência, no caso $\pm 2,5$ Hz instantâneo. As condições de simulação são as mesmas do exemplo anterior com a exceção de que a zona de não detecção também é obtida para um tempo máximo de detecção igual a 1 segundo. Observa-se que quanto menor o tempo de detecção, maior é a zona de não detecção e, conseqüentemente, menor é a capacidade do relé para detectar ilhamentos. Portanto, as condições mais favoráveis para a detecção de ilhamentos são ajustes sensíveis e altos tempos de detecção requeridos.

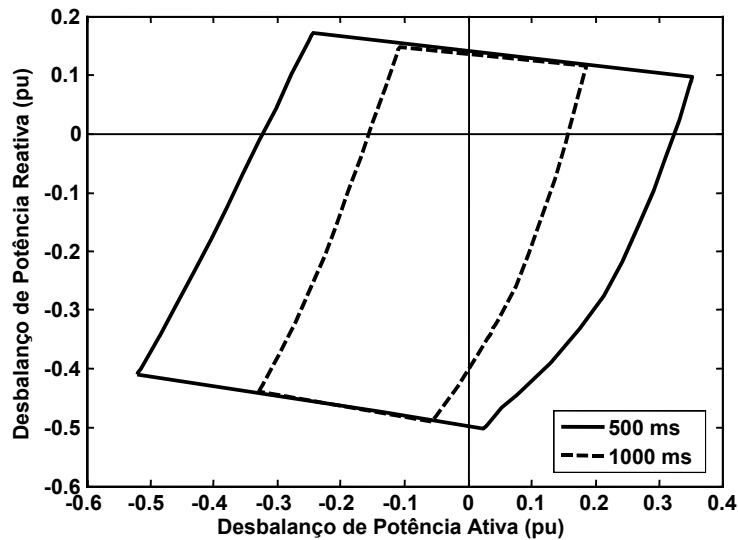


Figura 7.4 - Zonas de não detecção de um relé de frequência ajustado em $\pm 2,5$ Hz - 0 ms, considerando dois tempos de detecção requeridos e o Sistema 1.

O efeito de adicionar uma temporização de 100 ms a um ajuste do relé de frequência na sua capacidade de detectar ilhamento é mostrado na Figura 7.5, utilizando o método da zona de não detecção. Conforme abordado no Capítulo 4, a temporização do ajuste aumenta os desbalanços críticos de potência ativa, conseqüentemente o relé tem maior dificuldade para detectar o ilhamento. Logo, a zona de não detecção correspondente ao ajuste temporizado é maior do que a do ajuste instantâneo.

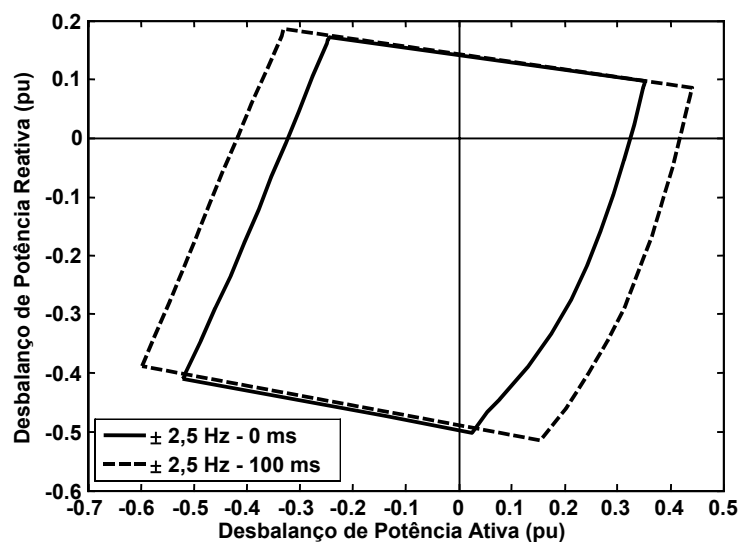
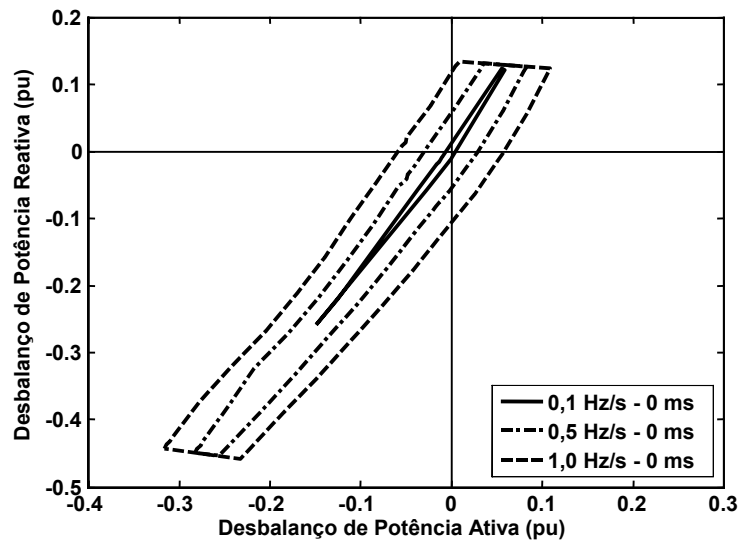
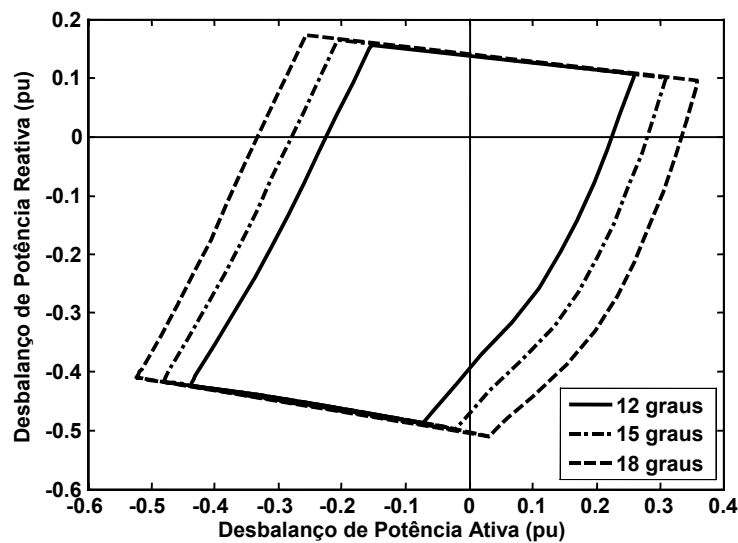


Figura 7.5 - Zonas de não detecção de um relé de frequência: comparação entre ajuste instantâneo e temporizado, considerando o Sistema 1.

Os exemplos anteriores ressaltam a dependência do desempenho do relé de frequência com variação do desbalanço de potência ativa, pois em cada caso analisado as diferenças entre as zonas de não detecção são mais acentuadas ao longo do eixo das abscissas (ΔP) do que em relação ao eixo das ordenadas (ΔQ). Portanto, para relés baseados em medidas de frequência os impactos de alterações dos ajustes ou do tempo de detecção requerido pela concessionária no desempenho dos relés são observados, principalmente, por mudanças na largura da zona de não detecção. Ressalta-se que essas conclusões e demais conceitos envolvidos nesta seção são válidos para os outros relés baseados em medidas de frequência. As zonas de não detecção desses relés serão apresentadas a seguir considerando tempo de detecção igual a 500 ms. Os ajustes do relé de taxa de variação de frequência foram 0,1 Hz/s, 0,5 Hz/s e 1,0 Hz/s, todos com atuação instantânea, enquanto que os ajustes do relé de deslocamento de fase foram 12, 15 e 18 graus. A Figura 7.6 mostra os resultados para ambos os relés. Tal como observado no caso das zonas de não detecção do relé de frequência, a variação de ajustes altera mais significativamente os desbalanços críticos de potência ativa e com isso, a largura da zona de não detecção. Portanto, quanto mais elevado o ajuste, maior é a zona de não detecção e menos eficiente é o relé para detectar ilhamentos.



(a) Relé de taxa de variação de frequência.



(b) Relé de deslocamento de fase.

Figura 7.6 - Zonas de não detecção do relé de taxa de variação de frequência e de deslocamento de fase.

7.1.2 Zonas de Não Detecção de Relés de Tensão

Esta seção apresenta as características das zonas de não detecção de relés de sub/sobretensão obtidas para três ajustes típicos de subtensão (0,6 pu; 0,7 pu e 0,8 pu) e sobretensão (1,4 pu; 1,3 pu; 1,2 pu), todos eles com atuação instantânea. Foi utilizado o Sistema 1 com a diferença de que o regulador de tensão do gerador foi configurado para controlar a potência reativa de saída da

máquina. Esta medida foi necessária para que os impactos de diferentes ajustes e tempos de atuação no desempenho desses relés pudessem ser analisados, uma vez que se o regulador de tensão estiver em modo de controle da tensão terminal, a zona de não detecção será praticamente igual para todos os ajustes, pois o relé não detectará o ilhamento em nenhuma condição permitida de operação do Sistema 1. Ressalta-se que a influência do modo de controle do regulador de tensão no desempenho de relés de tensão foi discutido no Capítulo 4, Seção 4.4.3. Os resultados são apresentados na Figura 7.7, onde se observa que ajustes mais sensíveis, ou seja, mais próximos de 1 pu, apresentam melhor desempenho para detectar ilhamentos. O tempo de detecção considerado foi 500 ms.

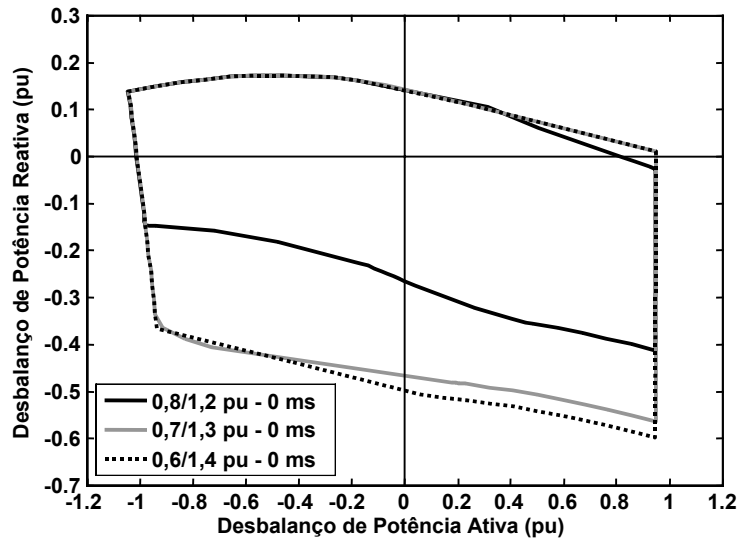


Figura 7.7 - Zonas de não detecção referentes a três ajustes de um relé de tensão instalado no Sistema 1, considerando o tempo de detecção igual a 500 ms.

A influência do tempo de detecção no desempenho do relé de tensão é apresentada na Figura 7.8, considerando os ajustes de 0,8 pu e 1,2 pu, com operação instantânea, e os tempos de 500 ms e 1 segundo. Assim como para os relés de frequência, os relés de tensão têm melhor desempenho para altos tempos de detecção.

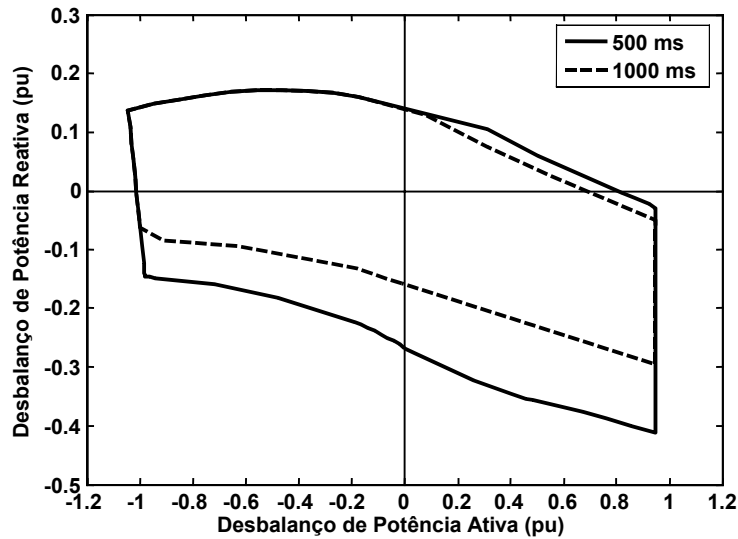


Figura 7.8 - Zonas de não detecção de um relé de tensão ajustado a 0,8 pu e 1,2 pu instantâneos, considerando dois tempos de detecção de ilhamento e o Sistema 1.

O efeito da temporização na capacidade de detecção de ilhamento do relé de tensão é mostrado na Figura 7.9. Observa-se que a capacidade de detecção de ilhamento do relé de tensão é reduzida se o ajuste for temporizado em 100 ms, pois a zona de não detecção do ajuste temporizado é maior do que a zona de não detecção do ajuste instantâneo.

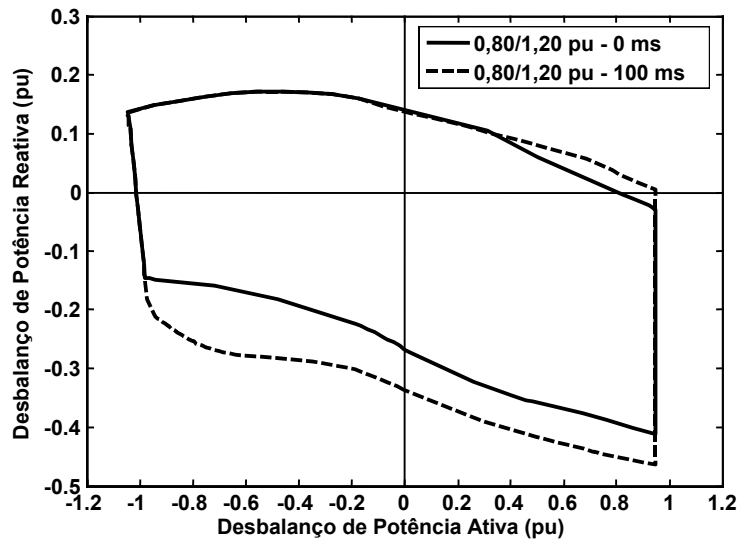


Figura 7.9 - Zonas de não detecção de um relé de tensão: comparação entre ajuste instantâneo e temporizado, considerando o Sistema 1.

As comparações realizadas nas figuras anteriores mostraram que a faixa de valores de desbalanço de potência ativa não se alterou entre os casos analisados em cada figura. No entanto, a faixa de valores de desbalanço de potência reativa variou em cada situação. Portanto, para os relés de tensão os impactos de alterações dos ajustes ou do tempo de detecção no desempenho dos relés são

observados, principalmente, por mudanças na altura da zona de não detecção, ou seja, mudanças ao longo do eixo do desbalanço de potência reativa. Além disso, observa-se que mesmo no caso de grandes desbalanços de potência ativa (notar que os maiores valores estão próximos a 1 pu) o relé de tensão não opera se não houver uma quantidade suficiente de desbalanço de potência reativa. Esta característica reforça o fato de que os relés de tensão são mais dependentes do desbalanço de potência reativa do que do desbalanço de potência ativa.

7.2 Exemplos de Aplicação do Método da Zona de Não Detecção

Nesta seção alguns exemplos da aplicação do método da zona de não detecção para avaliar a capacidade de detecção de ilhamentos dos relés baseados em medidas de frequência e de tensão são apresentados. As análises aqui realizadas visam complementar e corroborar aquelas apresentadas no Capítulo 4 para ambos os tipos de relés.

7.2.1 Cargas Dependentes da Tensão

No Capítulo 4 mostrou-se que o modelo das cargas do sistema elétrico influencia fortemente a capacidade de detecção de ilhamentos de relés baseados em medidas de frequência e de relés de tensão. Nesta seção, a influência do modelo das cargas no desempenho desses relés é avaliada usando o método da zona de não detecção, o que garante uma análise mais completa do relé, pois envolve diversos pontos de operação do sistema elétrico.

As análises são conduzidas considerando o Sistema 1 e 500 ms como tempo máximo para a detecção do ilhamento. O relé de sub/sobrefrequência ajustado em $\pm 2,5 \text{ Hz} - 0 \text{ ms}$ foi utilizado nas análises para representar os relés baseados em medidas de frequência. Neste caso, considerou-se o regulador de tensão configurado para controle da tensão terminal do gerador. Em se tratando do relé de tensão, utilizou-se o ajuste de 0,8 pu e 1,2 pu instantâneos e o regulador de tensão configurado para modo de controle de potência reativa.

Relé de Sub/Sobrefrequência

A Figura 7.10 apresenta as zonas de não detecção do relé de frequência considerando as cargas do sistema modeladas como potência constante, corrente constante e impedância constante. Os pontos A, B e C desenhados na figura referem-se a diferentes condições operativas do sistema elétrico. Observa-se que quanto maior a dependência das cargas com a tensão, maior é a faixa de desbalanço de potência ativa em que o relé é ineficiente para detectar o ilhamento, por exemplo, para cargas tipo potência constante essa faixa varia de -0,3 pu a 0,3 pu, aproximadamente. Já para cargas tipo impedância constante a faixa de desbalanço de potência ativa varia de -0,52 pu a 0,35 pu, aproximadamente. Porém note que em alguns quadrantes o desempenho do relé de frequência é

melhor para cargas tipo impedância constante do que para cargas tipo potência constante, como apresentado no quarto quadrante, sentido anti-horário, por exemplo. Observa-se que as maiores variações ocorrem para o caso de cargas do tipo impedância constante e nas situações de excesso de potência ativa e reativa (primeiro quadrante do plano $\Delta Q \times \Delta P$) e déficit de potência ativa e reativa (terceiro quadrante do plano $\Delta Q \times \Delta P$), corroborando com os resultados do Capítulo 4. Ressalta-se que a região correspondente a excesso de potência ativa e reativa foi apresentada considerando a limitação da tensão de regime permanente em 1,05 pu. Caso esse limite fosse desconsiderado, o tamanho dessa região seria semelhante ao tamanho da região correspondente a déficit de potência ativa e reativa, caracterizando, explicitamente um dos casos mais conservadores.

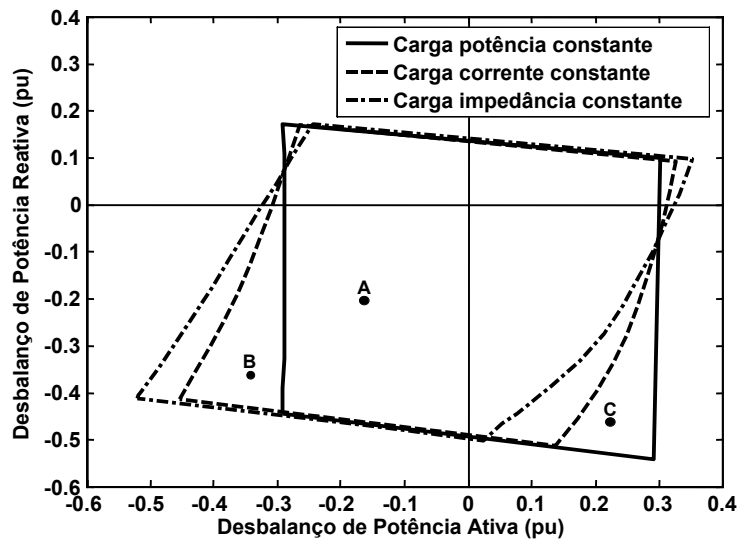


Figura 7.10 - Influência do tipo de carga no desempenho do relé de frequência ajustado em $\pm 2,5 \text{ Hz} - 0 \text{ ms}$.

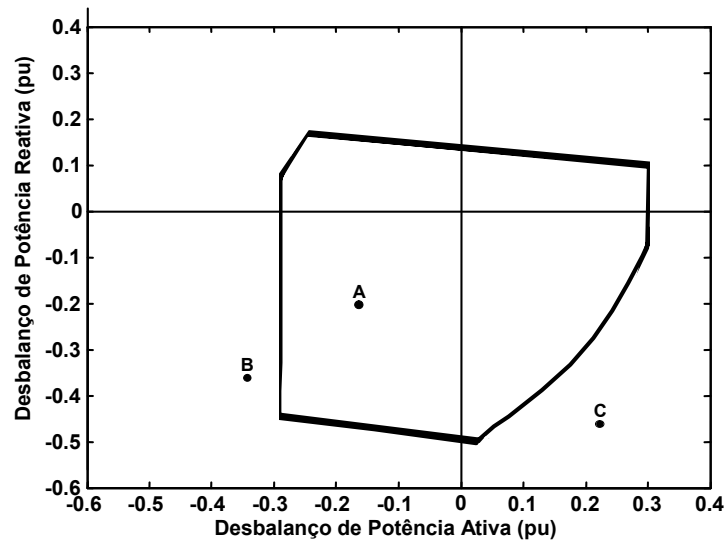
Para complementar os resultados obtidos no Capítulo 4, o método da zona de não detecção fornece uma visão abrangente dos casos mais conservadores. Por exemplo, no primeiro e terceiro quadrantes, considerando o sentido anti-horário, o caso mais conservador corresponde a cargas tipo impedância constante. No segundo e quarto quadrantes, as maiores regiões correspondem a cargas do tipo potência constante, embora haja pequenas zonas onde o caso mais conservador refere-se a cargas tipo impedância constante. Em suma, é possível estabelecer as seguintes considerações sobre os casos mais conservadores para análise de relés baseados em medidas de frequência:

- Se o tipo das cargas e as características de operação do sistema elétrico forem indeterminados, consideram-se como casos mais conservadores os mesmos definidos no Capítulo 4, ou seja:
 - Cargas tipo impedância constante e déficit de potência ativa e reativa ou;
 - Cargas tipo impedância constante e excesso de potência ativa e reativa.

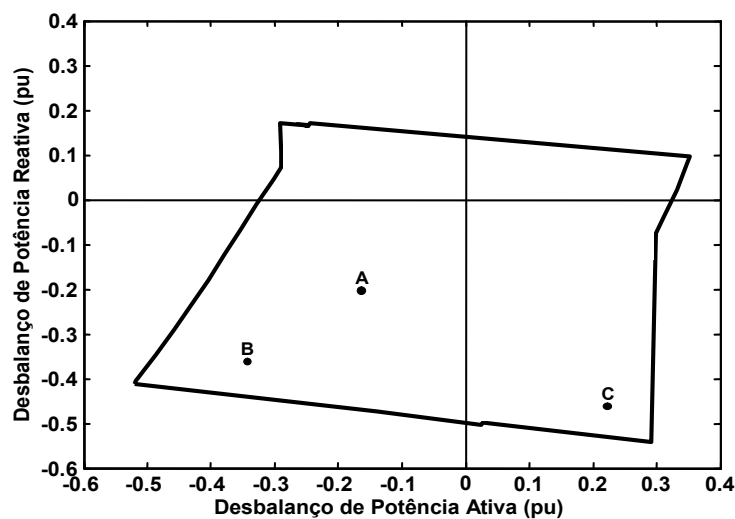
- Se o tipo de cargas for indeterminado mas o cenário de déficit e excesso de potência ativa e reativa for conhecido, os casos mais conservadores podem ser organizados da seguinte forma:
 - Déficit de potência ativa e reativa e cargas tipo impedância constante ou;
 - Excesso de potência ativa e reativa e cargas tipo impedância constante ou;
 - Déficit de potência ativa e excesso de reativa e cargas do tipo potência constante ou;
 - Excesso de potência ativa e déficit de reativa e cargas do tipo potência constante.

Dois conceitos interessantes podem ser extraídos da Figura 7.10:

- **Mínima zona de não detecção:** corresponde à intersecção das três zonas de não detecção da Figura 7.10. Assim, analisando os pontos A, B e C é possível afirmar com maior segurança que o relé não detectará oilhamento na situação referente ao ponto A, quando comparado às situações correspondentes aos pontos B e C. Com isso obtém-se uma região isenta da influência do tipo de carga no desempenho do relé. Contudo, essa região não leva a conclusões seguras sobre os pontos B e C, como pode ser observado na Figura 7.11(a).
- **Máxima zona de não detecção:** corresponde à união das zonas de não detecção referentes aos três tipos de cargas. Recomenda-se seu emprego para garantir a segurança das análises, visto que proporciona uma visão mais conservadora. A Figura 7.11(b) ilustra a máxima zona de não detecção para o relé de frequência instalado no Sistema 1. Observa-se que, segundo esse conceito, os pontos A, B e C são considerados inseguros quanto à detecção do ilhamento.



(a) Mínima zona de não detecção.



(b) Máxima zona de não detecção.

Figura 7.11 – Mínima e máxima zonas de não detecção do relé de frequência ajustado em $\pm 2,5$ Hz- 0 ms e considerando os três tipos de cargas.

Relé de Sub/Sobretensão

As conclusões sobre o desempenho de relés de tensão frente aos diferentes tipos de carga obtidas pela aplicação do método da zona de não detecção são semelhantes às obtidas usando o método das curvas de desempenho: os casos mais conservadores estão relacionados às cargas do tipo impedância constante e os mais otimistas, às cargas tipo potência constante conforme ilustra a Figura 7.12, confirmando as conclusões obtidas no Capítulo 4.

Para o relé de tensão, a mínima zona de não detecção corresponde à zona de não detecção referente à carga tipo potência constante, ao passo que a máxima zona de não detecção é a mesma referente à carga tipo impedância constante. Portanto, este é o caso que deve ser considerado para se ter uma análise segura quando o tipo de carga do sistema elétrico é indeterminado.

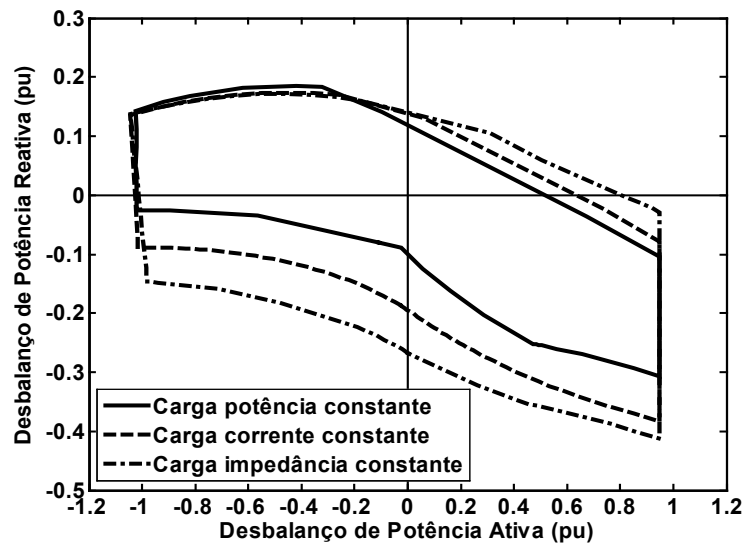


Figura 7.12 - Influência do tipo de carga no desempenho do relé de sub e sobretensão ajustado em 0,80 pu e 1,20 pu, instantâneos.

7.2.2 Avaliação da Influência do Modo de Controle do Regulador de Tensão

No Capítulo 4 a influência do modo de controle do regulador de tensão na capacidade de detecção de ilhamento dos relés baseados em medidas de frequência e de tensão foi investigada utilizando as curvas de desempenho. Observou-se que o modo de controle do regulador influencia significativamente o desempenho desses relés na presença de cargas dependentes da tensão. Nesta seção, o método das zonas de não detecção será utilizado para o mesmo propósito com a vantagem de que uma visão mais abrangente do desempenho do relé para uma ampla faixa de operação do sistema elétrico pode ser obtida.

Relés Baseados em Medidas de Frequência

A Figura 7.13 apresenta as zonas de não detecção do relé de frequência ajustado em $\pm 2,5$ Hz–0 ms considerando o regulador de tensão configurado para controlar a tensão terminal do gerador e também para controlar a potência reativa do gerador. O sistema elétrico utilizado foi o Sistema 1 considerando as cargas do tipo impedância constante. O tempo de detecção requerido foi de 500 ms e os procedimentos para obter as zonas de não detecção para ambos os modos de controle do regulador de tensão estão descritos na seção 7.1. Os resultados mostram que a zona de não detecção do relé atinge uma maior faixa de valores de desbalanço de potência ativa no caso de

controle de potência reativa (Controle de Q) do que no caso de controle de tensão terminal (Controle de V) e que os valores extremos dessa faixa estão localizados no primeiro e terceiro quadrantes do plano $\Delta Q \times \Delta P$, considerando o sentido anti-horário.

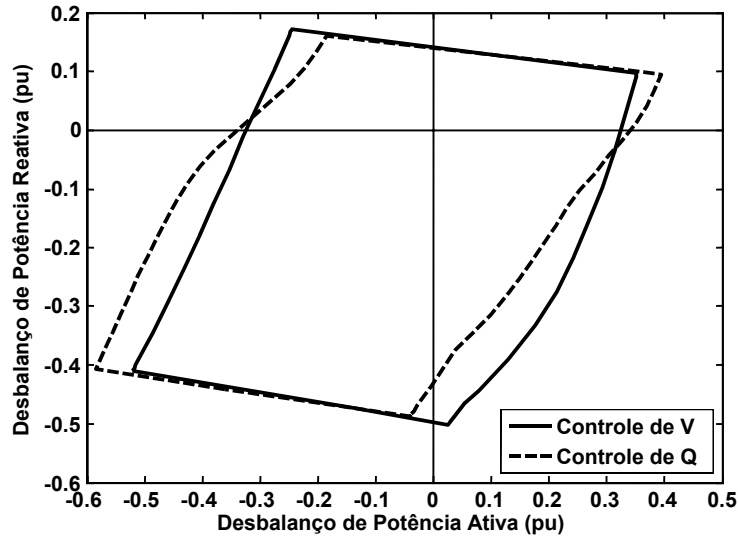


Figura 7.13 - Influência dos modos de controle do regulador de tensão no desempenho do relé de frequência.

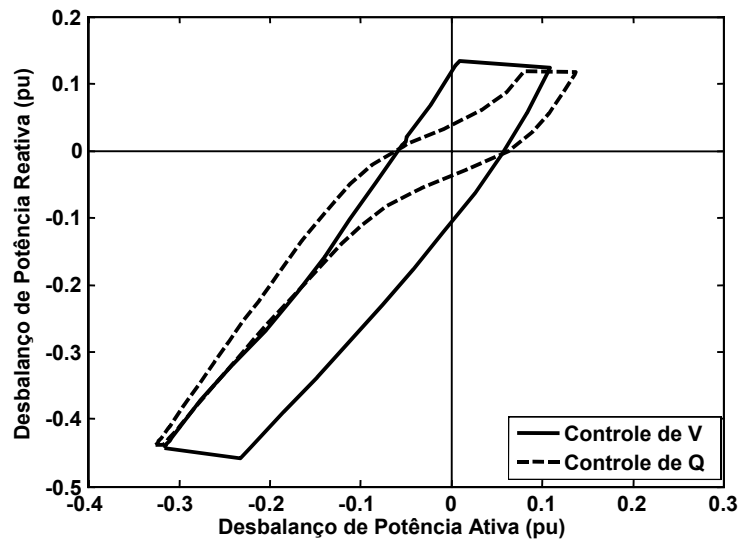
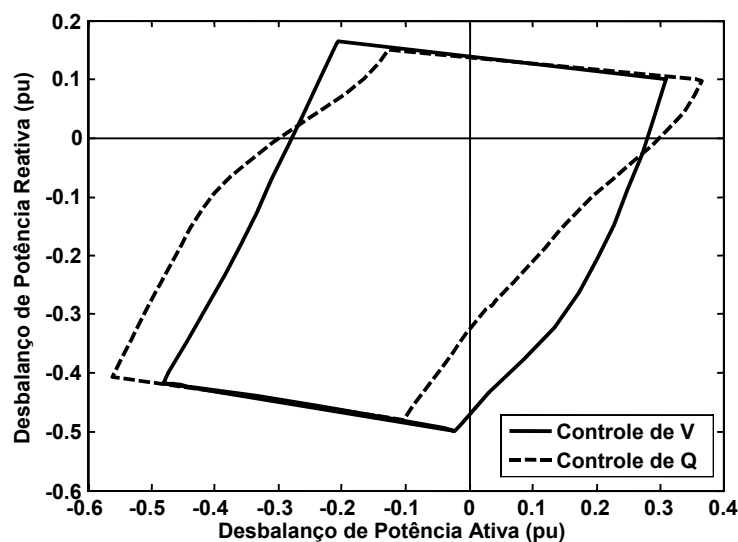
Uma comparação geral do desempenho do relé em ambas as condições e considerando todos os quadrantes do plano $\Delta Q \times \Delta P$ é realizada a seguir.

- Primeiro quadrante – excesso de potência ativa e reativa: após oilhamento, a tensão crescerá devido ao excesso de potência reativa, resultando na diminuição do desbalanço de potência ativa, dificultando assim a detecção do ilhamento. Em modo de controle de potência reativa, a tensão crescerá continuamente ao passo que em modo de controle de tensão, o regulador impedirá o crescimento contínuo da tensão atuando no sentido de restaurá-la ao valor de referência. Assim, partindo de uma mesma condição de regime permanente em ambos os casos, no primeiro deles (Controle de Q) há uma maior redução do desbalanço de potência ativa do que no segundo, após o ilhamento. Conseqüentemente, um ponto $(\Delta P, \Delta Q)$ referente a essa condição pode ser considerado inseguro no caso de controle de potência reativa, mas pode estar fora da zona de não detecção do relé, se o regulador de tensão estiver controlando tensão terminal. Portanto, justifica-se que sob o modo de controle de potência reativa, há um número maior de condições de desbalanço de potência ativa para as quais o relé é ineficiente;
- Segundo quadrante – excesso de potência reativa e déficit de potência ativa: neste quadrante observa-se que o relé é mais eficiente se o regulador de tensão estiver configurado em modo de controle de potência reativa. Primeiramente, o excesso de potência reativa causa o crescimento da tensão após o ilhamento, contribuindo com o aumento da carga ativa e conseqüente aumento do desbalanço de potência ativa. Segundo

análises realizadas no Capítulo 4, o aumento do desbalanço de potência ativa facilita a detecção do ilhamento em relés baseados em medidas de frequência. Na situação de controle de potência reativa o aumento do desbalanço de potência ativa é maior do que no caso de controle de potência reativa, pois a variação da tensão é mais intensa, uma vez que o regulador não tenta corrigi-la para o valor ajustado como referência. Logo, o relé de frequência apresenta melhor desempenho se o regulador de tensão estiver em modo de controle de potência reativa.

- Terceiro quadrante – déficit de potência ativa e reativa: esta condição é muito parecida com a observada no primeiro quadrante. Após o ilhamento, o desbalanço de potência ativa se reduzirá em função da queda da tensão, causando uma maior dificuldade para detectar o evento nos relés de frequência. A queda na tensão é maior no caso do controle de potência reativa do que no caso de controle de tensão terminal, ocasionando uma redução mais acentuada do desbalanço de potência reativa. Portanto, naquele caso é maior a faixa de valores de desbalanço de potência ativa para os quais o relé é ineficiente.
- Quarto quadrante – excesso de potência ativa e déficit de potência reativa: este caso é muito semelhante ao descrito para o segundo quadrante. Inicialmente, o déficit de potência reativa causa a queda da tensão após o ilhamento, contribuindo com a redução da carga ativa e conseqüente aumento do desbalanço de potência ativa. No Capítulo 4 observou-se que o aumento do desbalanço de potência ativa facilita a detecção do ilhamento em relés baseados em medidas de frequência. Na situação de controle de potência reativa o aumento do desbalanço de potência ativa é maior do que no caso de controle de potência reativa. Assim, o relé de frequência se mostra mais eficiente se o regulador de tensão estiver em modo de controle de potência reativa.

As análises realizadas anteriormente são válidas para os relés de deslocamento de fase e de taxa de variação de frequência, conforme mostra a Figura 7.14.

(a) Relé tipo df/dt ajustado em 1 Hz/s - 0 ms.

(b) Relé de deslocamento de fase ajustado em 15 graus.

Figura 7.14 - Influência no modo de controle do regulador de tensão no desempenho de relés baseados em medidas de frequência.

Relé de Tensão

A Figura 7.15 mostra os resultados da comparação da capacidade de detecção de ilhamentos de um relé de sub/sobretensão ajustado em 0,8 pu e 1,2 pu, instantâneos, considerando ambos os modos de controle do regulador de tensão do gerador distribuído. Observa-se que o relé de tensão apresenta pior desempenho para detectar ilhamentos se a variável controlada é a tensão terminal do gerador. Isso acontece porque o regulador de tensão configurado dessa maneira impede a queda ou crescimento monotônico da tensão após o ilhamento. Assim, os valores ajustados no relé podem não

ser atingidos e o ilhamento não detectado. Portanto, a faixa de valores de desbalanço de potência ativa e reativa para os quais o relé não atua pode ser muito ampla. Neste caso, em especial, o relé de tensão não atuou para nenhum nível de desbalanço de potência ativa e reativa, considerando apenas os casos válidos, ou seja, aqueles em que as tensões nodais não ultrapassaram os limites de regime permanente. Por outro lado, no caso de o regulador de tensão controlar a potência reativa, como a tensão é “livre” para crescer ou diminuir, os ajustes do relé podem ser mais facilmente atingidos e o ilhamento detectado. Esses resultados mostram que os relés de tensão são mais eficientes para detectar ilhamentos se o regulador de tensão está configurado para controle de potência reativa.

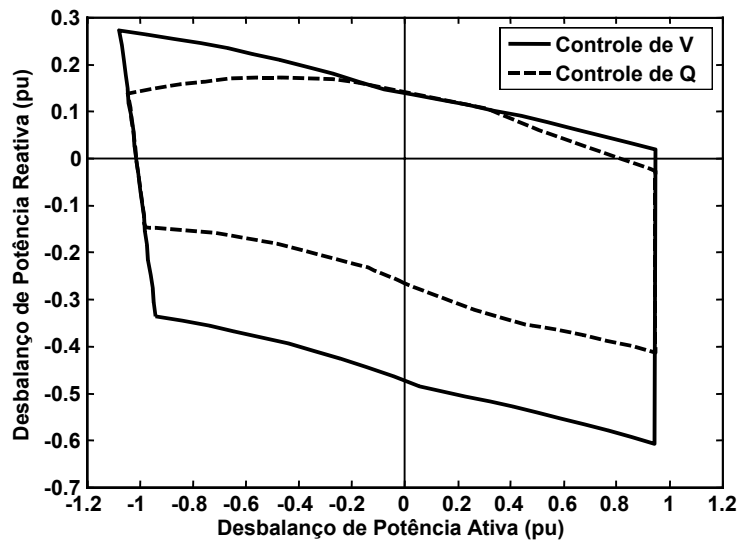


Figura 7.15 - Influência no modo de controle do regulador de tensão no desempenho do relé de tensão.

7.2.3 Esquema Híbrido de Proteção Anti-Ilhamento Composto por Relé de Frequência e Relé de Tensão

A Figura 7.16 apresenta as zonas de não detecção de um relé de frequência e de um relé de tensão operando individualmente, ajustados em $\pm 2,5 \text{ Hz} - 0 \text{ ms}$ e $0,80/1,20 \text{ pu} - 0 \text{ ms}$, respectivamente. Observa-se que na maioria das situações o relé de frequência apresenta melhor desempenho do que o relé de tensão para detectar ilhamentos, mas ele se mostra ineficiente para uma ampla faixa de valores de déficit de potência reativa (terceiro quadrante), ao passo que nas mesmas condições, o relé de tensão é ineficiente para uma faixa menor de déficit de potência reativa. Ressalta-se que essas zonas de não detecção foram obtidas considerando o regulador de tensão controlando potência reativa, para que o relé de tensão pudesse operar de forma mais eficiente. Percebe-se então que as ações desses relés podem se complementar para originar um esquema de proteção mais eficaz. Logo, em sistemas elétricos em que o regulador de tensão do gerador distribuído opera em modo de controle de potência reativa, um esquema de proteção composto pela associação de um relé de

tensão com um relé baseado em medida de frequência pode ser mais eficiente do que cada relé operando individualmente.

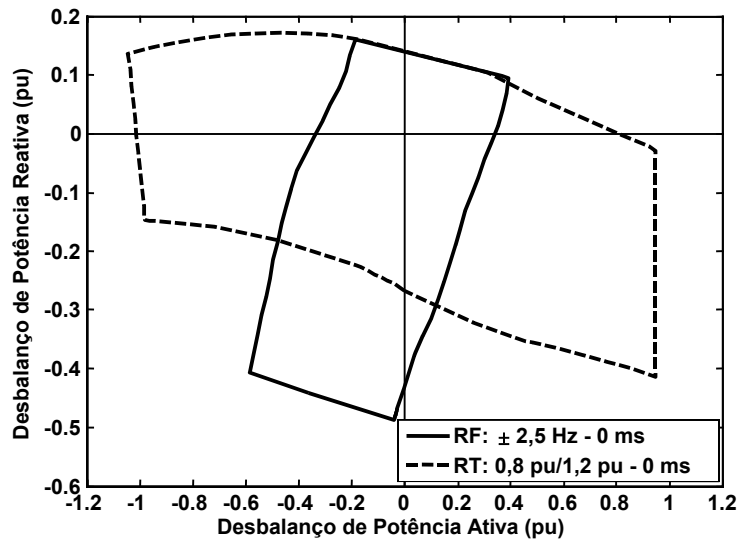


Figura 7.16 - Zonas de não detecção do relé de frequência e do relé de tensão.

A associação dos relés é bastante simples: o sinal para a abertura do disjuntor do gerador é enviado se apenas um ou ambos os relés atuarem. A Figura 7.17 apresenta o esquema lógico dessa associação.

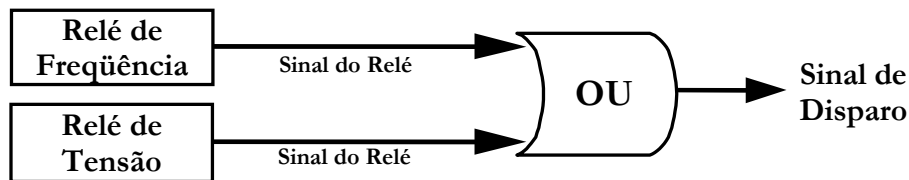


Figura 7.17 - Esquema híbrido de proteção anti-ilhamento.

O resultado dessa associação é apresentado na Figura 7.18, em que **RF** corresponde à zona de não detecção somente do relé de frequência, **RT** representa a zona de não detecção do relé de tensão e **RF+RT** indica a zona de não detecção do esquema híbrido. Nessa figura observam-se dois pontos principais:

1. O desempenho do esquema híbrido para detectar ilhamentos é melhor quando comparado aos desempenhos dos dois relés operando individualmente, pois as ações dos relés se complementam de forma a originar uma menor zona de não detecção;
2. A zona de não detecção resultante é exatamente igual à intersecção das zonas de não detecção do relé de frequência e do relé de tensão, obtidas para os ajustes apresentados.

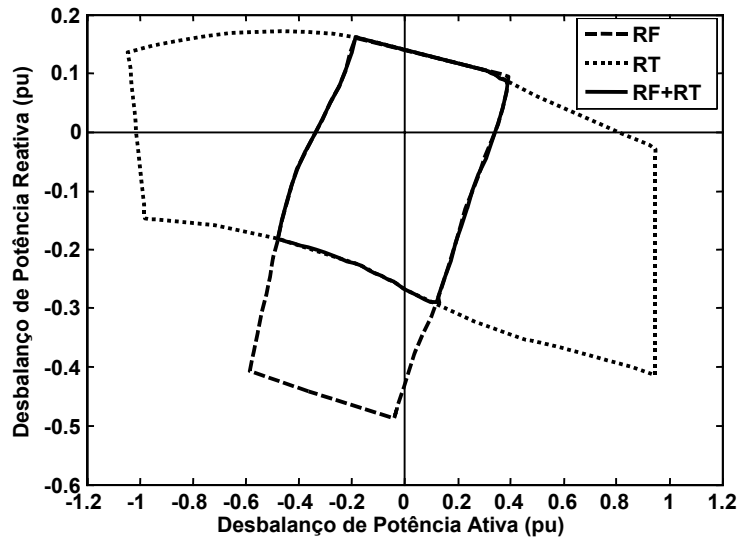


Figura 7.18 - Zona de não detecção da associação de relé de frequência e de tensão ajustados em $\pm 2,5 \text{ Hz} - 0 \text{ ms}$ e $0,80 \text{ pu}/1,20 \text{ pu} - 0 \text{ ms}$, respectivamente.

O esquema híbrido de proteção é facilmente aplicável aos outros relés baseados em medidas de frequência, no entanto essa aplicação não foi apresentada nesta seção por questão de simplicidade. O desempenho da associação do relé de tensão com o relé de taxa de variação de frequência ou com o relé de deslocamento de fase pode ser avaliado pela intersecção das zonas de não detecção correspondentes.

7.2.4 Avaliação do Desempenho de Diferentes Relés Baseados em Medidas de Frequência

Uma das principais vantagens do método da zona de não detecção é a capacidade de comparar o desempenho de relés baseados em diferentes medidas quanto à capacidade de detecção de ilhamento de forma simples. Na Figura 7.16, um relé de frequência e um relé de tensão foram comparados no plano $\Delta Q \times \Delta P$. Nesta seção os relés baseados em medidas de frequência são comparados entre si, quanto às suas capacidades de detectar ilhamentos.

Para realizar essa análise, considerou-se o Sistema 1, cargas do tipo impedância constante, regulador de tensão em modo de controle de tensão terminal e tempo de detecção igual a 500 ms. Além disso, foram utilizados ajustes equivalentes para os relés de frequência e de deslocamento de fase: $\pm 2,5 \text{ Hz} - 0 \text{ ms}$ e 15 graus, respectivamente. Para o relé de taxa de variação de frequência o ajuste $1,0 \text{ Hz/s} - 0 \text{ ms}$ foi analisado. Os resultados são apresentados na Figura 7.19. Nesta figura, observa-se que o relé de taxa de variação de frequência tem melhor capacidade de detecção de ilhamentos, pois a zona de não detecção relacionada ao ajuste analisado é menor do que as zonas de não detecção dos outros relés. Observa-se também uma semelhança entre as zonas de não detecção dos relés de frequência e deslocamento de fase, indicando que os desempenhos de ambos são

semelhantes para ajustes equivalentes, tal como observado no Capítulo 4. As diferenças entre as zonas de não detecção desses dois relés ocorrem por causa do atraso inerente do relé de frequência, o qual é desprezado para o relé de deslocamento de fase. No entanto, conforme discutido no Capítulo 4, essas diferenças tendem a diminuir para tempos de detecção maiores que 500 ms.

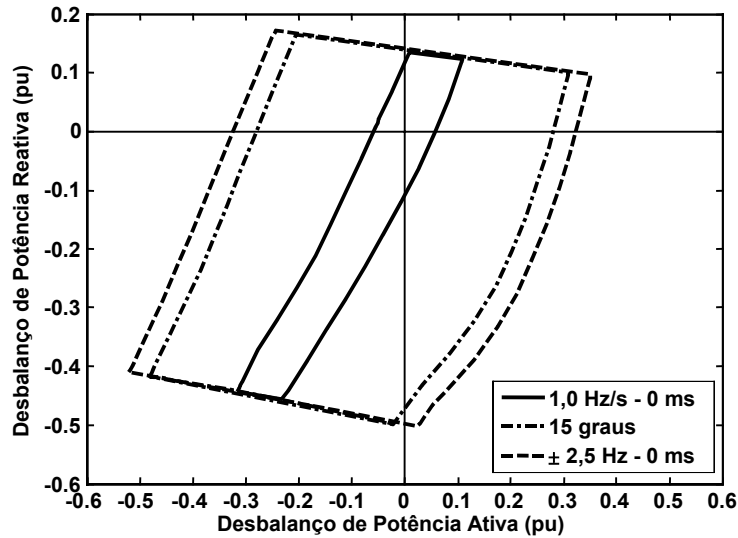


Figura 7.19 - Comparação dos relés baseados em medidas de frequência usando o método da zona de não detecção.

7.2.5 Aplicação do Método da Zona de Não Detecção no Sistema 2

Nesta seção a generalidade do método da zona de não detecção será verificada utilizando o Sistema 2. São apresentadas análises semelhantes às realizadas nas seções 7.1.1 e 7.1.2 para os relés baseados em medidas de frequência e para o relé de tensão, respectivamente. Todos os resultados foram obtidos considerando cargas do tipo impedância constante. Além disso, para as análises realizadas com o relé de frequência, o regulador de tensão do gerador distribuído foi configurado para controlar a tensão terminal do gerador. Já para analisar o relé de tensão, considerou-se que o regulador de tensão controlava potência reativa.

Relé de Frequência

A Figura 7.20 compara a capacidade de detecção do relé de frequência para três ajustes instantâneos, por meio do método da zona de não detecção. Observa-se, tal como mostrado para o Sistema 1, que quanto maior o ajuste, mais ampla é a faixa de valores de desbalanço de potência ativa que a zona de não detecção abrange. No entanto, comparando as zonas de não detecção da Figura 7.3 para o Sistema 1 com a Figura 7.20, nota-se que as primeiras têm um comprimento maior ao longo do eixo das ordenadas do que as segundas. Além disso, com relação ao Sistema 2, observa-se que as zonas de não detecção não atingem o primeiro quadrante do plano $\Delta Q \times \Delta P$, ou seja, a região de excesso de potência ativa e reativa. Essas duas características indicam que as zonas de não

detecção e, conseqüentemente o desempenho do relé, dependem não só do tipo e das características do relé de proteção em si, mas também das características do sistema elétrico: parâmetros do gerador e das linhas, cargas e transformadores, regulador de tensão entre outras. Por exemplo, para o Sistema 2 operar com excesso de potência ativa e reativa na provável ilha formada é necessário que as tensões de algumas barras atingissem valores superiores a 1,05 pu em regime permanente, o que não é admitido nesta tese. Isso já não aconteceu para o Sistema 1, ou seja, houve casos de excesso de potência reativa para tensões terminais entre 1 e 1,05 pu. Portanto, na Figura 7.20 toda a área acima do limite superior das zonas de não detecção refere-se a condições não admissíveis para a operação do sistema elétrico, pois viola os limites de tensão de regime permanente. Isso também é válido para os outros casos analisados nesta seção.

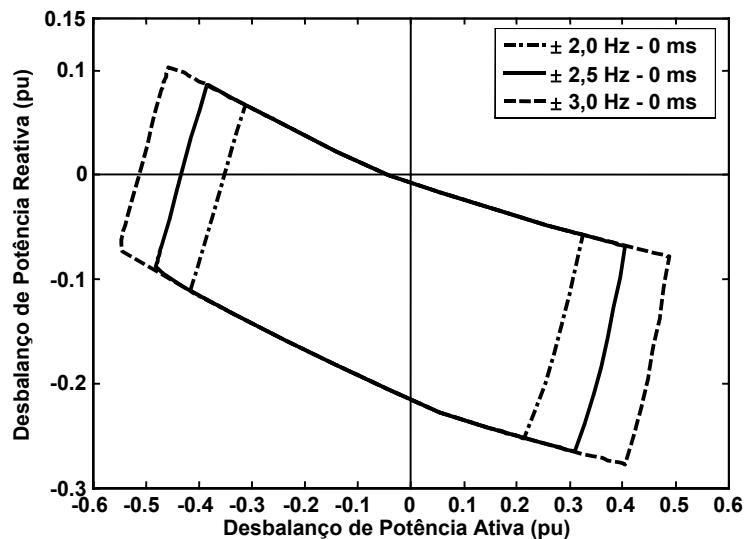


Figura 7.20 - Zona de não detecção de três ajustes de um relé de frequência instalado no Sistema 2, considerando tempo de detecção igual a 500 ms.

A Figura 7.21 mostra o desempenho do relé de frequência considerando dois tempos de detecção requeridos pela concessionária. Observa-se o significativo aumento da capacidade de detecção do relé se o tempo de detecção for elevado de 500 ms para 1000 ms.

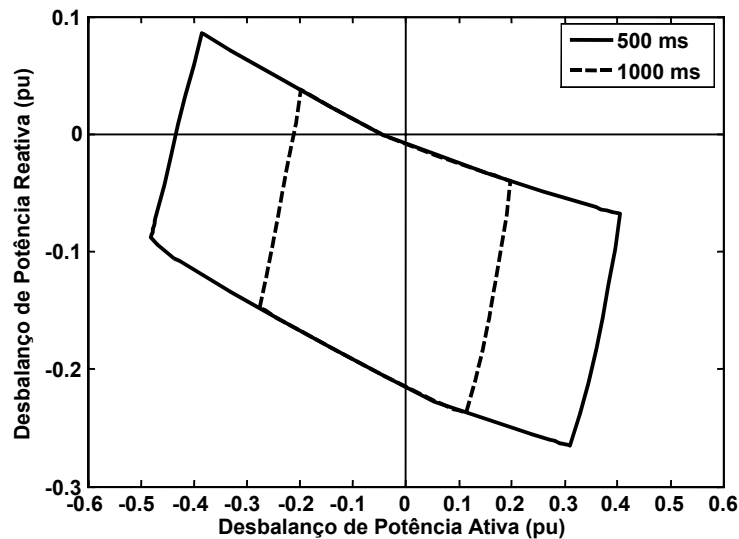


Figura 7.21 - Zonas de não detecção de um relé de frequência ajustado em $\pm 2,5$ Hz - 0 ms, considerando dois tempos de detecção requeridos e o Sistema 2.

Finalmente, na Figura 7.22 mostra o efeito de uma temporização de 100 ms no ajuste do relé de frequência. Observa-se claramente a redução da capacidade de detecção do ilhamento dentro do tempo requisitado, se o ajuste for temporizado.

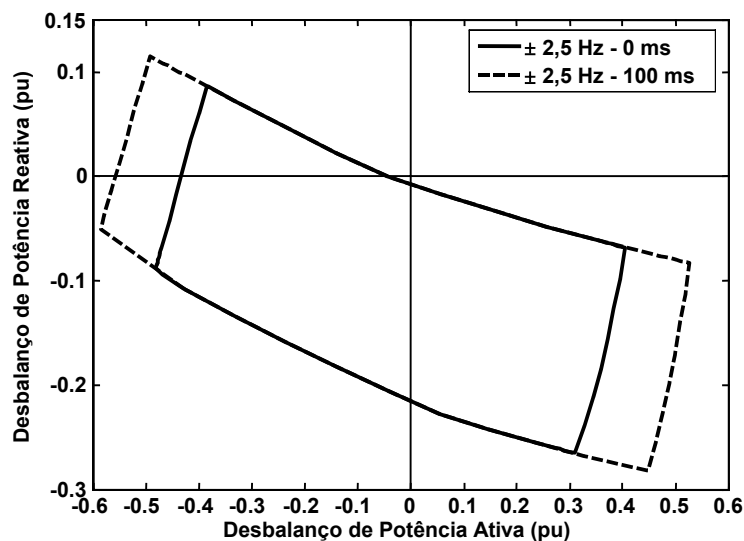


Figura 7.22 - Zonas de não detecção de um relé de frequência: comparação entre ajuste instantâneo e temporizado, considerando o Sistema 2 e tempo de detecção igual a 500 ms.

As análises anteriores mostraram que, embora as zonas de não detecção tenham formatos um pouco diferentes entre os Sistemas 1 e 2 para os mesmos ajustes do relé, os conceitos envolvidos são os mesmos e isso garante a generalidade do método para aplicá-lo em outros sistemas elétricos. Destaca-se que as mesmas conclusões são válidas para os relés de taxa de variação de frequência e de deslocamento de fase.

Relé de Tensão

Considerando o tempo de detecção igual a 500 ms e apenas as condições operativas válidas, o relé de tensão não atuou para nenhum dos ajustes típicos analisados nesta tese, ou seja, 0,8/1,2 pu; 0,7/1,3 pu e 0,6/1,4 pu, todos instantâneos. Como consequência disso, as zonas de não detecção desses ajustes foram exatamente iguais. Por isso, essa comparação não será apresentada nesta tese.

Na Figura 7.23, mostram-se as zonas de não detecção referentes ao ajuste de 0,80 pu e 1,20 pu, considerando o tempo de detecção igual a 500 ms e 1000 ms. Observa-se a eficácia do relé em detectar ilhamentos em 1000 ms, visto que não houve atuação para o caso em que o tempo de detecção é igual a 500 ms. Logo, o relé de tensão apresenta melhor desempenho para tempos de detecção mais elevados.

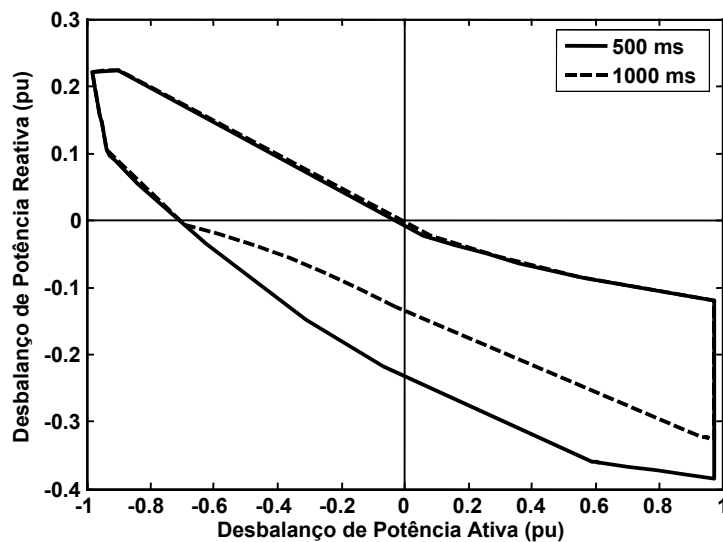


Figura 7.23 - Zonas de não detecção de um relé de tensão ajustado a 0,8 pu e 1,2 pu instantâneos, considerando dois tempos de detecção de ilhamento e o Sistema 2.

7.3 Conclusões

A abordagem utilizada nesta tese para aplicar o método da zona de não detecção em sistemas de proteção anti-ilhamento de geradores síncronos mostrou ser bastante útil, sobretudo para avaliar comparativamente a capacidade de detecção e caracterizar a operação dos principais relés usados para desempenhar tal função. Essa metodologia garante que o relé não atuará se, na ocorrência de um ilhamento, a condição operativa da rede elétrica cause desbalanços de potência ativa e reativa que estejam localizados dentro da zona de não detecção. Os resultados apresentados neste capítulo levam às seguintes conclusões:

- Quanto mais sensível o ajuste do relé, seja ele relé de tensão ou baseado em medidas de frequência, melhor pode ser seu desempenho para detectar ilhamentos, pois sua zona de não detecção tende a ser menor, como observado em grande parte dos casos analisados nesta tese;
- Quanto maior o tempo requerido para a detecção do ilhamento, melhor é o desempenho do relé;
- O tipo de carga influencia fortemente o comportamento dos relés baseados em medidas de frequência e de tensão, alterando de maneira significativa suas zonas de não detecção. Considerando os três tipos de carga empregados nesta tese e o método da zona de não detecção, foram introduzidos dois novos conceitos neste capítulo: a mínima zona de não detecção e a máxima zona de não detecção. A primeira compreende uma região formada pela intersecção das zonas de não detecção dos três tipos de carga. Embora a mínima zona de não detecção não seja recomendável para os casos mais conservadores, ela garante que os níveis de desbalanços de potência ativa e reativa localizados em seu interior não causam a operação do relé. Para análises mais seguras, recomenda-se utilizar a máxima zona de não detecção, formada pela união das zonas de não detecção referentes a cada tipo de carga;
- Aliado ao tipo de carga, o método da zona de não detecção mostrou que o modo de controle do regulador de tensão do gerador também tem grande influência no desempenho dos relés abordados nesta tese. A condição em que o regulador opera em modo de controle de potência reativa mostrou ser uma condição interessante de operação, pois apresenta duas vantagens relacionadas à capacidade de detecção de ilhamento: (i) os relés de tensão são mais eficientes neste modo de controle do regulador de tensão e (ii) como consequência disso, é possível estabelecer esquemas híbridos de proteção para melhorar a capacidade de detecção do esquema de proteção anti-ilhamento. Como exemplo disso, verificou-se que as capacidades de detecção de ilhamento dos relés baseados em medidas de frequência e dos relés de tensão são complementares, de forma que a associação desses relés originou um esquema de proteção anti-ilhamento mais eficiente quando comparado à ação individual dos mesmos;

- O método da zona de não detecção permite que os desempenhos dos relés baseados em medidas de frequência e dos relés de tensão sejam avaliados, simultaneamente, no plano $\Delta Q \times \Delta P$. A partir dessa comparação notou-se que as ações desses dois tipos de relés se complementam. Em relação à comparação dos desempenhos dos relés baseados em medidas de frequência, as conclusões obtidas corroboram com aquelas obtidas no Capítulo 4, ou seja: (i) os relés de taxa de variação de frequência apresentam melhor desempenho para ajustes típicos, visto que têm a menor zona de não detecção e (ii) os desempenhos do relé de frequência e do relé de deslocamento de fase são semelhantes, uma vez que as zonas de não detecção de ajustes equivalentes apresentam quase o mesmo tamanho;
- A generalidade do método foi verificada em dois sistemas elétricos. Mostrou-se que as zonas de não detecção de um relé não dependem exclusivamente do tipo do dispositivo e do ajuste aplicado, mas também das características do sistema elétrico: parâmetros do gerador, distribuição das cargas, parâmetros das linhas e transformadores, características do regulador de tensão entre outras.

Capítulo 8

Método da Região de Aplicação Generalizada

Neste capítulo, os conceitos do método da região de aplicação são estendidos para o plano $\Delta Q \times \Delta P$, dando origem a um novo método para avaliar o desempenho de relés baseados em medidas de frequência denominado **método da região de aplicação generalizada**. A principal contribuição da aplicação deste método é avaliar se determinado ajuste de um relé baseado em medida de frequência satisfaz simultaneamente os critérios de proteção contra ilhamentos e contra variações anormais de frequência, considerando todas as combinações de déficit e excesso de potência ativa e reativa. Os resultados da utilização do método da região de aplicação relacionados à minimização do desbalanço crítico de potência, à minimização dos riscos de ocorrência de atuação indevida e à coordenação de relés baseados em medidas de frequência, apresentados no Capítulo 6, são também avaliados no plano $\Delta Q \times \Delta P$, utilizando o método da região de aplicação generalizada. Esses métodos podem ser utilizados de maneira complementar com o objetivo de proporcionar maior confiabilidade à análise e/ou ao projeto do sistema de proteção, se ambos os critérios de proteção devem ser simultaneamente respeitados. Como o método se baseia em princípios semelhantes ao método da região de aplicação, ele não é aplicável para analisar relés de tensão, segundo os critérios de proteção apresentados nesta tese. Logo, os relés de tensão não serão abordados neste capítulo.

8.1 Região de Aplicação no Plano $\Delta Q \times \Delta P$

O método da região de aplicação generalizada compreende uma região no plano $\Delta Q \times \Delta P$ formada pelas zonas de não detecção referentes aos valores de frequência estabelecidos como limites dos critérios de proteção contra variações anormais de frequência. Para melhor explicar os conceitos envolvidos nesse método, os critérios alternativos de proteção contra variações anormais de

freqüência da Tabela 8.1 serão utilizados. Observa-se nesta tabela que as mesmas variações de freqüência são permitidas tanto para subfreqüências quanto para sobrefreqüências, o que facilitará a compreensão do método. Destaca-se que a Tabela 8.1 tem finalidade única de auxiliar na explicação do método, pois alguns critérios nela apresentados podem não representar situações práticas. O tempo de desconexão nessa tabela inclui o tempo de abertura do disjuntor, assim tempos de detecção do relé inferiores aos apresentados na terceira coluna são permitidos.

Tabela 8.1 - Critérios alternativos de proteção contra variações anormais de freqüência.

Capacidade do Gerador	Freqüência (Hz)	Tempo de Desconexão (s)
> 30 kW	> 63	0,16
	60,5 – 63,0 (ajustável)	Ajustável de 0,16 a 300
	59,5 – 57,0 (ajustável)	Ajustável de 0,16 a 300
	< 57,0	0,16

O critério de proteção contra ilhamentos é o mesmo utilizado nos capítulos anteriores, ou seja, estabelece um tempo máximo de detecção de 500 ms. Assim, obtém-se a região de aplicação de relés baseados em medidas de freqüência no plano $\Delta Q \times \Delta P$, a qual é apresentada na Figura 8.1 para o Sistema 1. Nesta figura há duas zonas de não detecção e a região entre elas é a região de aplicação no plano $\Delta Q \times \Delta P$ (região em cinza) ou, simplesmente, região de aplicação generalizada.

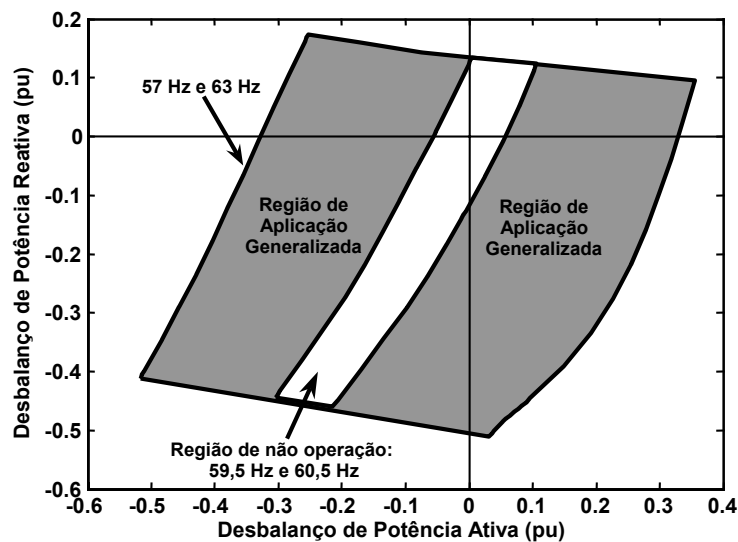


Figura 8.1 - Região de aplicação no plano $\Delta Q \times \Delta P$ considerando os critérios de proteção da Tabela 8.1 e tempo de detecção de ilhamento igual a 500 ms.

As fronteiras da região de aplicação generalizada da Figura 8.1 são compostas pelas seguintes zonas de não detecção:

- Zona de não detecção interna referente aos limites 59,5 Hz e 60,5 Hz: esta região foi obtida segundo os procedimentos descritos no Capítulo 4, considerando um relé de frequência ideal, ou seja, sem o tempo de mínima operação (ver seção 3.3.3) ajustado em 59,5 Hz (ajuste de subfrequência) e 60,5 Hz (ajuste de sobrefrequência), ambos com atuação instantânea. Observa-se que estes valores correspondem aos limites de frequência da Tabela 8.1 entre os quais o gerador não deve ser desligado. Essa zona será denominada de **região de não operação**. Portanto, se ajustes dos relés baseados em medidas de frequência têm zonas de não detecção localizadas dentro da região de não operação, eles violam os critérios de proteção contra variações anormais de frequência. Logo, são ajustes não permitidos ou indesejados;
- Zona de não detecção externa referente aos limites 57 Hz e 63 Hz: esta região foi obtida segundo os procedimentos descritos no Capítulo 4, considerando um relé de frequência ideal ajustado em 57 Hz (ajuste de subfrequência) e 63 Hz (ajuste de sobrefrequência), ambos com atuação instantânea. Estes valores correspondem aos limites de frequência da Tabela 8.1 além dos quais o gerador deve ser imediatamente desligado. Considera-se também que a violação desses limites deve ser instantaneamente detectada. Do ponto de vista de detecção de ilhamento, quanto maior a zona de não detecção de um relé, pior é o seu desempenho. Logo, se ambos os critérios devem ser satisfeitos a zona de não detecção dos relés deve ser limitada pela fronteira externa da região de aplicação generalizada. Portanto, ajustes de relés baseados em medidas de frequência cujas zonas de não detecção sejam maiores do que a região de aplicação generalizada ou que violem uma das fronteiras dessa região não são permitidos ou desejados.

O tempo requerido para a detecção do ilhamento influencia o tamanho das zonas de não detecção, como explicado no Capítulo 7. As zonas de não detecção da Figura 8.1 foram obtidas segundo os procedimentos apresentados na seção 7.1, considerando o regulador de tensão do gerador do Sistema 1 em modo de controle de tensão terminal. Essa consideração será admitida para todos os resultados apresentados neste capítulo. Além disso, a região de aplicação generalizada estabelece limites teóricos, por isso a obtenção das zonas de não detecção que a compõem não deve considerar a temporização dos ajustes e nem o atraso de mínima operação do relé de frequência.

Em suma, o método da região de aplicação generalizada consiste em determinar a região de aplicação no plano $\Delta Q \times \Delta P$ segundo os critérios de proteção contra ilhamento e contra variações anormais de frequência, com a finalidade geral de avaliar ou ajustar relés baseados em medidas de frequência de modo a satisfazer ambos os critérios simultaneamente. O princípio desse método é verificar se a zona de não detecção de determinado relé está dentro da região de aplicação

generalizada. Se essa determinação não for atendida, o relé viola um ou ambos os critérios de proteção.

Uma vez explicado o conceito do método da região de aplicação generalizada é necessário obter a região de aplicação no plano $\Delta Q \times \Delta P$ para critérios de proteção mais próximos a situações reais, a fim de proceder às análises posteriores. Para tanto, serão utilizados os critérios de proteção da Tabela 8.2, já apresentados no Capítulo 6. Nesta tabela, o tempo de desconexão compreende o tempo desde o início da ocorrência da variação anormal da tensão e da frequência até a abertura do disjuntor do gerador distribuído. Como nesta tese considera-se apenas o tempo de detecção do relé, tempos de atuação inferiores aos apresentados nas tabelas são permitidos. Além disso, para a faixa de limites ajustáveis de subfrequência foi admitido 59,5 Hz – 57,0 Hz em vez de 59,8 Hz – 57,0 Hz, como em IEEE Std 1547 (2003), pois valores menores ou iguais a 59,5 Hz são mais utilizados na proteção de geradores síncronos em 60 Hz (BC Hydro, 1998; Alberta Distributed Generation Technical and Policy Committee, 2002; Manitoba Hydro, 2003; Patel et al., 2004).

Tabela 8.2 - Critérios de proteção contra variações anormais de frequência.

Capacidade do Gerador	Frequência (Hz)	Tempo de Desconexão (s) ¹
≤ 30 kW	$> 60,5$	0,16
	$< 59,3$	0,16
> 30 kW	$> 60,5$	0,16
	59,8 – 57,0 (ajustável)	Ajustável de 0,16 a 300
	$< 57,0$	0,16

¹ ger. ≤ 30 kW, máximo tempo de desconexão; ger. > 30 kW, tempos de desconexão normais.

O critério de proteção anti-ilhamento permanece o mesmo, ou seja, o tempo máximo requerido para a detecção é igual a 500 ms. Observa-se que os critérios de proteção da Tabela 8.2 não contemplam as mesmas variações de frequência para os casos de sub e sobrefrequência. A região de aplicação generalizada obtida segundo os critérios da tabela anterior é apresentada na Figura 8.2, onde nota-se que ela é diferente da apresentada na Figura 8.1. A diferença está nos casos de sobrefrequência no sistema elétrico, pois os critérios da Tabela 8.2 são mais restritivos do que aqueles da Tabela 8.1. Assim, a região que contempla os critérios contra sobrefrequências acima de 60,5 Hz é a própria fronteira da região de aplicação generalizada, situada no primeiro e quarto quadrantes e em parte do terceiro quadrante. Neste caso, para que um determinado ajuste esteja adequado, sua zona de não detecção deve se sobrepor a essa fronteira ou tangenciá-la, sem infringir a região de não operação. Para as situações de subfrequência, existe maior flexibilidade quanto aos critérios de proteção, observada pela formação da região representada em cinza. Exemplos de aplicação desse método são apresentados nas seções seguintes. Ressalta-se que a região de aplicação generalizada empregada nesses exemplos é a apresentada na Figura 8.2.

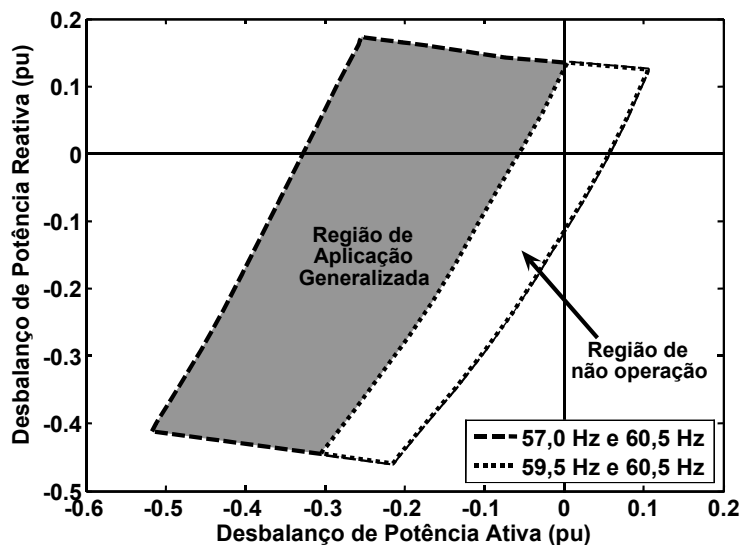


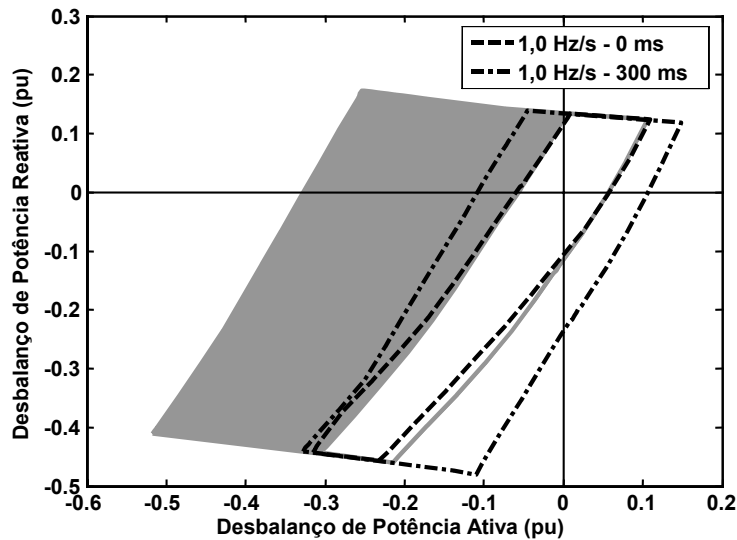
Figura 8.2 - Região de aplicação generalizada considerando os critérios de proteção da Tabela 8.2 e tempo de detecção de ilhamento igual a 500 ms.

8.2 Utilização do Método da Região de Aplicação Generalizada

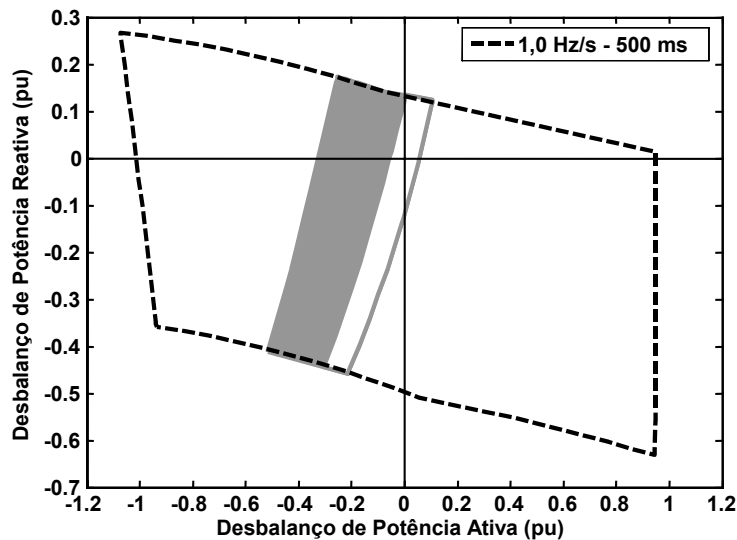
Nesta seção, alguns exemplos do uso do método da região de aplicação generalizada são apresentados a fim de verificar a utilidade do mesmo. As análises realizadas são semelhantes às apresentadas no Capítulo 6 para o método da região de aplicação com o objetivo de demonstrar que o método da região de aplicação generalizada pode fornecer resultados complementares aos obtidos pelo método anterior. Todas as análises foram realizadas utilizando o Sistema 1.

Inicialmente, considera-se o relé de taxa de variação de frequência e três ajustes: 1,0 Hz/s – 0 ms, 1,0 Hz/s – 300 ms e 1,0 Hz/s – 500 ms. A aplicação do método para avaliar o desempenho desse relé e seus ajustes é apresentado na Figura 8.3. Para o relé ajustado em 1,0 Hz/s – 0 ms observa-se que os critérios de proteção são simultaneamente satisfeitos para muitos casos de desbalanço de potência ativa e reativa. No entanto, há casos de déficit de potência ativa e reativa em que esse ajuste viola o critério de proteção contra variações anormais de frequência, pois no terceiro quadrante a fronteira de sua zona de não detecção encontra-se dentro da região de não operação. Isso pode ser confirmado pela Figura 6.4, no Capítulo 6, onde se mostra que a região de aplicação é parcialmente violada pelo ajuste 1,0 Hz/s – 0 ms. Em relação ao ajuste de 1,0 Hz/s – 300 ms, este também viola parcialmente a região de aplicação generalizada segundo o critério de proteção contra sobrefrequências anormais no sistema elétrico, pois a zona de não detecção correspondente ultrapassa o limite externo da região de aplicação generalizada. Portanto, esses dois exemplos mostraram que o método aqui proposto permite identificar as condições operativas do sistema elétrico que satisfazem ambos os critérios de proteção simultaneamente. Ressalta-se que o ajuste de 1,0 Hz/s – 300 ms está adequado para proteger o gerador contra ilhamentos e, nesse caso, não é

função do relé de taxa de variação de frequência proteger a máquina contra sobrefrequências anormais do sistema elétrico causadas por outro tipo de evento. Assim, normalmente instala-se um relé de frequência com estágio de sobrefrequência específico para essa função. A operação coordenada de relés de proteção anti-ilhamento com relés de proteção contra variações anormais de frequência foi discutida no Capítulo 6.



(a) Violação parcial da região de aplicação generalizada.



(b) Violação total da região de aplicação generalizada.

Figura 8.3 - Avaliação do desempenho do relé de taxa de variação de frequência usando o método da região de aplicação generalizada.

A título de ilustração, a Figura 8.3(b) mostra a zona de não detecção referente ao ajuste 1,0 Hz/s – 500 ms e a região de aplicação generalizada. Era esperado que esse ajuste violasse o critério de

proteção contra ilhamentos, visto que a temporização aplicada é igual ao tempo de detecção requerido. Esse fato é prontamente comprovado nessa figura, pois a zona de não detecção correspondente é maior que a região de aplicação generalizada, violando-a totalmente e confirmado que o mesmo não está adequado para satisfazer simultaneamente os critérios de proteção contra ilhamentos e contra variações anormais de frequência.

8.2.1 Utilização do Método da Região de Aplicação Generalizada para Minimizar o Desbalanço Crítico de Potência Ativa

No Capítulo 6 foi introduzido o conceito de mínimo desbalanço crítico de potência ativa, o qual estabelece o menor valor de desbalanço crítico de potência ativa referente a determinado ajuste para que ambos os critérios de proteção sejam simultaneamente satisfeitos. Esse valor é determinado pela intersecção da curva do limite inferior da região de aplicação com a reta horizontal que define o tempo de detecção requerido. A Figura 8.4 indica esse valor para uma situação de subfrequência apresentada no Capítulo 6 para o Sistema 1. Nessa figura, o mínimo valor de desbalanço crítico é 13,45 %. Nota-se que esse valor foi obtido considerando uma situação de déficit de potência ativa e reativa.

De acordo o método proposto neste capítulo, as fronteiras da região de não operação são compostas pelos valores de mínimo desbalanço crítico de potência ativa, obtidos em diversos pontos de operação permitidos do sistema elétrico, *i.e.* diferentes combinações de excesso e déficit de potência ativa e reativa. Portanto, os ajustes que minimizam o desbalanço crítico de potência ativa devem ter zonas de não detecção mais próximas possíveis da região de não operação. Neste contexto, o método da região de aplicação generalizada foi utilizado para avaliar os ajustes dos três relés baseados em medidas de frequência utilizados para proteção contra ilhamento. Os respectivos ajustes são apresentados a seguir:

- Relé de sub/sobrefrequência (RF): 59,4 Hz – 0 ms e 60,6 Hz – 0 ms;
- Relé de taxa de variação de frequência (RTVF): 1 Hz/s – 150 ms;
- Relé de deslocamento de fase (RDF): 3,6°.

A escolha desses ajustes deve-se ao fato de que os mesmos minimizaram o desbalanço crítico de potência ativa, por meio do uso do método da região de aplicação, conforme apresentado na seção 6.3.1. Portanto, o método da região de aplicação generalizada também pode ser utilizado como ferramenta complementar ao método da região de aplicação, uma vez que considera as diferentes condições de déficit e excesso de potência ativa e reativa. Os resultados da aplicação desse método são apresentados na Figura 8.5. Observa-se que nenhum dos ajustes apresenta zona de não detecção ou parte dela situada dentro da região de não operação. Isso significa que os relés não atuarão para variações de frequência entre 59,5 Hz e 60,5 Hz. Entretanto, parte das zonas de não detecção está

situada fora do limite externo da região de aplicação generalizada, indicando que o critério de proteção contra sobrefrequências anormais foi violado por esses dispositivos nesse caso (ver primeiro, terceiro e quarto quadrantes). Nota-se que as zonas de não detecção dos relés estão muito próximas ao limite externo da região de aplicação generalizada no primeiro, terceiro e quarto quadrantes, de forma que essa violação pode ser desconsiderada. Além disso, os desbalanços críticos de potência ativa foram minimizados, pois as zonas de não detecção estão muito próximas das fronteiras da região de não operação em todos os quadrantes do plano $\Delta Q \times \Delta P$.

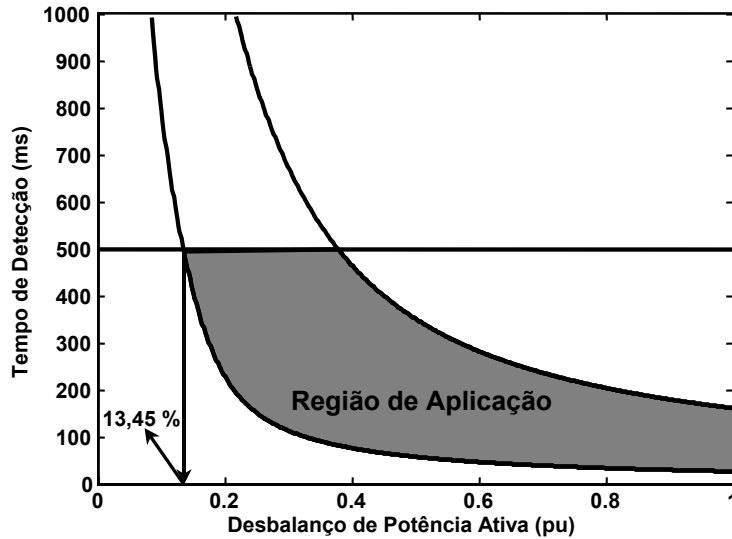


Figura 8.4 - Região de aplicação de relés baseados em medidas de frequência e mínimo desbalanço crítico.

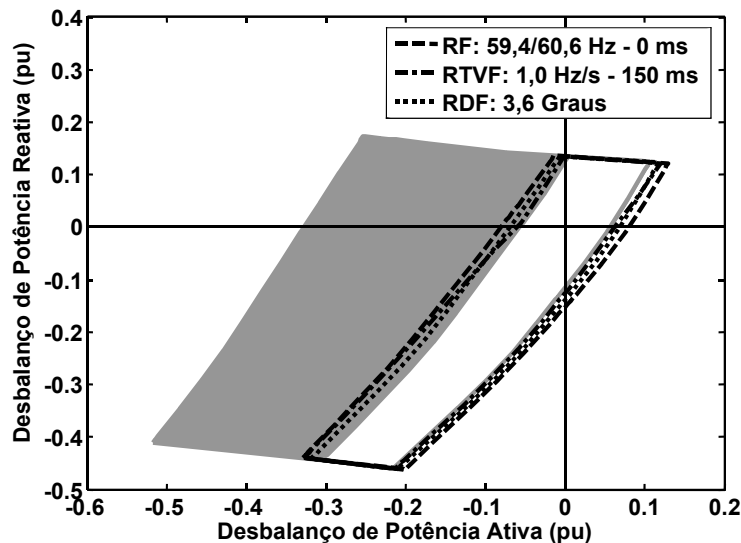


Figura 8.5 - Emprego do método da região de aplicação generalizada para minimizar o desbalanço crítico de potência ativa.

8.2.2 Utilização do Método da Região de Aplicação Generalizada para Minimizar Riscos de Atuações Indevidas dos Relés

Ajustes que minimizam o desbalanço crítico de potência ativa podem ser muito sensíveis e causar desligamentos desnecessários do gerador para outros tipos de transitórios na rede elétrica, como por exemplo chaveamento de cargas e curtos-circuitos. No Capítulo 6, o método da região de aplicação foi utilizado para encontrar alguns ajustes dos relés de frequência e de taxa de variação de frequência capazes de minimizar casos de atuação indevida dos mesmos, mantendo ambos os critérios de proteção satisfeitos. Os resultados, obtidos para o Sistema 1, são repetidos na Figura 8.6 para melhor compreensão. De acordo com os conceitos do método da região de aplicação, os ajustes dos relés devem ser estabelecidos de tal forma que a temporização aplicada seja elevada o suficiente para que a curva de desempenho do ajuste não ultrapasse a linha horizontal do tempo de detecção, permitindo que os valores dos desbalanços críticos associados sejam próximos aos valores do mínimo desbalanço crítico de potência ativa.

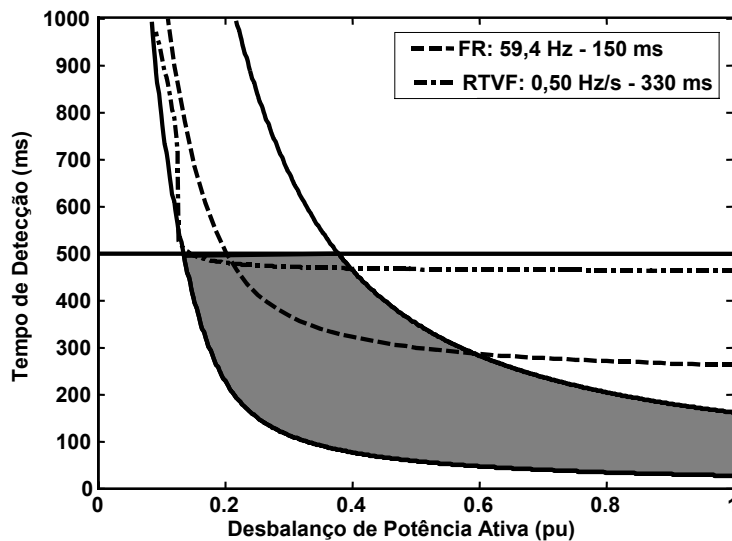


Figura 8.6 - Ajustes dos relés df/dt e de frequência para minimizar o risco de atuação indevida, satisfazendo ambos os critérios de proteção.

A Figura 8.6 apresenta apenas casos de subfrequência, os quais foram obtidos considerando o regulador de tensão configurado para controlar a tensão terminal do gerador em 1 pu. Para verificar se os ajustes apresentados nessa figura satisfazem simultaneamente ambos os critérios de proteção considerando diversos pontos de operação do sistema elétrico, o método da região de aplicação generalizada pode ser empregado. Os resultados são apresentados na Figura 8.7. Considerou-se que o estágio de sobrefrequência do relé de frequência foi ajustado em 60,6 Hz com atuação instantânea. Os relés satisfazem ambos os critérios de proteção simultaneamente para os casos de déficit de potência ativa e excesso de reativa (segundo quadrante) e para a maior parte dos casos de déficit de potência ativa e reativa (terceiro quadrante). As regiões em que os critérios são simultaneamente

satisfeitos estão relacionadas à ocorrência de subfrequências no sistema elétrico. Além disso, observa-se que a região de não operação não foi violada por nenhum dos ajustes. Novamente o critério de proteção contra sobrefrequências foi violado pelos relés, uma vez que parte de suas zonas de não detecção ultrapassa o limite externo da região de aplicação generalizada no primeiro, terceiro e quarto quadrantes. Em relação ao relé de frequência, essa violação pode ser considerada pequena, visto que a fronteira da zona de não detecção correspondente está muito próxima ao limite da região de aplicação generalizada nesses quadrantes. Por outro lado, o relé de taxa de variação de frequência ajustado conforme mostrado na Figura 8.7, viola significativamente o critério de proteção contra sobrefrequências em parte do terceiro quadrante. Ressalta-se que ambos os ajustes estão adequados para proteger o gerador contra ilhamentos sem atuar para valores de frequência do sistema elétrico entre 59,5 Hz e 60,5 Hz. Mostrou-se, com este exemplo, que o método da região de aplicação generalizada também pode ser usado como ferramenta complementar ao método da região de aplicação.

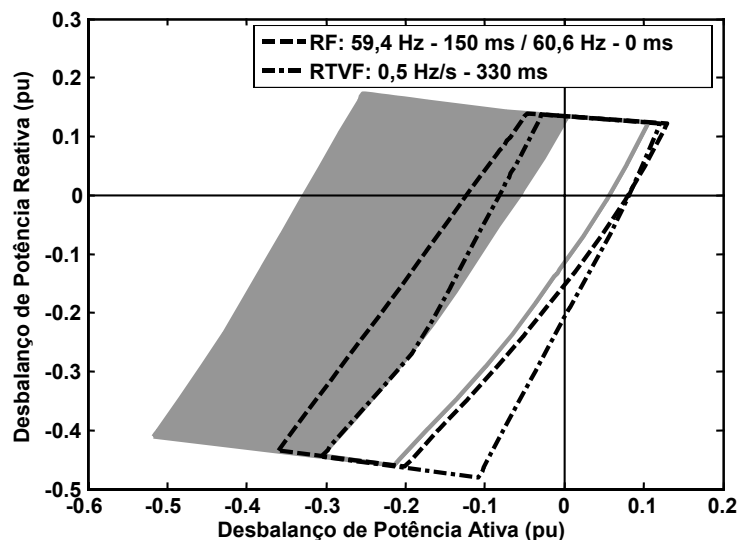


Figura 8.7 - Método da região de aplicação generalizada utilizado para avaliar os ajustes que minimizam riscos de atuação indevida dos relés.

Em resumo, o emprego do método proposto para minimizar os riscos de atuação indevida dos relés de proteção e satisfazer ambos os critérios de proteção consiste na busca dos ajustes mais adequados que atendam as seguintes características:

- O valor ajustado e/ou temporização aplicados a um relé usado para a detecção de ilhamento devem ser elevados o suficiente para evitar a ocorrência de atuação indevida, mas a zona de não detecção não deve violar a fronteira externa da região de aplicação generalizada, para que os critérios contra variações excessivas de frequência não sejam violados. Caso ocorra tal violação, é necessária a instalação de um dispositivo de proteção com atuação instantânea específico para este fim;

- O valor ajustado e/ou a temporização devem ser aplicados com o objetivo de manter a zona de não detecção correspondente o mais próximo possível da região de não operação, sem invadi-la, para garantir que o desbalanço crítico também seja minimizado.

Ajustes que atendem à primeira característica somente minimizam os riscos de atuação indevida dos relés, porém se ambas forem simultaneamente satisfeitas, garante-se que o desbalanço crítico de potência ativa também é minimizado. Logo, o emprego do método da região de aplicação generalizada pode, de fato, melhorar o desempenho do esquema de proteção de forma que ambos os requisitos de proteção sejam simultaneamente satisfeitos.

8.2.3 Coordenação de Relés Baseados em Medidas de Frequência

No método da região de aplicação generalizada o tempo de atuação dos relés não é explicitamente considerado. Dessa forma, não é possível utilizar exclusivamente esse método para coordenar relés baseados em medidas de frequência. Portanto, para auxiliar a realização de tal função eficientemente, ele deve ser empregado para complementar o método da região de aplicação, de acordo com os procedimentos apresentados a seguir:

- Inicialmente, utiliza-se o método da região de aplicação para obter os ajustes adequados para o modo usual de operação do sistema elétrico e segundo o objetivo desejado (coordenação de relés baseados em medidas de frequência);
- Em seguida, emprega-se o método da região de aplicação generalizada para verificar se os ajustes escolhidos para os relés não violam os critérios de proteção para algum ponto de operação do sistema elétrico. Os resultados do emprego desse método devem ser cuidadosamente avaliados para decidir sobre a necessidade de alterações desses ajustes.

O exemplo da coordenação de um relé de taxa de variação de frequência com um relé de frequência apresentado na seção 6.3.3 é utilizado nesta seção. Os ajustes escolhidos para ambos os relés são reapresentados na Figura 8.8, para o caso de subfrequência. Nesta figura, a curva em traço negro cheio é a característica efetiva de proteção do esquema composto pelos dois relés analisados. Para aplicar o método da região de aplicação generalizada, o ajuste de sobrefrequência do relé de frequência será admitido como 60,6 Hz com atuação instantânea.

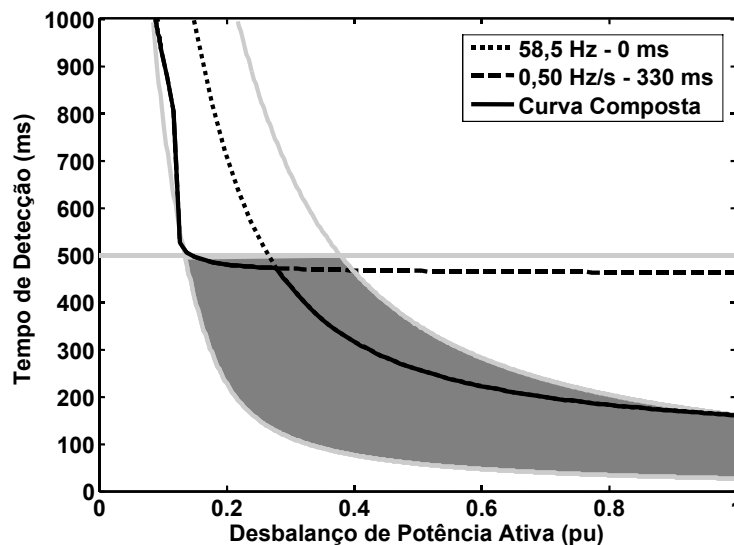


Figura 8.8 - Exemplo de coordenação de um relé de taxa de variação de frequência com um relé de frequência - situação de subfrequência.

Pelo método da região de aplicação generalizada, observa-se na Figura 8.9 que os ajustes aplicados para coordenar os relés não violam os critérios de proteção em muitos casos de déficit de potência ativa, em especial, quando há eventos que causam subfrequências no sistema elétrico. Analisando o relé de taxa de variação de frequência individualmente, observa-se que o ajuste aplicado viola significativamente o limite externo da região de aplicação generalizada em parte do terceiro quadrante. Por outro lado, a zona de não detecção obtida da ação conjunta de ambos os relés origina uma característica de proteção (**RF+RTVF**) que pode satisfazer ambos os critérios simultaneamente. Observa-se, na Figura 8.9, que a fronteira externa da região de aplicação generalizada é pouco ultrapassada pela zona de não detecção de **RF+RTVF** no primeiro, terceiro e quarto quadrantes (situações de sobrefrequência). Por ser pequena, essa pequena violação pode ser desconsiderada neste caso.

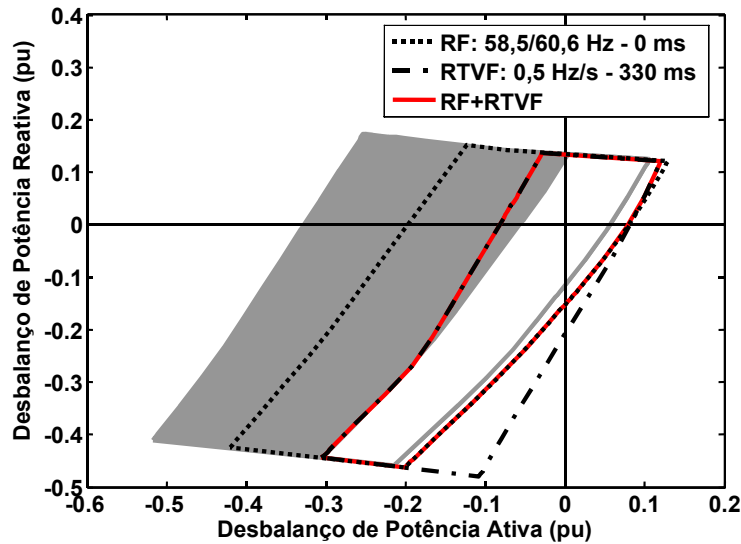


Figura 8.9 - Emprego do método da região de aplicação generalizada para avaliar a coordenação entre um relé de taxa de variação de frequência e um relé de frequência.

8.2.4 Emprego do Método da Região de Aplicação Generalizada no Sistema 2

A generalidade desse método é verificada pela sua aplicação no Sistema 2 considerando os critérios de proteção da Tabela 8.2 e 500 ms como tempo máximo requerido para a detecção do ilhamento. Os seguintes relés e respectivos ajustes são analisados:

- Relé de sub/sobrefrequência (RF): 58,5 Hz – 0 ms e 60,6 Hz – 0 ms;
- Relé de taxa de variação de frequência (RTVF): 0,50 Hz/s – 330 ms;
- Relé de deslocamento de fase (RDF): 3,6°.

Os resultados dessa análise são apresentados na Figura 8.10. As zonas de não detecção foram obtidas considerando cargas do tipo impedância constante e regulador de tensão em modo de controle da tensão terminal. As conclusões para este caso são similares às obtidas nas seções anteriores para o Sistema 1, visto que os mesmos critérios de proteção e os mesmos ajustes dos relés foram empregados. Em suma, os ajustes aplicados nos relés estão adequados para proteger o gerador contra ilhamento, sem atuar indevidamente para valores de frequência entre 59,5 Hz e 60,5 Hz e sem violar os critérios de proteção contra subfrequências excessivas. No entanto, os relés violam parcialmente o limite externo da região de aplicação generalizada. A maior violação ocorre para o relé de taxa de variação de frequência e ela não caracteriza um problema, desde que haja um relé de frequência ajustado para atuar instantaneamente para frequências superiores a 60,5 Hz.

Destaca-se que as áreas das regiões de aplicação generalizadas obtidas para os sistemas 1 e 2 são diferentes por causa das características do sistema elétrico. No entanto, os conceitos envolvidos no método proposto neste capítulo bem como sua forma de aplicação são comuns a ambos sistemas

elétricos. Isso pode ser estendido a outros sistemas elétricos aos quais o método venha a ser empregado.

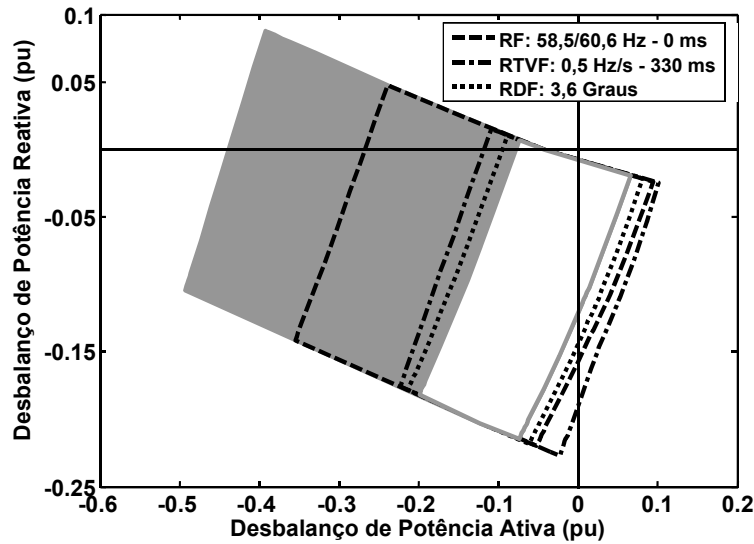


Figura 8.10 - Emprego do método da região de aplicação generalizada no Sistema 2.

8.3 Conclusões

O método proposto neste capítulo mostrou-se útil para avaliar relés baseados em medidas de frequência quando os critérios de proteção contra ilhamentos e contra variações anormais de frequência devem ser simultaneamente satisfeitos. Este método caracteriza-se como uma maneira inovadora de aplicar os conceitos das zonas de não detecção desses relés, visando verificar a adequação dos ajustes para diversos pontos de operação do sistema elétrico. Importantes aplicações deste método abrangem a minimização do desbalanço crítico de potência ativa e a minimização dos riscos de atuação indevida dos relés. Além disso, ele pode ser empregado como ferramenta de análise complementar ao método da região de aplicação, para desempenhar as funções descritas anteriormente e, sobretudo, para avaliar os ajustes provenientes da coordenação de relés baseados em frequência. Como o tempo de atuação dos relés não está explicitamente considerado no método, é difícil utilizá-lo para coordenar relés baseados em medidas de frequência. Assim, para empregá-lo como ferramenta de análise complementar recomenda-se o seguinte procedimento:

- Inicialmente, utiliza-se o método da região de aplicação para obter os ajustes adequados para o modo usual de operação do sistema elétrico e segundo os objetivos desejados (minimização do desbalanço crítico de potência ativa, minimização dos riscos de atuação indevida e coordenação de relés baseados em medidas de frequência);

- Em seguida, emprega-se o método da região de aplicação generalizada para verificar se os ajustes escolhidos para os relés não violam os critérios de proteção para algum ponto de operação do sistema elétrico. Os resultados do emprego desse método devem ser cuidadosamente avaliados para decidir sobre a necessidade de alterações desses ajustes.

Finalmente, o método da região de aplicação generalizada é perfeitamente aplicável em diferentes sistemas elétricos. Embora a área da região de aplicação generalizada se altere para diferentes redes elétricas, os conceitos envolvidos e o modo de utilização são os mesmos. Ressalta-se que as características dessa região podem se alterar em função dos critérios de proteção utilizados.

Capítulo 9

Considerações Finais e Conclusões

As metodologias propostas nesta tese de doutorado propiciam, de maneira geral, uma completa caracterização do comportamento dos relés baseados em medidas de frequência e de tensão frente a diversas condições de operação do sistema elétrico e critérios de proteção estabelecidos pelas concessionárias. Além disso, novos e importantes conceitos para análise e projeto de esquemas de proteção anti-ilhamento e de proteção contra variações anormais de frequência foram introduzidos.

De forma resumida, as metodologias desenvolvidas nesta tese foram:

- Método das curvas de desempenho;
- Método da região de aplicação;
- Método da zona de não detecção³;
- Método da região de aplicação generalizada;
- Fórmulas para determinação do comportamento dinâmico de relés baseados em medidas de frequência.

Ao passo que os principais conceitos introduzidos com o desenvolvimento deste trabalho foram:

- Desbalanço crítico de potência ativa e reativa;
- Mínimo desbalanço crítico de potência ativa;
- Mínima e máxima zona de não detecção;
- Região de não operação.

³ Na realidade, este método foi estendido e aperfeiçoado para o caso de geradores síncronos, visto que similar abordagem já foi empregada por outros pesquisadores para geradores baseados em inversores (Woyte et al., 2003; Ye et al., 2005).

Os métodos aqui apresentados podem ser agrupados de acordo com sua função, em duas classes:

- A primeira delas abrange aqueles métodos cuja principal função é permitir uma análise sistemática e comparativa do desempenho dinâmico dos relés baseados em medidas de frequência e de tensão. Estes métodos são o das curvas de desempenho e o da zona de não detecção. Ambos possibilitam também uma completa caracterização do comportamento dos relés sob diversas condições de operação do sistema elétrico. Como um exemplo representativo disso, está a análise da influência das cargas dependentes da tensão no desempenho dos relés, em que, por meio do método das curvas de desempenho, os casos mais conservadores em relação à operação dos relés foram identificados. Complementando esse resultado, a aplicação do método da zona de não detecção determinou os casos mais conservadores considerando diversos níveis de desbalanço de potência ativa e reativa. Além disso, o emprego deste método originou dois novos conceitos: a mínima e a máxima zona de não detecção. Uma outra importante característica do método da zona de não detecção é sua capacidade de possibilitar a comparação, em um mesmo plano $\Delta Q \times \Delta P$, do desempenho de um relé baseado em medidas de frequência e de um relé de tensão. Com isso, pôde-se verificar que os efeitos desses relés se complementam, de tal forma que a associação de ambos é mais eficaz para a detecção de ilhamentos do que a ação individual dos mesmos. Dessa forma, observa-se que o método das curvas de desempenho e o da zona de não detecção são complementares, pois o primeiro apresenta, explicitamente, informações sobre o tempo de atuação dos relés para diferentes níveis de desbalanço de potência, contribuindo de forma mais direta na seleção dos ajustes. Já o segundo método determina as condições operativas sob as quais o ajuste selecionado com o auxílio do método das curvas de desempenho é ineficaz quanto à detecção do ilhamento;
- A segunda classe em que os métodos podem ser agrupados abrange aqueles que consideram não apenas os critérios de proteção anti-ilhamento, mas também os requisitos de proteção contra variações anormais de frequência para os relés baseados em medidas de frequência. Nesta classe estão o método da região de aplicação e o da região de aplicação generalizada. A principal característica destes métodos é analisar e/ou ajustar os relés de tal forma que os ajustes escolhidos satisfaçam simultaneamente os critérios de proteção referidos anteriormente. O método da região de aplicação, por se basear no método das curvas de desempenho, apresenta o tempo de detecção explicitamente. Esta característica, por sua vez, originou uma importante aplicação desse método: a coordenação entre relés baseados em medidas de frequência, a qual pode contribuir para a composição de um esquema de proteção mais eficiente. Tanto o método da região de aplicação quanto o da região de aplicação generalizada podem ser aplicados independentemente, mas as vantagens de ambos podem ser mais bem exploradas se os

mesmos forem empregados de maneira complementar. Inicialmente utiliza-se o método da região de aplicação para definir o ajuste adequado segundo os critérios desejados e em seguida emprega-se o método da região de aplicação generalizada para verificar se existe algum ponto de operação do sistema elétrico em que o ajuste escolhido viola algum dos critérios de proteção. Por fim, ressalta-se que ambos os métodos determinam os mínimos valores de desbalanço crítico de potência ativa que determinado dispositivo de proteção pode apresentar, se ambos os critérios de proteção devem ser simultaneamente atendidos.

Os métodos analíticos desenvolvidos para os relés baseados em medidas de frequência são uma opção atraente para determinar diretamente o desempenho desses relés de maneira mais prática, uma vez que minimizam o número de simulações necessárias para este fim e indicam, ao engenheiro de proteção, soluções mais próximas às finais. No entanto, visto que alguns deles são obtidos considerando aproximações, recomenda-se refinar os resultados através de simulações. Como esses métodos podem ser empregados para determinar as curvas de desempenho dos relés, suas aplicações também se estendem para a obtenção da região de aplicação de relés baseados em medidas de frequência.

Finalmente, a generalidade dos métodos desenvolvidos neste trabalho foi verificada utilizando os sistemas 1 e 2. Outros sistemas elétricos também foram empregados, no entanto os resultados não foram apresentados para evitar que ficassem repetitivos, uma vez que as conclusões obtidas foram muito semelhantes. Destaca-se ainda que as características de métodos como o da zona de não detecção e da região de aplicação generalizada podem variar conforme os critérios de proteção contra variações anormais de frequência, os quais são requisitos particulares de cada concessionária de energia elétrica. Contudo, a aplicação desses métodos é válida e útil para diferentes requisitos.

Espera-se que, com as divulgações dos resultados deste trabalho, ferramentas como as desenvolvidas aqui possam compor os procedimentos de análise e ajuste de relés de proteção de geradores síncronos distribuídos, utilizados na prática pelos engenheiros de proteção. Além disso, alguns resultados apresentados nesta tese visam explicar o comportamento dos relés analisados sob diversas condições de operação do sistema elétrico.

9.1 Sugestões para Trabalhos Futuros

Os conceitos abordados nesta tese abriram caminho para estudar outros tópicos nessa linha de pesquisa. Entre eles, destacam-se:

- A obtenção de uma expressão analítica aproximada para o comportamento da tensão terminal do gerador após o ilhamento e com isso determinar métodos analíticos para avaliar o desempenho dos relés de tensão. Estes estudos já estão em andamento;

- A obtenção de uma metodologia, baseada em métodos estatísticos, para avaliar os riscos da não detecção de ilhamento, considerando geradores síncronos, relés baseados em medidas de frequência e suas zonas de não detecção. Este projeto também está em andamento;
- O emprego das curvas de desempenho e das zonas de não detecção para avaliar métodos passivos de detecção de ilhamento que envolvam a combinação de diferentes sinais, como dP/dt (variação da potência ativa em função do tempo) proposto em Redfern et al. (1993) e Redfern et al.(1995), df/dP (variação da frequência elétrica em função da variação da potência ativa do gerador) (Pai e Huang, 2001), entre outros sinais;
- O emprego das curvas de desempenho como ferramenta de avaliação para obter modelos computacionais detalhados de relés baseados em medidas de frequência e de tensão;
- O emprego dos métodos analíticos na proteção adaptativa, considerando relés baseados em medidas de frequência;
- O uso das curvas de desempenho, juntamente com os métodos analíticos, como ferramentas para avaliar e projetar esquemas de rejeição de carga por subfrequência e subtensão.
- Desenvolvimento de um método gráfico para caracterizar as situações e condições de falsa operação de relés empregados especificamente para detecção de ilhamento.

Referências Bibliográficas

ABB. **SPAF 140C – Frequency Relay: User's Manual and Technical Description**. Disponível em: <<http://www.abb.com>>. Acesso em: 10 nov. 2005.

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

ALBERTA DISTRIBUTED GENERATION TECHNICAL AND POLICY COMMITTEE. **Alberta Distributed Generation: Interconnection Guide**. 67 p. July, 2002. Disponível em: <<http://www. www.energy.gov.ab.ca/docs/electricity>>. Acesso em 10 jan. 2006.

ANEEL. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em 20 dez. 2005.

BC HYDRO. **Connection Requirements for Utility or Non-utility Generation, 35 kV and Below**. 36 p. Dez. 1998. Disponível em: < <http://www.bchydro.com>>. Acesso em 10 jan. 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, 7., 2001, Amsterdam. **Proceedings...** [S. l.: s. n.]. p. 70-73.

CHEN, C.-T. **Linear System Theory and Design**. 3rd ed. New York: Oxford University Press, 1999. 352 p.

CIGRÉ WORKING GROUP 37.23. Impact of increasing contribution of dispersed generation on the power system. **CIGRÉ Technical Report**. Paris, 1999. 50 p.

CIREN WORKING GROUP 04. Dispersed generation. **CIREN Preliminary Report for Discussion at CIREN Nice 1999**. 1999. 42 p. Disponível em:<<http://www.cired.be>>. Acesso em: 20 dez. 2005.

COOPER POWER SYSTEMS. **Multifunction Voltage/Frequency Relay – UFD3 Load Shedding Relay**. Disponível em: <<http://www.cooperpower.com/products/protective/edison/frequency.asp>>. Acesso em: 6 abr. 2005.

CPFL ENERGIA. **GED33**: Ligação de autoprodutores em paralelo com o sistema de distribuição da CPFL. Campinas, 2005. 27 p.

DENNY, F. I., DISMUKES, D. E. **Power System Operations and Electricity Markets**. Boca Raton: CRC Press, 2002. 152 p.

DABNEY, J. B.; HARMAN, T. L. **Mastering Simulink**. 1st ed. New Jersey: Prentice Hall, 2003. 464 p.

DU P.; NELSON, J. K.; YE, Z. Active anti-islanding schemes for synchronous-machine-based distributed generators. **IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution**, v. 152, n. 5, p. 597-606, Sep. 2005.

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**, London, 2003.

FREITAS, W.; HUANG, Z.; XU, W. A practical method for assessing the effectiveness of vector surge relays for distributed generation applications. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 20, n. 1, p. 57-63, Jan. 2005a.

FREITAS, W.; XU, W.; AFFONSO, C. M.; HUANG, Z. Comparative analysis between ROCOF and vector surge relays for distributed generation applications. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 20, n. 2, p. 1315-1324, Apr. 2005b.

FUNABASHI, T.; KOYANAGI, K.; YOKOYAMA, R. A Review of Islanding Detection Methods for Distributed Resources. In: IEEE BOLOGNA POWERTECH CONFERENCE, 2003, Bologna. **Proceedings...** [S. l.: s. n.]. 6 p.

HURLEY, J. D.; BIZE, L.; MUMMERT, R. D. The adverse effects of excitation system VAR and power factor controllers. **IEEE Transactions on Energy Conversion**, v. 14, n. 4, p. 1636-1645, Dec. 1999.

HYDRO-QUÉBEC; TRANSÉNERGIE TECHNOLOGIES. **SimPowerSystems for Use with Simulink**: User's Guide Version 4. Disponível em: <<http://www.mathworks.com>>. Acesso em: 27 mar. 2005.

IEEE. **Std 141**: IEEE Recommended Practice for Electric Power Distribution for Industrial Plants. New York, 1993.

IEEE. **Std 242**: IEEE Recommended Practice for Protection and Coordination of Commercial and Industrial Power Systems. New York, 2001.

IEEE. **Std 421.5**: Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies. New York, 1992.

IEEE. **Std 1547**: IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems. New York, June 2003.

IEEE TASK FORCE. Load representation for dynamic performance analysis. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 8, n. 2, p. 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: IEE INTERNATIONAL CONFERENCE ON DEVELOPMENTS IN POWER SYSTEM PROTECTION, 8., 2004, Amsterdam. **Proceedings...** [S. l.: s. n.]. p. 542-545.

JANG, S-I; KIM, K-H. Development of a logical rule-based islanding detection method for distributed Resources. In: IEEE PES WINTER MEETING, 2002, New York. **Proceedings...** [S. l.: s. n.]. p. 800-806.

JENKINS, N.; CROSSLEY, P.; KIRSCHEN, D.; STRBAC, G. **Embedded Generation**. London: The Institution of Electrical Engineers (IEE), 2000. 292 p.

KANE, P. O’.; FOX, B. Loss of Mains Detection for Embedded Generation by System Impedance Monitoring. In: IEE INTERNATIONAL CONFERENCE ON DEVELOPMENTS IN POWER SYSTEM PROTECTION, 6., 1997, Nottingham. **Proceedings...** [S. l.: s. n.]. p. 95-98.

KATIRAEI, F.; IRAVANI, M. R.; LEHN, P. W. Micro-grid autonomous operation during and subsequent to islanding process. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 20, n. 1, p. 248-257, Jan 2005.

KIM, J-E; HWANG, J-S. Islanding Detection Method of Distributed Generation Units Connected to Power Distribution Systems. In: IEEE POWER SYSTEM TECHNOLOGY CONFERENCE, 2000, Perth. **Proceedings...** [S. l.: s. n.]. p. 643-647.

KOBAYASHI, H.; TAKIGAWA K. Statistical Evaluation of Optimum Islanding Preventing Method for Utility Interactive Small Scale Dispersed PV Systems. In: IEEE WORLD CONFERENCE ON PHOTOVOLTAIC ENERGY CONVERSION, 1., 1994, Hawaii. **Proceedings...** [S. l.: s. n.]. p. 1085-1088.

KRAUSE, P. C. **Analysis of electric machinery**. 1st ed. New York: McGraw-Hill, 1986. 564 p.

KUNDUR, P. **Power system stability and control**. 1st ed., New York: McGraw-Hill, 1994. 1176 p.

MANITOBA HYDRO. **Interconnection Guideline for Connecting Distributed Resources to the Manitoba Hydro Distribution System**. 28 p. Jan. 2003. Disponível em: <<http://oasis.midwestiso.org>>. Acesso em: 10 jan. 2006.

MASTERS, C. L. Voltage rise: The big issue when connecting embedded generation to long 11 kV overhead lines. **Power Engineering Journal**, v. 16, n. 1, p. 5–12, Feb. 2002.

MOTOHASHI, J.; ICHINOSE, T.; ISHIKAWA, T.; NAKAZAWA, C.; FUKAI, H.; CHIHARA, I. Comparison of digital simulation and field test results of islanding detection system for synchronous generators. In: IEEE PES WINTER MEETING, 1999, New York. **Proceedings...** [S. l.: s. n.]. p. 931-936.

MOZINA, C. J. Interconnection protection of IPP generators at commercial/industrial facilities. **IEEE Transactions on Industry Applications**, v. 37, n. 3, p.681-688, May/June 2001.

NIGIM, K. A.; HEGAZY, Y. G. Intentional islanding of distributed generation for reliability enhancement. In: 2003 IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2003, Toronto. **Proceedings...** [S. l.: s. n.]. p. 2446-2451.

PAI, F-S; HUANG, S-Jr. A detection algorithm for islanding prevention of dispersed consumed-owned storage and generating units. **IEEE Transactions on Energy Conversion.**, v. 16, n. 4, p. 346-351, Dec. 2001.

PARSONS JR., J. R. Cogeneration application of induction generators. **IEEE Transactions on Industry Applications**. v. 20, n. 3, p. 497-503, May/June 1984.

PATEL, S.; STEPHAN, K.; BAJPAI, M.; DAS, R.; DOMIN, T. J.; FENNELL, E.; GARDELL, J. D.; GIBBS, I.; HENVILLE, C.; KERRIGAN, P. M.; KING, H. J.; KUMAR, P.; MOZINA, C. J.; REICHARD, M.; UCHIYAMA, J.; USMAN, S.; VIERS, D. L.; WARDLOW, D.; YALLA, M. Performance of Generator Protection During Major System Disturbances. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 19, n. 4. p. 1650-1662, Oct. 2004.

REDFERN, M. A.; USTA, O.; FIELDING G. Protection against loss of utility supply for a dispersed storage and generation unit. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 8, n. 3, p. 948-954, July 1993.

REDFERN, M. A.; BARRET, J.; USTA, O. A new microprocessor based islanding protection algorithm for dispersed storage and generation units. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 10, n. 3, p. 1249-1254, July 1995.

REIS FILHO, F. A. **Uma Proposta de Algoritmo Digital para Proteção da Interligação Concessionária e Indústria Operando em Sistemas de Cogeração**. 2002. 135 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2002.

ROPP, M. E.; AAKER, K.; HAIGH, J.; SABBAH, N. Using power line carrier communication to prevent islanding. In: IEEE PHOTOVOLTAIC SPECIALISTS CONFERENCE, 28, 2000a, Anchorage. **Proceedings...** [S. l.: s. n.]. p. 1675-1678.

ROPP M. E.; BEGOVIC, M.; ROHATGI, A.; KERN, G. A.; BONN R. H.; GONZALEZ, S. Determining the relative effectiveness of islanding detection methods using phase criteria and nondetection zones. **IEEE Transactions on Energy Conversion**, v. 15, n. 3, p. 290-296, Sep. 2000b.

SALMAN, S. K. Detection of embedded generator islanding condition using elliptical trajectory technique. In: IEE INTERNATIONAL CONFERENCE ON DEVELOPMENTS IN POWER SYSTEM PROTECTION, 6., 1997, Nottingham. **Proceedings...** [S. l.: s. n.]. p. 103-106.

SALMAN, S. K.; KING, D. J. Monitoring changes in system variables due to islanding condition and those due to disturbances at the utilities' network. In: IEEE TRANSMISSION AND DISTRIBUTION CONFERENCE, 1999, New Orleans. **Proceedings...** [S. l.: s. n.]. p. 460-465.

SALMAN, S. K.; KING, D. J.; WELLER, G. New loss of mains detection algorithm for embedded generation using rate of change of voltage and changes in power factors. In: IEE INTERNATIONAL CONFERENCE ON DEVELOPMENTS IN POWER SYSTEM PROTECTION, 7., 2001, Amsterdam. **Proceedings...** [S. l.: s. n.]. p. 82-85.

SCHNEIDER ELECTRIC. **SEPAM Series 20 Merlin Gerin**: User Manual. Disponível em: <<http://www.schneider-electric.com.br>>. Acesso em: 10 nov. 2005.

SEG. **XN2 – Mains Decoupling Relay**. Disponível em: <http://doc.newage-avkseg.com/doku.pdf/progs/docserve/start_frame_e.htm>. Acesso em: 26 abr. 2005.

SEN, P.C. **Principles of Electric Machines and Power Electronics**. 2nd ed. New York: John Wiley & Sons, 1997. 615 p.

SHAMPINE, L. F. **Numerical Solution of Ordinary Differential Equations**. 1st ed. New York: Chapman & Hall, 1994. 484 p.

SIEMENS. **SIPROTEC 7RW600 – v. 01 – Numerical Voltage, Frequency and Overflux Relay**: Instruction Manual. 1997.

TYCO ELECTRONICS. **Installation and Operating Instructions**: R. O. C. O. F. Relay. 2002. Disponível em: <<http://energy.tycoelectronics.com>>. Acesso em 16 dez. 2005.

VIEIRA, J. C. M.; FREITAS, W.; MORELATO, A.; LEO, J. C. Dynamic models of frequency and voltage-based relays for distributed generation protection. In: IEEE St. Petersburg POWERTECH CONFERENCE, 2005, St Petersburg. **Proceedings...** [S. l.: s. n.]. 5 p.

WALLING, R. A.; MILLER, N. W. Distributed Generation islanding – implications on power system dynamic performance. In: 2002 IEEE POWER ENGINEERING SOCIETY SUMMER MEETING, 1., 2002, Chicago. **Proceedings...** [S. l.: s. n.]. p. 92-96.

WOYTE, A.; BELMANS, R.; NIJS, J. Islanding of Grid-Connected AC Module Inverters. In: IEEE PHOTOVOLTAIC SPECIALISTS CONFERENCE, 28., 2000, Anchorage. **Proceedings...** [S. l.: s. n.]. p. 1683-1686.

WOYTE, A.; BELMANS, R.; NIJS, J. Testing the Islanding Protection Function of Photovoltaic Inverters. **IEEE Transactions on Energy Conversion**, v. 18, n. 1, p. 157-162, Mar. 2003.

XU, M.; MELNIK, R. V. N.; BORUP, U. Modeling anti-islanding protection devices for photovoltaic systems. **Renewable Energy**, v. 29, n. 15, p. 2195-2216, Dec. 2004.

XU, W.; MAUCH, K.; MARTEL, S. An Assessment of Distributed Generation Islanding Detection Methods and Issues for Canada. **Report #CTEC-Varennnes 2004-074 (TR)**, CANMET Energy Technology Centre – Varennes, Natural Resources Canada, July 2004, 53 p.

YE, Z.; KOWALKAR, A.; ZHANG, Y.; DU, P.; WALLING, R. Evaluation of Anti-Islanding Schemes Based on Nondetection Zone Concept. **IEEE Transactions on Power Electronics**, v. 19, n. 5. p. 1171-1176, Sep. 2004.

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), 2004, Halifax. **Proceedings...** [S. l.: s. n.]. p. 124-128.

ZEINELDIN, H.; EL-SAADANY, E. F.; SALAMA, A. M. M. Impact of DG Interface Control on Islanding Detection. In: 2005 IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2005a, San Francisco. **Proceedings...** [S. l.: s. n.]. p. 627-633.

ZEINELDIN, H.; EL-SAADANY, E. F.; SALAMA, A. M. M. Intentional Islanding of Distributed Generation. In: 2005 IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2005b, San Francisco. **Proceedings...** [S. l.: s. n.]. p. 653-659.

Apêndice A

Dados dos Sistemas Elétricos

Neste apêndice os dados dos sistemas elétricos utilizados nas simulações desta tese são apresentados.

A.1 Sistema 1

O Sistema 1 é apresentado no diagrama unifilar da Figura A.1.

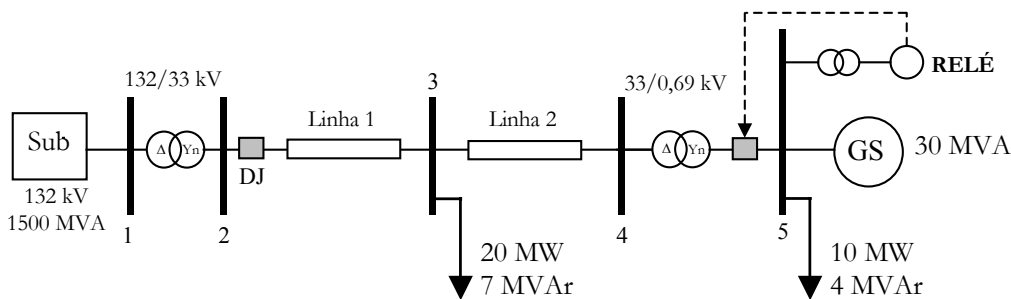


Figura A.1 - Diagrama unifilar do Sistema 1.

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 do Sistema 1.

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 1.

	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 1

	Linha 1	Linha 2
Resistência (Ω/km)	0,3645	0,9720
Reatância indutiva (Ω/km)	1,5664	4,1772
Comprimento (km)	1,00	0,50

Tabela A.4 - Dados do gerador síncrono do Sistema 1.

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)	0,0014
Reatância de dispersão (pu)	0,050

A Figura A.2 apresenta o diagrama de blocos do sistema de excitação do gerador do Sistema 1, para facilitar a localização dos parâmetros apresentados na Tabela A.5.

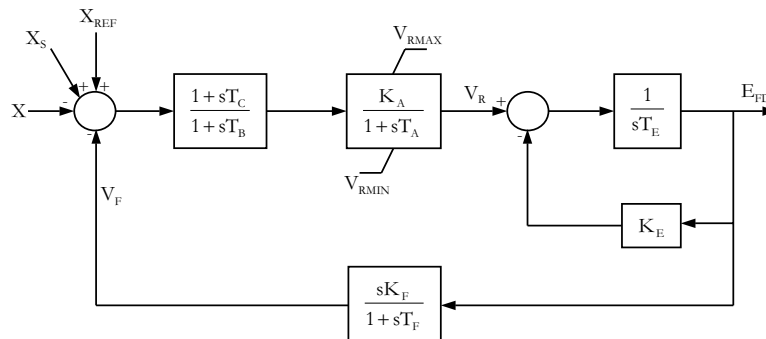


Figura A.2 - Diagrama de blocos simplificado do sistema de excitação IEEE tipo DC1A.

Tabela A.5 - Parâmetros do sistema de excitação do gerador do Sistema 1.

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

A.2 Sistema 2

O Sistema 2 é apresentado no diagrama unifilar da Figura A.3.

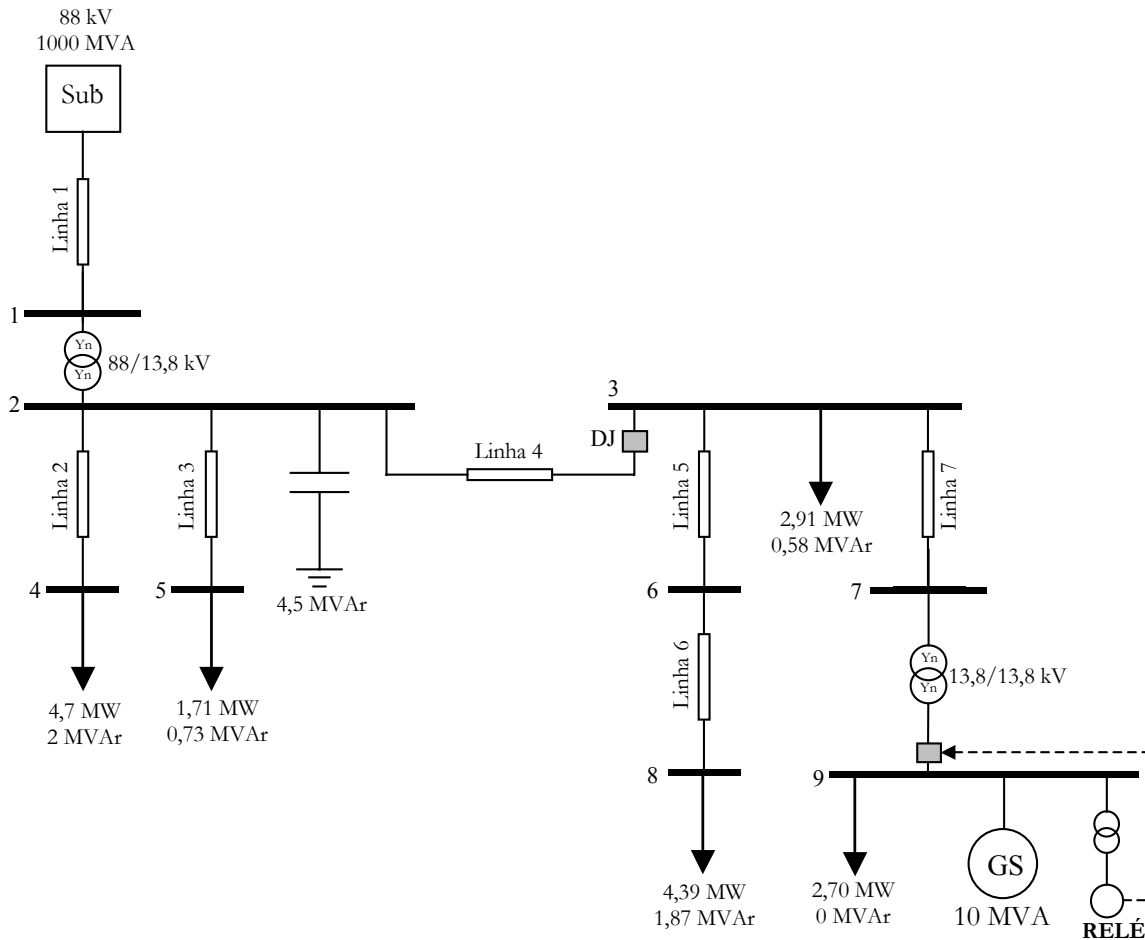


Figura A.3 - Diagrama unifilar do Sistema 2.

Os dados do sistema elétrico são apresentados nas tabelas seguintes. As tensões nodais e os valores nominais das cargas podem ser obtidos na Figura A.3.

Tabela A.6 - Dados do sistema equivalente da concessionária do Sistema 2.

Tensão Nominal (kV)	88
Potência de Curto-Circuito (MVA)	1000
Resistência (Ω)	0,97
Indutância (mH)	20,40

Tabela A.7 - Dados dos transformadores do Sistema 2.

	Transformador 88 kV/13,8 kV	Transformador 13,8 kV /13,8 kV
Potência Nominal (MVA)	12,5	10
Conexão do primário	Estrela com neutro aterrado	Estrela com neutro aterrado
Tensão nominal do primário (kV)	88	13,8
Resistência do primário (pu)	0	0
Indutância do primário (pu)	0,088	0,05
Conexão do secundário	Estrela com neutro aterrado	Estrela com neutro aterrado
Tensão nominal do secundário (kV)	13,8	13,8
Resistência do secundário (pu)	0	0
Indutância do secundário (pu)	0,088	0,05

Tabela A.8 - Dados das linhas do Sistema 2

	Linha 1	Linha 2	Linha 3	Linha 4	Linha 5	Linha 6	Linha 7
Resistência (Ω/km)	1,42	0,190	0,190	0,4222	0,268	0,633	0,095
Reatância indutiva (Ω/km)	2,12	0,396	0,396	0,8800	0,756	1,320	0,198
Comprimento (km)	10,00	1,00	1,00	0,45	0,50	0,30	2,00

Tabela A.9 - Dados nominais do banco de capacitores.

Tensão Nominal (kV)	13,80
Potência Nominal (MVar)	4,50

Tabela A.10 - Dados do gerador síncrono do Sistema 2.

Tipo do gerador	Pólos salientes
Número de pares de pólos	2
Potência nominal (MVA)	10
Tensão nominal (kV)	13,80
Constante de inércia (s)	2
X_d (pu)	2,066
X'_d (pu)	0,259
X''_d (pu)	0,213
X_q (pu)	1,044
X''_q (pu)	0,207
T'_{do} (s)	4,485
T''_{do} (s)	0,068
T'''_{qo} (s)	0,100
Resistência do estator (pu)	0,004
Reatância de dispersão (pu)	0,050

O modelo de regulador de tensão e sistema de excitação utilizado no Sistema 2 é o mesmo do Sistema 1. Os parâmetros estão apresentados na Tabela A.11.

Tabela A.11 - Parâmetros do sistema de excitação do gerador do Sistema 2.

Constante de tempo do filtro passa-baixa de entrada do regulador – T_r (s)	0,022
Ganho do regulador – K_a	400
Constante de tempo do regulador – T_a (s)	0,05
Ganho da excitatriz – K_e	1
Constante de tempo da excitatriz – T_e (s)	1,2
T_b (s)	0
T_c (s)	0
Ganho do bloco de amortecimento – K_f	0,03
Constante de tempo do bloco de amortecimento – T_f (s)	0,6
Limite superior da saída do regulador – V_{RMAX} (pu)	8
Limite inferior da saída do regulador – V_{RMIN} (pu)	-5

Apêndice B

Divulgação do Trabalho em Periódicos e Eventos Científicos

Seguem abaixo os artigos publicados ou aceitos, bem como os submetidos, para publicação em periódicos especializados no assunto e em eventos científicos.

B.1 Publicações em Periódicos

VIEIRA, J. C. M.; FREITAS, W.; XU, W.; MORELATO, A. Efficient Coordination of ROCOF and Frequency Relays for Distributed Generation Protection by Using the Application Region. **Aceito para publicação na IEEE Transactions on Power Delivery**, 2006 (TPWRD-00653-2005).

VIEIRA, J. C. M.; CORREA, D. S.; FREITAS, W.; XU, W. Performance Curves of Voltage Relays for Islanding Detection of Distributed Generators. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 20, n. 3, pp. 1660-1662, Aug. 2005.

VIEIRA, J. C. M.; FREITAS, W.; MORELATO, A. Análise Comparativa sobre a Eficácia de Relés Baseados em Medidas de Frequência para Detecção de Ilhamento de Geradores Distribuídos. **Revista Controle e Automação**, v. 16, n. 2, pp. 251-261, abr-jun 2005.

VIEIRA, J. C. M.; FREITAS, W.; XU, W.; MORELATO, A. Performance of Frequency Relays for Distributed Generation Protection. **Aceito para publicação na IEEE Transactions on Power Delivery**, 2006 (TPWRD-00039-2005.R1).

VIEIRA, J. C. M.; FREITAS, W.; HUANG, Z.; XU, W.; MORELATO, A. Formulas for Predicting the Dynamic Performance of ROCOF Relays for Embedded Generation Applications. **Aceito para publicação na IEE Proceedings on Generation, Transmission and Distribution**, 2006 (GTD-2004-5205.R1).

FREITAS, W.; XU, W.; HUANG, Z.; VIEIRA, J. C. M. Characteristics of Vector Surge Relay for Distributed Synchronous Generator Protection. **Aceito para publicação no Electric Power System Research Journal**, 2006 (EPSR-D-05-00382).

B.2 Publicações em Eventos Científicos

VIEIRA, J. C. M.; FREITAS, W.; XU, W.; MORELATO, A. Evaluation of the Distributed Generators Frequency Protection Due to Changes in the Anti-Islanding Requirements. **Aceito para apresentação no 2006 Power Engineering Society General Meeting**, Montreal, Canada.

VIEIRA, J. C. M.; FREITAS, W.; MORELATO, A.; HUANG, Z.; XU, W. Um Método Prático para a Definição dos Ajustes de Relés de Taxa de Variação de Frequência Usados para Detecção de Ilhamento em Geração Distribuída. In: XVIII SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (XVIII SNPTEE), 2005, Curitiba. **Anais...** [S. l.: s. n.]. 8 p.

VIEIRA, J. C. M.; FREITAS, W.; MORELATO, A.; LEO, J. C. Dynamic models of frequency and voltage-based relays for distributed generation protection. In: IEEE St. Petersburg POWERTECH CONFERENCE, 2005, St Petersburg. **Proceedings...** [S. l.: s. n.]. 5 p.

FREITAS, W.; XU, W.; VIEIRA, J. C. M.; MORELATO, A. Performance of Passive Methods for Distributed Generation Islanding Detection. In: IX SIMPÓSIO DE ESPECIALISTAS EM PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO E EXPANSÃO ELÉTRICA (IX SEPOPE), 2004, Rio de Janeiro. **Anais...** [S. l.: s. n.].

FREITAS, W.; HUANG, Z.; XU, W.; VIEIRA, J. C. M.; MORELATO, A. Fórmulas Analíticas para Determinar o Desempenho Dinâmico de Relés de Deslocamento de Fase. In: XV CONGRESSO BRASILEIRO DE AUTOMÁTICA, 2004, Gramado. **Anais...** [S. l.: s. n.]. 6 p.

B.3 Demais Publicações

Os seguintes trabalhos também foram desenvolvidos durante a realização desta tese de doutorado com a participação do autor e são indiretamente relacionados com o assunto aqui abordado, visto tratarem de investigações relacionadas com o uso de geração distribuída.

FREITAS, W.; SALLES, M. B. C.; VIEIRA, J. C. M.; FRANÇA, A. L. M.; SILVA, L. C. P.; COSTA, V. F. Costa. Impacts of Dynamic Reactive Power Compensation Devices on the Performance of Wind Power Generators. **International Journal of Energy Technology And Policy**, v. 3, n. 3, pp. 223-236, 2005.

FREITAS, W.; VIEIRA, J. C. M.; MORELATO, A.; SILVA, L. C. P.; COSTA, V. F.; LEMOS, F. A. B. Comparative Analysis between Synchronous and Induction Machines for Distributed Generation Applications. **Aceito para publicação na IEEE Transactions on Power Systems**, 2005 (TPWRS-00119-2005.R2).

FREITAS, W.; VIEIRA, J. C. M.; MORELATO, A.; SILVA, L. C. P.; COSTA, V. F. Análise Comparativa entre Geradores Síncronos e Geradores de Indução com Rotor Gaiola de Esquilo para Aplicação em Geração Distribuída. **Aceito para publicação na Revista SBA-Controle e Automação**, 2005 (548:0504).

FREITAS, W.; VIEIRA, J. C. M.; SILVA, L. C. P.; AFFONSO, C. M.; MORELATO, A. Long-Term Voltage Stability of Distribution Systems with Induction Generators. In: 2005 POWER ENGINEERING SOCIETY GENERAL MEETING, 2005, San Francisco. **Proceedings...** [S. l.: s. n.]. pp. 1677 – 1680.

FREITAS, W.; VIEIRA, J. C. M.; SILVA, L. C. P.; MORELATO, A.; AFFONSO, C. M.; AZEVEDO, V. L. A. Impacto de Geração Distribuída no Afundamento de Tensão em Redes de Distribuição de Energia Elétrica Devido a Falhas Desbalanceadas. In: VI SEMINÁRIO BRASILEIRO SOBRE QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA (VI SBQEE), Belém. **Anais...** [S. l.: s. n.]. 6 p.

FREITAS, W.; ZOBAA, A. F.; MACCONNACH, J.; VIEIRA, J. C. M. Issues Related to the Operation of Wind Energy Conversion Systems. **International Journal of Energy Technology and Policy**, v. 4, n. 3, pp. 313-323, 2005.