



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

ANÁLISE DE NOVOS SINAIS PARA A DETECÇÃO DE ILHAMENTO DE GERADORES SÍNCRONOS DISTRIBUÍDOS

Autora: Esloany Daisy Carniatto Delvecchi

Orientador: Prof. Dr. Walmir de Freitas Filho

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

Trabalho apresentado à Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação da UNICAMP como parte dos requisitos exigidos para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica, na área de concentração de Energia Elétrica.

Comissão Julgadora:

Prof. Dr. Walmir de Freitas Filho

FEEC/UNICAMP

Prof. Dr. Giovanni Manassero Júnior

POLI/USP

Prof. Dr. Madson Cortês de Almeida

FEEC/UNICAMP

CAMPINAS, 2011

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

D389a Delvecchi, Esloany Daisy Carniatto
Análise de novos sinais para a detecção de ilhamento de geradores síncronos distribuídos / Esloany Daisy Carniatto Delvecchi. --Campinas, SP: [s.n.], 2011.

Orientadores: Walmir de Freitas Filho, José Carlos de Melo Vieira Júnior.

Dissertação de Mestrado - Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação.

1. Sistemas de energia elétrica - Distribuição. 2. Geração distribuída de energia elétrica. 3. Sistema de energia elétrica - Proteção. 4. Relés de proteção. I. Freitas Filho, Walmir de. II. Vieira Júnior, José Carlos de Melo. III. Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação. IV. Título.

Título em Inglês: New signals for anti-islanding protection of synchronous distributed generators

Palavras-chave em Inglês: Electric power distribution, Distributed generation of electric power, Electric power systems - Protection, Protective relays

Área de concentração: Energia Elétrica

Titulação: Mestre em Engenharia Elétrica

Banca examinadora: Giovanni Manassero Júnior, Madson Cortês de Almeida

Data da defesa: 08/07/2011


Programa de Pós Graduação: Engenharia Elétrica

COMISSÃO JULGADORA - TESE DE MESTRADO

Candidata: Esloany Daisy Carniatto Delvecchi

Data da Defesa: 8 de julho de 2011

Título da Tese: "Análise de novos sinais para a detecção deilhamento de geradores síncronos distribuídos"

Prof. Dr. Walmir de Freitas Filho (Presidente):  _____

Prof. Dr. Giovanni Manassero Junior:  _____

Prof. Dr. Madson Cortes de Almeida:  _____

Resumo

Geradores síncronos conectados em redes de distribuição de energia elétrica estão sujeitos a operarem de forma ilhada após a ocorrência de distúrbios na rede elétrica. Ilhamento ocorre quando uma parte da rede de distribuição torna-se eletricamente isolada da fonte de energia principal (subestação), mas continua a ser energizada por geradores distribuídos conectados no subsistema isolado. A prática atualmente utilizada pelas concessionárias e recomendada nos principais guias técnicos é desconectar todos os geradores tão logo ocorra um ilhamento. Tipicamente, é necessário detectar uma situação de ilhamento em menos de dois segundos, dependendo, principalmente, do tempo de operação dos religadores automáticos. Os métodos mais comuns e baratos para detectar ilhamento compreendem relés baseados em medidas de frequência (sub/sobrefrequência, taxa de variação de frequência e “salto de vetor”) e o relé de tensão. No entanto, esses relés podem falhar se os níveis de desbalanço de potência ativa e reativa no subsistema ilhado forem pequenos. Portanto, o objetivo dessa dissertação é investigar a potencialidade de novos sinais para detectar ilhamento de geradores síncronos distribuídos, como forma de substituição ou complementação aos dispositivos de proteção anti-ilhamento convencionais. Os sinais analisados neste trabalho são taxa de variação da potência ativa (dP/dt), a relação Volts por Hertz (V/Hz), a variação da impedância (Z) medida no ponto de acoplamento comum (PAC), e a diferença angular ($\Delta\theta$) entre as tensões medidas no PAC e na subestação. A investigação é baseada no levantamento de um conjunto de curvas relacionando tempo de detecção e desbalanço de potência ativa/reativa e nas zonas de não detecção, as quais fornecem os pontos de operação para os quais o relé em estudo falha na detecção do ilhamento. As curvas e as zonas são obtidas através de simulações de transitórios eletromagnéticos trifásicas considerando diferentes perfis de carga-geração na rede ilhada. Os resultados obtidos mostram que os sinais analisados têm um grande potencial para esse tipo de aplicação, porém são sujeitos à atuação indevida no caso da ocorrência de eventos que não sejam ilhamentos na rede de distribuição. Assim, uma análise de falsa operação também é conduzida e são propostas melhorias para minimizar e/ou eliminar a atuação indevida desses relés aqui investigados.

Abstract

Synchronous generators connected to distribution power networks are likely to operate islanded following faults clearance in the system. Islanding occurs when a portion of the distribution system becomes electrically isolated from the substation, yet it continues energized by distributed generators connected to the islanded system. Utilities and standards recommend the disconnection of distributed generators immediately after islanding occurrences, otherwise it can lead to a number of problems to the generator and the connected loads. Typically, it is required to detect an islanding situation faster than two seconds after the island formation, depending, mainly, on the operation time of automatic reclosers. The most common and economical methods to detect islanding include the relays based on measures of frequency (*under/over frequency, rate of change of frequency and vector surge*) and voltage. However, these relays can fail if the active and reactive power imbalance levels in the islanded system are small. Therefore, the objective of this thesis is to investigate the potentiality of new signals to detect islanding of distributed synchronous generators, as replacement or complement to conventional protection anti-islanding devices. The signals analyzed in this research are the rate of change of generator active power (dP/dt), the ratio Volts per Hertz (V/Hz), impedance variation (Z) measured at the point of common coupling (PCC), and the angular difference ($\Delta\theta$) between the voltage angle measured at the PCC and at the utility substation. The investigation is based on a set of curves, which relate time of islanding detection and active/reactive power imbalance and on the nondetection zones, which provide the operating points for which the relay fails to detect the islanding. These are obtained through electromagnetic transient three-phase simulations considering different profiles of generation-load in the islanded network. The results show that the signals analyzed have a huge potential for this type of application, however, their performance can decrease in case of occurrence of non-islanding events in the distribution system. Thereby, an analysis of false operation is conducted in order to propose improvements to minimize and/or to eliminate improper behavior of these relays.

Agradecimentos

Primeiramente, agradeço a Deus pela vida, saúde e força nos momentos mais difíceis.

Ao Professor Walmir pela sua orientação, amizade, compreensão, paciência durante todos esses anos em que me orientou.

Ao Professor José Carlos pela co-orientação, pelas inúmeras vezes que me recebeu em São Carlos, sempre muito prestativo, paciente, me ajudando na busca pelo desenvolvimento desta pesquisa.

À minha família pelo amor, carinho, incentivo e por se fazerem sempre presentes em minha vida.

À Fernanda Trindade pela verdadeira amizade me concedida e pela importante ajuda no desenvolvimento técnico desta pesquisa.

Ao Diogo Salles pelas muitas vezes que me ajudou tirando algumas dúvidas e no desenvolvimento dos modelos dos relés com seu conhecimento técnico no decorrer desta pesquisa.

Ao Daniel Queiroz pelo fornecimento de sua pesquisa de iniciação científica, que foi a partir desta que minha pesquisa de mestrado se iniciou.

Aos amigos que de alguma forma me ajudaram nesta caminhada, Laura, Elsi, Tamara, Nelma, Wilney, Cristiano, Silvio, Cássio e a todos do grupo GEA.

À Unicamp por ter me concedido a oportunidade de realizar este sonho de me tornar uma pesquisadora.

À CAPES pela bolsa concedida para minha manutenção nos primeiros anos de minha pesquisa.

À Expertise Engenharia pelo fornecimento de uma bolsa para minha manutenção nos últimos anos de minha pesquisa e pela minha contratação após este período.

A todos, o meu muito obrigada!

Sumário

CAPÍTULO 1	INTRODUÇÃO	1
1.1.	JUSTIFICATIVA E OBJETIVOS.....	2
1.2.	ORGANIZAÇÃO DA DISSERTAÇÃO	3
CAPÍTULO 2	DETECÇÃO DE ILHAMENTO EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	5
2.1.	REVISÃO DAS TÉCNICAS DE DETECÇÃO DE ILHAMENTO	6
2.1.1.	Técnicas Ativas	7
2.1.2.	Técnicas Passivas	8
CAPÍTULO 3	MODELAGEM COMPUTACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO	13
3.1.	O PROGRAMA SIMPOWERSYSTEM	13
3.2.	COMPONENTES DA REDE ELÉTRICA	15
3.2.1.	Alimentadores	15
3.2.2.	Transformadores.....	15
3.2.3.	Geradores Síncronos	16
3.2.4.	Cargas	22
3.3.	SISTEMA TESTE	23
CAPÍTULO 4	METODOLOGIAS DE ANÁLISE.....	25
4.1.	CURVAS DE DESEMPENHO.....	25
4.1.1.	Desbalanço de Potência Ativa.....	26
4.1.2.	Desbalanço de Potência Reativa	28
4.2.	ZONA DE NÃO DETECÇÃO	28
4.2.1.	Controle de Tensão.....	30
4.2.2.	Controle de Potência Reativa	31
4.3.	FALSA OPERAÇÃO.....	32
CAPÍTULO 5	RELÉ DE TAXA DE VARIAÇÃO DE POTÊNCIA ATIVA (DP/DT)	35
5.1.	RELÉ DE TAXA DE VARIAÇÃO DE POTÊNCIA ATIVA (DP/DT).....	35
5.2.	CURVAS DE DESEMPENHO.....	37

5.2.1.	Controle de Tensão (V)	38
5.2.2.	Controle de Potência Reativa (Q).....	39
5.3.	ZONAS DE NÃO DETECÇÃO	42
5.3.1.	Controle de Tensão.....	43
5.3.2.	Controle de Potência Reativa	44
5.4.	FALSA OPERAÇÃO	46
5.4.1.	Curto-circuito Trifásico.....	46
5.4.2.	Corte de Carga.....	51
5.5.	ANÁLISE DE DESEMPENHO DO RELÉ DP/DT MODIFICADO	53
CAPÍTULO 6 RELÉ VOLTS POR HERTZ (V/Hz)		57
6.1.	RELÉ VOLTS POR HERTZ (V/Hz)	57
6.2.	CURVAS DE DESEMPENHO.....	59
6.2.1.	Controle de Tensão.....	59
6.2.2.	Controle de Potência Reativa	61
6.3.	ZONAS DE NÃO DETECÇÃO	63
6.3.1.	Controle de Tensão.....	64
6.3.2.	Controle de Potência Reativa	65
6.4.	FALSA OPERAÇÃO	67
6.4.1.	Curto-circuito trifásico	67
6.4.2.	Corte de Carga.....	71
6.5.	ANÁLISE DE DESEMPENHO DO RELÉ V/Hz MODIFICADO.....	72
CAPÍTULO 7 RELÉ DE IMPEDÂNCIA (Z)		77
7.1.	RELÉ DE IMPEDÂNCIA (Z).....	77
7.2.	CURVAS DE DESEMPENHO.....	80
7.2.1.	Controle de Tensão.....	80
7.2.2.	Controle de Potência Reativa	82
7.3.	ZONAS DE NÃO DETECÇÃO	84
7.3.1.	Controle de Tensão.....	84
7.3.2.	Controle de Potência Reativa	85
7.4.	FALSA OPERAÇÃO	87

7.4.1.	Curto-circuito Trifásico.....	87
7.4.2.	Corte de Carga.....	91
7.5.	ANÁLISE DE DESEMPENHO DO RELÉ DE IMPEDÂNCIA MODIFICADO.....	94
CAPÍTULO 8 RELÉ DE DIFERENÇA ANGULAR ($\Delta\theta$)		97
8.1.	RELÉ DE DIFERENÇA ANGULAR ($\Delta\theta$)	97
8.2.	CURVAS DE DESEMPENHO.....	100
8.2.1.	Controle de Tensão.....	100
8.2.2.	Controle de Potência Reativa	101
8.3.	ZONAS DE NÃO DETECÇÃO	103
8.3.1.	Controle de Tensão.....	103
8.3.2.	Controle de Potência Reativa	104
8.4.	FALSA OPERAÇÃO	107
8.4.1.	Curto-circuito Trifásico.....	107
8.4.2.	Corte de Carga.....	110
8.5.	ANÁLISE DE DESEMPENHO DO RELÉ DE DIFERENÇA ANGULAR MODIFICADO.....	112
CAPÍTULO 9 CONCLUSÕES.....		115
9.1.	SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS	117
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....		119
APÊNDICE A 123		
A.1.	DADOS DO SISTEMA ELÉTRICO.....	123

Lista de Figuras

Figura 2.1: Ilhamento na rede de distribuição de energia elétrica.	5
Figura 2.2: Técnicas de detecção de ilhamento.....	7
Figura 3.1: Interconexão entre os modelos lineares e não lineares.	14
Figura 3.2: Circuito equivalente do modelo do transformador.	16
Figura 3.3: Modelo elétrico do gerador síncrono.	16
Figura 3.4: Sistema de excitação de um gerador síncrono.	20
Figura 3.5: Diagrama de blocos simplificado do sistema de excitação IEEE tipo DC1A.	21
Figura 3.6: Diagrama unifilar da rede teste.	23
Figura 4.1: Diagrama unifilar da rede teste.	26
Figura 4.2: Exemplo de uma zona de não detecção.	29
Figura 4.3: Sistema teste com o ramo para teste de falsa operação.	33
Figura 5.1: Relé dP/dt	36
Figura 5.2: Diagrama unifilar da rede teste.	37
Figura 5.3: Curvas tempo de detecção de ilhamento versus desbalanço de potência ativa - Controle V ($V_{\min} = 0$ pu).	39
Figura 5.4: Curvas tempo de detecção de ilhamento <i>versus</i> desbalanço de potência ativa - Controle de Q ($V_{\min} = 0$ pu).	40
Figura 5.5: Curvas tempo de detecção de ilhamento <i>versus</i> desbalanço de potência reativa - Controle de Q. ($V_{\min} = 0$ pu).	42
Figura 5.6: Zona de não detecção do relé dP/dt com ajuste de 10 pu/s - Controle de V ($V_{\min} = 0$ pu).....	43
Figura 5.7: Zona de não detecção do relé dP/dt com ajuste de 0,5 pu/s - Controle de V ($V_{\min} = 0$ pu).....	43
Figura 5.8: Zona de não detecção do relé dP/dt com ajuste de 10 pu/s - Controle de Q (controle variável e carga fixa, e $V_{\min} = 0$ pu).	44
Figura 5.9: Zona de não detecção do relé dP/dt com ajuste de 0,5 pu/s - Controle de Q (controle variável e carga fixa, e $V_{\min} = 0$ pu).	45

Figura 5.10: Zona de não detecção do relé dP/dt com ajuste de 10 pu/s - Controle de Q (controle fixo e carga variável, e $V_{\min} = 0$ pu).....	45
Figura 5.11: Zona de não detecção do relé dP/dt com ajuste de 0,5 pu/s - Controle de Q (controle fixo e carga variável, e $V_{\min} = 0$ pu).....	46
Figura 5.12: Sistema teste com o ramo para teste de falsa operação.	47
Figura 5.13: Relé dP/dt modelo com temporizadores.	48
Figura 5.14: Zona de não detecção do relé dP/dt modificado- Controle de V.....	54
Figura 5.15: Zona de não detecção do relé dP/dt modificado- Controle de Q (controle variável e carga fixa).....	54
Figura 6.1: Modelo implementado para representar o relé volts por hertz.	58
Figura 6.2: Diagrama unifilar da rede teste.	59
Figura 6.3: Curvas de tempo de detecção <i>versus</i> desbalanço de potência ativa - Controle de V ($V_{\min} = 0$ pu).....	60
Figura 6.4: Curvas de tempo de detecção <i>versus</i> desbalanço de potência ativa - Controle de Q ($V_{\min} = 0$ pu).....	62
Figura 6.5: Curvas de tempo de detecção <i>versus</i> desbalanço de potência reativa - Controle de Q ($V_{\min} = 0$ pu).....	63
Figura 6.6: Zona de não detecção do relé V/Hz com limites $\beta_i = 0,9$ e $\beta_s = 1,1$ – Controle de V ($V_{\min} = 0$).	64
Figura 6.7: Zona de não detecção do relé V/Hz com limites $\beta_i = 0,7$ e $\beta_s = 1,3$ – Controle de V ($V_{\min} = 0$).	64
Figura 6.8: Zona de não detecção do relé V/Hz com ajuste $\beta_i = 0,9$ e $\beta_s = 1,1$ – Controle de Q ..	65
Figura 6.9: Zona de não detecção do relé V/Hz com ajuste $\beta_i = 0,7$ e $\beta_s = 1,3$ – Controle de Q (controle variável e carga fixa, $V_{\min} = 0$ pu).	66
Figura 6.10: Zona de não detecção do relé V/Hz com limites $\beta_i = 0,9$ e $\beta_s = 1,1$ - Controle de Q (controle fixo e carga variável, $V_{\min} = 0$ pu).	67
Figura 6.11: Zona de não detecção do relé V/Hz com limites $\beta_i = 0,7$ e $\beta_s = 1,3$ – Controle de Q (controle fixo e carga variável, $V_{\min} = 0$ pu).	67
Figura 6.12: Sistema teste com o ramo para teste de falsa operação.	68
Figura 6.13: Relé V/Hz modificado com temporizadores.	69
Figura 6.14: Zona de não detecção do relé V/Hz modificado- Controle de V.	73

Figura 6.15: Zona de não detecção do relé V/Hz modificado- Controle de Q (controle variável e carga fixa).....	74
Figura 6.16: Zona de não detecção do relé V/Hz modificado- Controle de Q (controle fixo e carga variável).....	74
Figura 7.1: Modelo computacional do relé de impedância.	79
Figura 7.2: Bloco sistema de equações algébricas.	79
Figura 7.3: Curvas de tempo de detecção <i>versus</i> desbalanço de potência ativa - Controle de V ($V_{min} = 0$ pu).....	81
Figura 7.4: Curvas de tempo de detecção <i>versus</i> desbalanço de potência ativa – Controle de Q (Q_{ref} fixo, $V_{min} = 0$ pu).	82
Figura 7.5: Curvas de tempo de detecção <i>versus</i> desbalanço de potência reativa. Controle de Q, (Q_{ref} variável, $V_{min} = 0$ pu).....	83
Figura 7.6: Zona de não detecção do relé Z ajustado em 0,5ohm – Controle de V ($V_{min} = 0$).	84
Figura 7.7: Zona de não detecção do relé Z ajustado em 4,5 ohm – Controle de V ($V_{min} = 0$).	84
Figura 7.8: Zona de não detecção do relé Z ajustado em 0,5 ohm – Controle de Q (controle variável e carga fixa, $V_{min} = 0$ pu).....	85
Figura 7.9: Zona de não detecção do relé Z ajustado em 4,5 ohm – Controle de Q (controle variável e carga fixa, $V_{min} = 0$ pu).....	86
Figura 7.10: Zona de não detecção do relé Z ajustado em 0,5ohm – Controle de Q (controle fixo e carga variável, $V_{min} = 0$ pu).....	86
Figura 7.11: Zona de não detecção do relé Z ajustado em 4,5 ohm – Controle de Q (controle fixo e carga variável, $V_{min} = 0$ pu).....	87
Figura 7.12: Relé de impedância modificado com a inclusão de temporizadores.	88
Figura 7.13: Zona de não detecção do relé de impedância modificado- Controle de V.	94
Figura 7.14: Zona de não detecção do relé de impedância modificado- Controle de Q (controle variável e carga fixa).	95
Figura 7.15: Zona de não detecção do relé de impedância modificado- Controle de Q (controle fixo e carga variável).....	96
Figura 8.1: Gerador síncrono distribuído operando em paralelo com o sistema de distribuição. ...	97
Figura 8.2: Fasores da tensão terminal da subestação e do gerador síncrono.	98
Figura 8.3: Modelo implementado para representar o relé de diferença angular.....	99

Figura 8.4: Curvas tempo de detecção de ilhamento <i>versus</i> desbalanço de potência ativa - Controle de V ($V_{\min} = 0$ pu).	101
Figura 8.5: Curvas de tempo de detecção <i>versus</i> desbalanço de potência ativa - Controle de Q ($V_{\min} = 0$ pu).	102
Figura 8.6: Curvas de tempo de detecção <i>versus</i> desbalanço de potência reativa - Controle de Q ($V_{\min} = 0$).	103
Figura 8.7: Zona de não detecção do relé de diferença angular ajustado em 1,5 graus – Controle de V ($V_{\min} = 0$ pu).	104
Figura 8.8: Zona de não detecção do relé de diferença angular ajustado em 15 graus - Controle de V ($V_{\min} = 0$ pu).	104
Figura 8.9: Zona de não detecção do relé de diferença angular ajustado em 1,5 graus - Controle de Q (controle variável e carga fixa, $V_{\min} = 0$ pu).	105
Figura 8.10: Zona de não detecção do relé de diferença angular ajustado em 15 graus - Controle de Q (controle variável e carga fixa, $V_{\min} = 0$ pu).	105
Figura 8.11: Zona de não detecção do relé de diferença angular ajustado em 1,5 graus- Controle de Q (controle fixo e carga variável, $V_{\min} = 0$ pu).	106
Figura 8.12: Zona de não detecção do relé de diferença angular ajustado em 15 graus – Controle de Q (controle fixo e carga variável, $V_{\min} = 0$ pu).	106
Figura 8.13: Relé de diferença angular modificado com temporizadores.....	108
Figura 8.14: Zona de não detecção do relé de diferença angular modificado - Controle de V....	112
Figura 8.15: Zona de não detecção do relé de diferença angular modificado - Controle de Q (controle variável e carga fixa).	113
Figura 8.16: Zona de não detecção do relé de diferença angular modificado - Controle de Q (controle fixo e carga variável).	113

Lista de Tabelas

Tabela 3.1 – Definição dos tipos de cargas elétricas.....	22
Tabela 5.1: Ajustes do relé de taxa de variação de potência ativa.	37
Tabela 5.2: Caso base das simulações de curto-circuito – Controle de $V - V_{\min} = 0$ pu.	47
Tabela 5.3: Curto-circuito – Variações do caso base – $V_{\min} = 0$ pu.....	47
Tabela 5.4: Ajuste dos temporizadores e da tensão mínima de operação.	49
Tabela 5.5: Caso base das simulações de curto-circuito – Controle de $V - V_{\min} = 0,8$ pu ,	50
Tabela 5.6: Curto-circuito: variações do caso base – Controle de $V - V_{\min} = 0,8$ pu, $T_{\min} = 1,15$ s e $T_{\text{set}} = 0$ s.	50
Tabela 5.7: Caso base das simulações de curto-circuito – Controle de $Q - V_{\min} = 0$ pu, $T_{\min} = 0$ s e $T_{\text{set}} = 0$ s.....	50
Tabela 5.8: Curto-circuito – Variações do caso base – Controle de $Q - V_{\min} = 0$ pu, $T_{\min} = 0$ s e $T_{\text{set}} = 0$ s.....	51
Tabela 5.9: Caso base das simulações de corte de carga – Controle de $V - V_{\min} = 0$ pu.....	51
Tabela 5.10: Corte de carga – Variações do caso base - Controle de $V - V_{\min} = 0$ pu, $T_{\min} = 0$ s e $T_{\text{set}} = 0$ s.....	52
Tabela 5.11: Caso base das simulações de corte de carga – Controle de $V - V_{\min} = 0,8$ pu, $T_{\min} = 0$ s e $T_{\text{set}} = 0,3$ s.	52
Tabela 5.12: Corte de carga – Variações do caso base – Controle $V - V_{\min} = 0,8$ pu, $T_{\min} = 0$ s e $T_{\text{set}} = 0,3$ s.....	52
Tabela 5.13: Caso base das simulações de corte de carga – Controle de $Q - V_{\min} = 0$ pu, $T_{\min} = 0$ s e $T_{\text{set}} = 0$ s.	53
Tabela 5.14: Corte de carga – Variações do caso base – Controle de $Q - V_{\min} = 0$ pu, $T_{\min} = 0$ s e $T_{\text{set}} = 0$ s.....	53
Tabela 6.1: Ajustes do relé V/Hz	58
Tabela 6.2: Caso base das simulações de curto-circuito – Controle de $V - V_{\min} = 0$ pu.	68
Tabela 6.3: Curto-circuito – Variações do caso base – Controle $V - V_{\min} = 0$ pu.....	69
Tabela 6.4: Ajuste dos temporizadores e da tensão mínima de operação.	70
Tabela 6.5: Caso base - curto-circuito – Controle de $V - V_{\min} = 0,8$ pu, $T_{\min} = 0,4$ s e $T_{\text{set}} = 0$ s.	70

Tabela 6.6: Curto-circuito – Variações do caso base – Controle V – $V_{\min} = 0,8 \text{ pu}$, $T_{\min} = 0,4 \text{ s}$ e $T_{\text{set}} = 0 \text{ s}$	70
Tabela 6.7: Caso base - curto-circuito - Controle de Q - $V_{\min} = 0,8 \text{ pu}$, $T_{\min} = 0,4 \text{ s}$ e $T_{\text{set}} = 0 \text{ s}$...	71
Tabela 6.8: Curto-circuito - Variações do caso base - Controle de Q - $V_{\min} = 0,8 \text{ pu}$, $T_{\min} = 0,4 \text{ s}$ e $T_{\text{set}} = 0 \text{ s}$	71
Tabela 6.9: Caso base das simulações de corte de carga - Controle de Q - $V_{\min} = 0 \text{ pu}$, $T_{\min} = 0 \text{ s}$ e $T_{\text{set}} = 0 \text{ s}$	72
Tabela 6.10: Variações do caso base – Controle de Q – $V_{\min} = 0 \text{ pu}$, $T_{\min} = 0 \text{ s}$ e $T_{\text{set}} = 0 \text{ s}$	72
Tabela 7.1: Ajustes do relé de impedância.....	80
Tabela 7.2: Caso base das simulações de curto-circuito – Controle de V – $V_{\min} = 0 \text{ pu}$	88
Tabela 7.3: Curto-circuito – Variações do caso base – Controle de V – $V_{\min} = 0 \text{ pu}$	88
Tabela 7.4: Caso base - curto-circuito - Controle de V- $V_{\min} = 0,8 \text{ pu}$, $T_{\min} = 0,6 \text{ s}$ e $T_{\text{set}} = 0 \text{ s}$	89
Tabela 7.5: Curto-circuito - Variações do caso base - Controle de V - $V_{\min} = 0,8 \text{ pu}$, $T_{\min} = 0,6 \text{ s}$ e $T_{\text{set}} = 0 \text{ s}$	89
Tabela 7.6: Caso base das simulações de curto-circuito - Controle de Q - $V_{\min} = 0 \text{ pu}$, $T_{\min} = 0 \text{ s}$ e $T_{\text{set}} = 0 \text{ s}$	90
Tabela 7.7: Curto-circuito – Variações do caso base - Controle de Q - $V_{\min} = 0 \text{ pu}$, $T_{\min} = 0 \text{ s}$ e $T_{\text{set}} = 0 \text{ s}$	90
Tabela 7.8: Caso base - curto-circuito - Controle de Q - $V_{\min} = 0,8 \text{ pu}$, $T_{\min} = 0,6 \text{ s}$ e $T_{\text{set}} = 0 \text{ s}$	90
Tabela 7.9: Curto-circuito - Variações do caso base - Controle de Q - $V_{\min} = 0,8 \text{ pu}$, $T_{\min} = 0,6 \text{ s}$ e $T_{\text{set}} = 0 \text{ s}$	90
Tabela 7.10: Caso base - corte de carga – Controle de V– $V_{\min} = 0 \text{ pu}$, $T_{\min} = 0 \text{ s}$ e $T_{\text{set}} = 0 \text{ s}$	91
Tabela 7.11: Corte de carga – Variações do caso base – Controle de V– $V_{\min} = 0 \text{ pu}$, $T_{\min} = 0 \text{ s}$ e $T_{\text{set}} = 0 \text{ s}$	91
Tabela 7.12: Caso base - corte de carga – Controle de V– $V_{\min} = 0,8 \text{ pu}$, $T_{\min} = 0 \text{ s}$ e $T_{\text{set}} = 0,03 \text{ s}$	92
Tabela 7.13: Corte de carga - Variações do caso base - Controle de V - $V_{\min} = 0,8 \text{ pu}$, $T_{\min} = 0 \text{ s}$ e $T_{\text{set}} = 0,03 \text{ s}$	92
Tabela 7.14: Caso base - corte de carga - Controle de Q - $V_{\min} = 0 \text{ pu}$, $T_{\min} = 0 \text{ s}$ e $T_{\text{set}} = 0 \text{ s}$	92
Tabela 7.15: Corte de carga – Variações do caso base – Controle de Q – $V_{\min} = 0 \text{ pu}$, $T_{\min} = 0 \text{ s}$ e $T_{\text{set}} = 0 \text{ s}$	92

Tabela 7.16: Caso base - corte de carga – Controle de Q – $V_{\min} = 0,8$ pu, $T_{\min} = 0$ s e $T_{\text{set}} = 0,03$ s.	93
Tabela 7.17: Corte de carga – Variações do caso base – $V_{\min} = 0,8$ pu, $T_{\min} = 0$ s e $T_{\text{set}} = 0,03$ s.	93
Tabela 8.1: Ajustes do relé de diferença angular.	99
Tabela 8.2: Caso base das simulações de curto-circuito - Controle de V - $V_{\min} = 0$ pu, $T_{\min} = 0$ s e $T_{\text{set}} = 0$ s.	107
Tabela 8.3: Curto-circuito – Variações do caso base – $V_{\min} = 0$ pu, $T_{\min} = 0$ s e $T_{\text{set}} = 0$ s.	107
Tabela 8.4: Caso base - curto-circuito - Controle de V - $V_{\min} = 0,8$ pu, $T_{\min} = 0,3$ s e $T_{\text{set}} = 0$ s.	108
Tabela 8.5: Curto-circuito – Variações do caso base – $V_{\min} = 0,8$ pu, $T_{\min} = 0,3$ s e $T_{\text{set}} = 0$ s.	109
Tabela 8.6: Caso base - curto-circuito - Controle de Q - $V_{\min} = 0$ pu, $T_{\min} = 0$ s e $T_{\text{set}} = 0$ s.	109
Tabela 8.7: Curto-circuito – Variações do caso base – $V_{\min} = 0$ pu, $T_{\min} = 0$ s e $T_{\text{set}} = 0$ s.	109
Tabela 8.8: Caso base - curto-circuito - Controle de Q - $V_{\min} = 0,8$ pu, $T_{\min} = 0,3$ s e $T_{\text{set}} = 0$ s.	110
Tabela 8.9: Curto-circuito – Variações do caso base – $V_{\min} = 0,8$ pu, $T_{\min} = 0,3$ s e $T_{\text{set}} = 0$ s.	110
Tabela 8.10: Caso base - Corte de carga - Controle de V - $V_{\min} = 0$ pu, $T_{\min} = 0$ s e $T_{\text{set}} = 0$ s.	110
Tabela 8.11: Corte de carga – Variações do caso base – $V_{\min} = 0$ pu, $T_{\min} = 0$ s e $T_{\text{set}} = 0$ s.	111
Tabela 8.12: Caso base - Corte de carga – Controle de Q – $V_{\min} = 0$ pu, $T_{\min} = 0$ s e $T_{\text{set}} = 0$ s.	111
Tabela 8.13: Corte de carga – Variações do caso base – $V_{\min} = 0$ pu, $T_{\min} = 0$ s e $T_{\text{set}} = 0$ s.	111

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 à 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. No Brasil o modelo institucional do setor de energia elétrica passou por duas grandes mudanças. A primeira, em 1996, envolveu a privatização das companhias operadoras. A segunda ocorreu em 2004, com a introdução do novo modelo do setor elétrico, que teve como objetivo principal garantir a segurança no suprimento, promover a modicidade tarifária e promover a inserção social [1]. Com a reforma houve a cisão das companhias em geradoras, transmissoras e distribuidoras, sendo que a geração passou a ser negociada em mercado livre [1].

Com a desregulamentação do setor elétrico em diversos países, tem aumentado o número geradores de pequeno e médio porte instalados em sistemas de distribuição ou de subtransmissão de energia, conceito conhecido como *geração distribuída* ou *geração dispersa* [2]. Esse aumento se deve, em parte, aos incentivos governamentais à geração de energia elétrica a partir de fontes alternativas de energia (eólica, solar, biomassa, etc), à necessidade de diversificação da matriz energética e a uma maior preocupação em gerar energia sem degradar o meio ambiente. Embora existam os incentivos à expansão da geração distribuída, há de se ter o devido cuidado para que esses geradores não causem impactos negativos aos sistemas elétricos nos quais eles são conectados. Portanto, é necessário realizar uma série de estudos a fim de verificar os impactos da geração distribuída relacionados aos seguintes aspectos [2], [3]: perfil de tensão em regime permanente, qualidade de energia, operação isolada da concessionária, aumento do nível de curto-circuito, coordenação da proteção e seletividade, e confiabilidade da rede elétrica. Tais estudos são de suma importância para auxiliar a definição de requisitos mínimos de controle, proteção, instalação e localização desses geradores. Dentre esses requisitos, esta dissertação foca na capacidade do sistema de proteção do gerador distribuído detectar rapidamente uma situação de ilhamento, também conhecido como perda da rede (*loss of grid* ou *loss of mains*) [2].

O ilhamento ocorre quando parte do sistema de distribuição torna-se eletricamente isolada do restante do sistema de potência, e ainda continua energizada através de um gerador distribuído [2]. A não desconexão do gerador distribuído do restante do sistema, durante o ilhamento, pode causar danos ao gerador e as cargas. As principais consequências da não detecção do ilhamento e, por conseguinte, da não desconexão dos geradores ilhados são: risco na segurança do pessoal da manutenção da concessionária, possibilidade de queda da qualidade da energia fornecida para os consumidores, perda de coordenação do sistema de proteção da rede ilhada, o sistema ilhado pode apresentar um aterramento inadequado, reenergização da rede estando o gerador fora de sincronismo. Portanto, recomenda-se desconectar todos os geradores distribuídos imediatamente após a ocorrência de um ilhamento [2]-[4]. Tipicamente, é necessário detectar o ilhamento e interromper a conexão do gerador com a rede dentro de dois segundos de acordo com recomendações do IEEE [4].

Alguns relés de proteção têm sido utilizados para a detecção de ilhamento de geradores distribuídos em vários países. Os mais comuns são os relés baseados em medida de frequência, o relé de sub e sobre frequência, o relé de taxa de variação de frequência (*Rate of Change of Frequency Relay – ROCOF Relay*), o relé de deslocamento de fase (*Vector Surge* ou *Vector Shift Relay*) e também os relés baseados em medidas de tensão, o relé de sub e sobre tensão [2]-[5]. No entanto, esses relés podem falhar ou atuar com tempos acima do permitido para detectar ilhamento, caso os desbalanços de potência ativa e reativa do subsistema ilhado forem pequenos [2],[5]-[7], pois nesses casos não há grandes variações de tensão e frequência. Nesse contexto, a preocupação com a eficácia na detecção de ilhamento de geradores distribuídos cresce na medida em que aumenta o número desses geradores instalados nos sistemas de distribuição. Logo, a pesquisa sobre potencialidade de novos sinais para detecção do ilhamento, seja como complemento dos já existentes ou até como substitutos dos métodos de proteção anti-ilhamento convencionais, se faz necessária.

1.1. Justificativa e Objetivos

Com base nos conceitos atuais, este trabalho investiga a potencialidade de quatro novos sinais na detecção do ilhamento de geradores síncronos distribuídos.

O primeiro sinal investigado é caracterizado pela taxa de variação de potência ativa fornecida pelo gerador distribuído em relação ao tempo (*Relé de Taxa de Variação de Potência*

Ativa - dP/dt). A idéia de empregar um relé baseado neste sinal surgiu em [8] e [9], mas necessita de uma melhor investigação, pois os autores não analisam um número de casos significativos para que as conclusões sejam confiáveis.

O segundo sinal é caracterizado pela razão entre a tensão terminal do gerador e a frequência (*Relé Volts por Hertz - V/Hz*), e sua idéia é baseada no princípio de funcionamento do relé *V/Hz* que compõe o sistema de proteção da excitatriz de geradores síncronos [2].

O terceiro sinal é caracterizado pela impedância vista à frente do gerador distribuído (*Relé de Impedância - Z*). A idéia de usar esse sinal para detecção de ilhamento surgiu em [10] e [11]. Finalmente, o quarto sinal é caracterizado pela variação da diferença angular entre o ângulo da tensão medida na subestação da concessionária e no local de instalação do gerador distribuído (*Relé Diferença Angular - $\Delta\theta$*), cuja idéia é baseada na descrição de sistemas de proteção semelhantes, apresentados em [12], [13] e [14].

Para a realização da investigação do desempenho desses sinais para detecção de ilhamento, duas metodologias foram empregadas: 1) curva de desempenho - formada por tempo de detecção *versus* desbalanço de potência ativa ou reativa, 2) zonas de não detecção, - composta no plano desbalanço de potência ativa *versus* desbalanço de potência reativa [15]. Este trabalho analisa ainda casos de operação indevida (falsa operação) para cada novo sinal considerando eventos como curto-circuito e chaveamento de cargas, e propõe melhorias aos modelos dos relés para torná-los mais estáveis a essas ocorrências.

Em especial, são tratados casos em que os geradores distribuídos são máquinas síncronas convencionais. A escolha desse tipo de gerador se deu pelo fato de serem os mais utilizados em geração distribuída [2]. Sendo o ilhamento um fenômeno dinâmico, as simulações dos vários casos de desbalanço potência ativa e reativa, bem como a falsa operação, são simulações de transitórios eletromagnéticos.

1.2. Organização da Dissertação

Esta dissertação de mestrado está organizada do seguinte modo:

- Capítulo 1: contextualização do tema estudado, bem como as justificativas e os objetivos deste trabalho;
- Capítulo 2: apresenta a importância da detecção de ilhamento em sistemas de geração distribuída e uma revisão das principais técnicas de detecção utilizadas.

Também é apresentado um resumo das metodologias já existentes para avaliar o desempenho dessas técnicas;

- Capítulo 3: apresenta uma breve descrição da ferramenta computacional utilizada para a realização das simulações contidas neste trabalho e em seguida são apresentados os modelos dos elementos do sistema elétrico. Também nesse capítulo é apresentado o sistema elétrico utilizado nas simulações desse trabalho;
- Capítulo 4: apresenta as metodologias utilizadas para avaliar o desempenho de cada novo sinal de relé para a detecção de ilhamento, bem como uma breve discussão da metodologia empregada nos testes de falsa operação;
- Capítulo 5: apresenta o modelo do relé de taxa de variação de potência ativa (dP/dt) e o seu desempenho na detecção de ilhamento, empregando os dois métodos utilizados neste trabalho;
- Capítulo 6: apresenta o modelo do relé Volts por Hertz (V/Hz) e o seu desempenho na detecção de ilhamento através dos dois métodos utilizados neste trabalho;
- Capítulo 7: apresenta o modelo do relé de impedância (Z) e o seu desempenho na detecção de ilhamento através dos métodos utilizados neste trabalho;
- Capítulo 8: apresenta o modelo do relé diferença angular ($\Delta\theta$) e o seu desempenho na detecção de ilhamento através dos métodos de curva de desempenho e da zona de não detecção;
- Capítulo 9: apresenta as considerações finais e conclusões.

Capítulo 2 Detecção de Ilhamento em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica

Um importante requerimento para conexão de um gerador distribuído na rede de distribuição é que o mesmo possua um sistema de proteção com a capacidade de detectar condições de ilhamento, bem como proteger o gerador contra variações anormais da tensão e da frequência prejudiciais ao seu funcionamento. A Figura 2.1 ilustra de forma esquemática a ocorrência de um ilhamento, que é destacada pela linha tracejada externa, nomeada de área ilhada. Como pode ser observado, após a abertura do disjuntor, a carga da rede de distribuição permanece energizada pelo gerador distribuído presente no sistema elétrico.

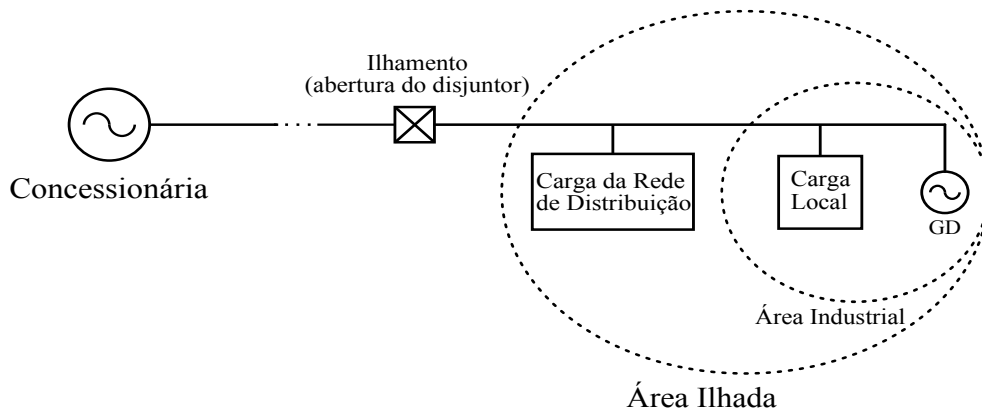


Figura 2.1: Ilhamento na rede de distribuição de energia elétrica.

As principais implicações da operação ilhada de geradores distribuídos na rede de distribuição estão relacionadas a aspectos de segurança, comerciais e técnicos [15] tais como:

- A segurança das equipes de manutenção da concessionária, assim como dos consumidores é gravemente ameaçada, uma vez que após a perda do suprimento da concessionária, parte da rede elétrica permanece energizada sem o conhecimento da concessionária;
- A concessionária, usualmente, não tem controle sobre a tensão e frequência dentro da área ilhada, uma vez que os geradores distribuídos normalmente não pertencem

a ela. Desta forma, a qualidade da energia fornecida aos consumidores dentro desta área ilhada não pode ser garantida, embora a concessionária ainda seja a responsável legal pela manutenção dos níveis de qualidade;

- Os dispositivos de proteção contra curtos-circuitos existentes dentro da área ilhada podem perder completamente a coordenação entre si deixando de operar satisfatoriamente, uma vez que ocorre a redução drástica do nível de curto-circuito após a perda da conexão com a concessionária;
- O subsistema ilhado pode apresentar aterramento inadequado para sua operação;
- 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 eliminação de uma falta. Assim, no instante da reconexão da ilha com a rede, os geradores distribuídos podem estar fora de sincronismo, o que levaria a graves danos tanto aos mesmos quanto aos demais elementos do sistema elétrico;
- Ilhas energizadas podem atrapalhar o esquema de restauração manual ou automática do suprimento de energia aos consumidores.

Devido às implicações apresentadas anteriormente, a prática atualmente utilizada pelas concessionárias e recomendada nos principais guias técnicos é a desconexão de todos os geradores distribuídos, tão logo ocorra um ilhamento [2]-[4], [16]. Tipicamente, o gerador distribuído deve ser desconectado em um intervalo de tempo inferior a 2 segundos, após a perda da conexão com a concessionária, sobretudo, devido à atuação rápida dos religadores automáticos [4]. Para cumprir tal objetivo, o gerador distribuído deve ser equipado com esquemas de proteção anti-ilhamento, os quais podem ser baseados em diversas técnicas. Uma discussão das principais técnicas de detecção de ilhamento de geradores distribuídos é apresentada nas seções seguintes.

2.1. Revisão das Técnicas de Detecção de Ilhamento

A detecção de ilhamento é um problema que tem despertado o interesse de pesquisadores ligados a universidades e empresas, pois ainda não existe um método de detecção completamente eficaz e com baixo custo. Uma discussão abrangente das várias técnicas de detecção de ilhamento pode ser obtida em [15] e [17], os quais mencionam que estas técnicas podem ser divididas em duas classes principais, ou grandes áreas de classificação, que são subdivididas em subclasses,

como mostra a Figura 2.2. Dentro de cada subclasse existem diversas técnicas possíveis e a escolha de uma ou mais delas depende da viabilidade técnica e econômica. As duas classes principais são: técnicas remotas e técnicas locais, sendo que a última é subdividida em duas subclasses: técnicas passivas e técnicas ativas. As técnicas remotas são baseadas na comunicação (e.g., *power line communications* (PLC) e *transfer trip*) entre a concessionária e o gerador distribuído (GD). Embora essas técnicas possam apresentar maior confiabilidade do que as técnicas locais, seu custo de implantação ainda é elevado [17].

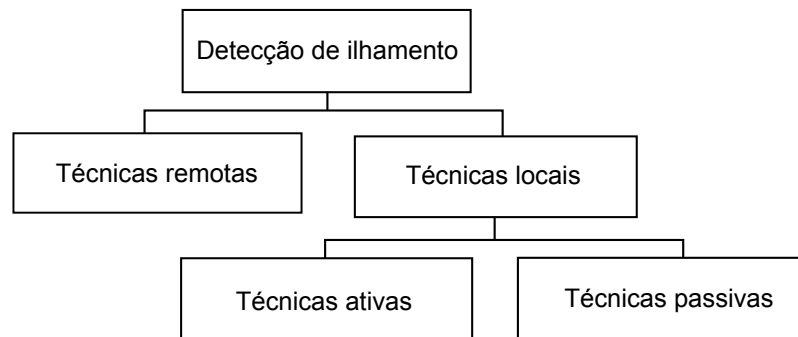


Figura 2.2: Técnicas de detecção de ilhamento.

As técnicas locais baseiam-se nas informações medidas no local de instalação do GD para a detecção de ilhamento. A seguir será apresentada uma breve discussão sobre essas técnicas.

2.1.1. Técnicas Ativas

As técnicas ativas empregadas na detecção de ilhamento requerem que ocorra algum tipo de perturbação no controle do gerador distribuído ou que haja a injeção de determinados sinais no sistema de distribuição, de forma que a resposta a esses distúrbios permita identificar localmente a ocorrência do ilhamento. Alguns métodos encontrados na literatura baseados nessas técnicas são: monitoramento da impedância [10], [11], variação da potência reativa do gerador, variação da tensão terminal do gerador, entre outros. A vantagem da técnica ativa é sua independência em relação aos desbalanços de potência ativa e reativa na área ilhada. A desvantagem é que esse método pode causar deterioração da qualidade de energia e vibrações no rotor do gerador, devido à injeção de contínuas perturbações na rede. Além disso, a presença de mais de um gerador distribuído no sistema de distribuição dificultaria a resposta do sistema, frente a múltiplas perturbações [17].

A técnica de monitoramento da impedância (Z) é baseada no fato da impedância do sistema elétrico mudar quando ocorre o ilhamento e, por conseguinte, mudam as características de corrente e tensão. Uma técnica ativa que consiste em aplicar pequenas perturbações de tensão e corrente, respectivamente descritas em [10] e [11], é usada para determinar a mudança da impedância do sistema e, no caso de tal alteração indicar a ocorrência de um ilhamento, um sinal de disparo (sinal de *trip*) é enviado para o disjuntor de interconexão do gerador distribuído. De acordo com os autores, esse método não depende do carregamento do gerador e dos parâmetros do sistema, e não é sujeito a falsa operação durante uma falta no sistema ou uma condição de transitórios de frequência na rede. Mas como mencionado anteriormente pode haver um custo direto na qualidade do suprimento e no desempenho do sistema de potência.

2.1.2. Técnicas Passivas

As técnicas passivas são baseadas em medidas de grandezas elétricas como tensão, corrente e frequência, no ponto de interconexão entre o gerador distribuído e o sistema elétrico, sendo que o ilhamento é identificado se houver variações significativas destas grandezas.

As técnicas de monitoramento baseadas em medidas de frequência são as mais difundidas dentro das técnicas passivas [2], [6], [7], [18]. Com um grande desbalanço de potência ativa entre geração e a carga da rede ilhada, após o ilhamento, ocorre uma variação significativa da frequência elétrica no subsistema ilhado. De maneira geral, são esquemas bastante atrativos, sobretudo pelo baixo custo e fácil instalação, no entanto, seu desempenho é prejudicado nos casos em que a diferença entre geração e carga é pequena. Relés de sub e sobrefrequência são muito utilizados nesse tipo de esquema de proteção. Eles medem a frequência do sistema e operam caso esse valor exceda os ajustes. 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), também conhecido como ROCOF - *Rate of Change of Frequency Relay*. Esse dispositivo acelera a detecção do ilhamento, sobretudo quando a frequência varia lentamente [2], [7], [18] e opera quando a taxa de variação de frequência excede um valor ajustado.

Relés de deslocamento de fase, conhecidos como “Salto de Vetor”, também são empregados para a detecção de ilhamentos em geração distribuída [2], [7], [18], [19]. Esses 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.

Ainda entre os sinais convencionais mais empregados na detecção de ilhamento estão os relés baseados em medidas de tensão [2], [5], [18], sendo que o tipo mais comum é o relé de sub e sobretensão. Sabendo que a variação da tensão é fortemente relacionada ao valor do desbalanço de potência reativa no sistema ilhado, quanto maior a diferença entre a geração de potência reativa e a porção reativa da carga do sistema, mais eficaz será o esquema de proteção baseado em medida de tensão.

Uma vez que esses sinais são largamente difundidos na literatura, essa dissertação de mestrado se atentará a estudar sinais não convencionais que se enquadram dentro dessa subclasse. Inicialmente um estudo foi realizado na literatura disponível e encontrou-se que alguns pesquisadores, buscando métodos de detecção de ilhamento mais eficientes do que os convencionais e com baixo custo, propuseram criar dispositivos para monitorar sinais diferentes dos convencionais. Entre essas propostas, destaca-se o monitoramento da taxa de variação da potência ativa (dP/dt) fornecida pelo gerador. Esta técnica, descrita em [8] e [9], 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. Nesses trabalhos, os autores concluem que desbalanços de potência ativa da ordem de 1% podem ser detectados por relés baseados nesse novo sinal. Entretanto, essas conclusões foram baseadas em um número pequeno de casos testados, de forma que a técnica não foi caracterizada sistematicamente para diferentes condições operativas do sistema elétrico. Ressalta-se ainda a dificuldade de determinar os ajustes mais adequados para eventuais relés que se baseiam nesse método. Com base nisto, neste trabalho, as metodologias de análise e de ajuste desenvolvidas em [15] foram utilizadas para caracterizar sistematicamente o método de detecção de ilhamento proposto em [8] e [9]. Com isso, pretende-se avaliar a potencialidade do sinal dP/dt para detectar ilhamentos de geradores síncronos distribuídos em diversas condições operativas do sistema elétrico, auxiliando na escolha dos ajustes mais adequados.

Seguindo idéia semelhante, a literatura traz outro trabalho em que o sinal usado para detectar ilhamento é a variação da frequência em função da variação da potência ativa (df/dP), medida no ponto de interconexão do gerador com a concessionária [20]. Esse trabalho mostra, através da 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 um balanceamento entre geração e carga na rede ilhada. Atualmente, este método está sendo aplicado para analisar a consequência de ilhamento nas unidades de geração distribuída instaladas em uma usina siderúrgica no sul de Taiwan [20].

Outras duas técnicas são sugeridas por [21], uma baseada na variação da impedância em função do tempo (dz/dt) e a outra na medição da impedância. De acordo com os autores, a primeira se mostrou mais sensível que o relé convencional ROCOF, mas muito susceptível a atuar em casos de falta e perturbações na rede de distribuição. Já de acordo com a segunda técnica, foi observada uma ondulação, que é reduzida significativamente durante o ilhamento, mas que aumenta significativamente durante uma falta no sistema, dificultando o ajuste do relé. Contudo os próprios autores admitem que essas técnicas requerem mais estudos.

Outra técnica utilizada para a detecção de ilhamentos envolve a idéia de que é possível detectar ilhamento através diferença entre o ângulo de tensão da concessionária e o ângulo de tensão do gerador distribuído [12], [13], [14]. Os autores de [14] propuseram um sistema que consiste em dois equipamentos, um está localizado na subestação da concessionária e o outro está no ponto de interconexão do gerador distribuído. Estas duas unidades são conectadas via rede local. Os resultados mostraram que este sistema foi capaz de detectar ilhamento em condições com desbalanço de potência menor que 1% em oposição à técnica convencional baseada em frequência que detecta ilhamento em condições de desbalanço de potência maior que 4%. De acordo com os autores, o sistema proposto se mostrou superior ao sistema convencional baseado em frequência, considerando que o tempo de desconexão do gerador distribuído seja 6 segundos.

Entretanto, o tempo de detecção nos casos em que o sistema proposto atua e o sistema convencional não atua é muito elevado, sendo superior ao tempo permitido para desconexão do gerador distribuído, de acordo com [4], de 2 segundos. Por outro lado, nos casos em que as duas técnicas atuam, os tempos de atuação são muito próximos. Isso mostra que adotando a norma [4], o desempenho do sistema de proteção proposto e do sistema convencional são muito próximos.

Atualmente, uma técnica baseada na idéia anterior já está disponível no mercado, pela empresa Schweitzer Engineering Laboratories – SEL, por meio do equipamento denominado SEL Powermax [13]. Esse é capaz de monitorar continuamente as condições do sistema de potência nos pontos de interligação e determinar quando o sistema elétrico do consumidor está

ilhado. O sistema usa as indicações do estado de disjuntores, estados das chaves seccionadoras, medições de tensão, medições de potência e/ou informações dos ângulos de fase dos sincrofasores para tomar a decisão. Dessa forma, ele pode lidar com qualquer tipo de cenário, número/conexões de barras/topologia do sistema de potência. No entanto, pouco se conhece do verdadeiro desempenho deste equipamento.

Há ainda as técnicas híbridas que utilizam a combinação de duas técnicas convencionais como de variação da tensão e de frequência [22]. De acordo com os autores, essa proposta se mostrou mais eficiente em comparação a qualquer uma das técnicas usadas individualmente.

Capítulo 3 Modelagem Computacional do Sistema Elétrico

Este capítulo inicialmente descreve as funcionalidades do SimPowerSystems – ferramenta computacional utilizada nesta dissertação de mestrado 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 dissertação são descritos. Finalmente, o sistema elétrico teste utilizado no trabalho é apresentado.

3.1. O Programa SimPowerSystem

A ferramenta computacional empregada na realização das simulações dinâmicas neste trabalho foi o SimPowerSystems [23]. O SimPowerSystems é um conjunto de bibliotecas contendo modelos dinâmicos de vários componentes de sistemas de potência para ser utilizado em conjunto com o Matlab/Simulink. O conjunto de bibliotecas do SimPowerSystems é bastante completo, fornecendo modelos de diversos componentes da rede, por exemplo, elementos RLC concentrados, cargas não-lineares, diversos modelos de máquinas elétricas e controles associados, modelos de linha de transmissão e cabos concentrados (modelo pi-equivalente) e distribuídos (modelo de Bergeron), disjuntores, componentes de eletrônica de potência, controles associados, etc. Tais componentes podem ser utilizados em conjunto com modelos existentes no Simulink, assim como modelos desenvolvidos pelo usuário empregando Simulink, Matlab (arquivo.m) e linguagens 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 de estabilidade transitória (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. Neste trabalho, utilizou-se a versão 7.0.1 do SimPowerSystems. A estrutura lógica do SimPowerSystem é discutida a seguir de forma simplificada.

Inicialmente, é necessário construir o circuito do sistema utilizando os componentes existentes nas bibliotecas do SimPowerSystems/Simulink, assim como componentes definidos pelo usuário. A partir deste 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 *circ2sys* constrói o modelo de variáveis de estado do sistema, como descrito em (3.1) e (3.2), considerando a parte linear do circuito. Todos os cálculos de regime permanente e inicialização das variáveis são efetuados neste instante, inclusive os dos controladores das máquinas elétricas, através de um fluxo de carga (*Load Flow*);

$$\dot{x} = Ax + Bu \quad (3.1)$$

$$y = Cx + Du \quad (3.2)$$

- se a opção de discretizar o sistema tiver sido escolhida, o modelo de variáveis de estado em (3.1) e (3.2) é discretizado utilizando o método Tustin;
- então, a simulação é iniciada, interconectando os modelos lineares e não-lineares, existentes ou definidos pelo usuário, conforme representado Figura 3.1.

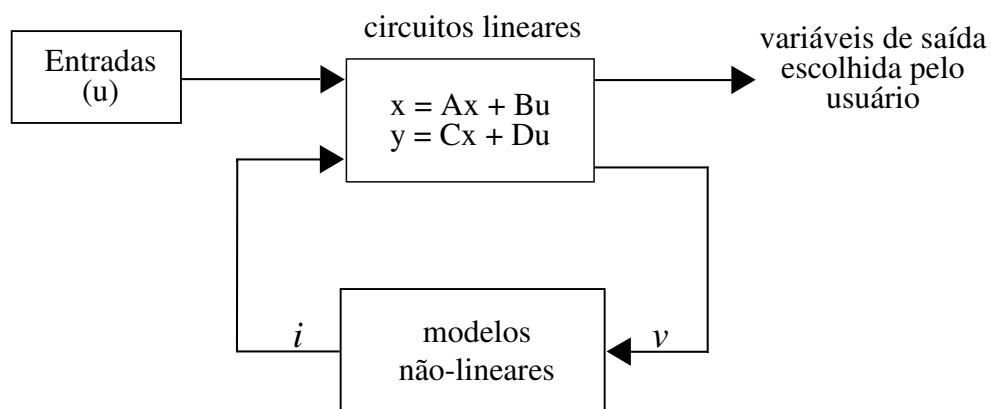


Figura 3.1: Interconexão entre os modelos lineares e não lineares.

Como pode ser observado na Figura 3.1, componentes não-lineares do circuito são modelados através de relações tensão-corrente. As saídas do programa são as variáveis elétricas, mecânicas e de controle escolhidas pelo usuário.

Neste estudo, todos os componentes de redes foram representados por modelos trifásicos, visto esta ser a abordagem no SimPowerSystems para modelar máquinas elétricas. Ressalta-se ainda que os modelos dos relés testados neste trabalho contemplam modelos discretos (relé de taxa de variação da potência ativa e relé variação da impedância) e modelos fasoriais (relé Volts por Hertz e relé de diferença angular).

3.2. Componentes da Rede Elétrica

3.2.1. 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.

3.2.2. Transformadores

Transformadores trifásicos foram representados pelo modelo T [23], conforme apresentado na Figura 3.2, ou seja, as perdas do núcleo são consideradas. Na Figura 3.2, em que se mostra o circuito equivalente por fase, R_1 e L_1 representam as resistências e a indutância do primário, R'_2 e L'_2 representam resistência e indutância do secundário, cujos valores são referidos para o primário, e R_m e L_m representam a resistência e a indutância de magnetização, respectivamente. No modelo utilizado na realização dos estudos apresentados neste trabalho, os efeitos da saturação do núcleo foram desprezados e para representar um transformador trifásico usam-se três transformadores monofásicos. É importante destacar que este modelo está disponível nas bibliotecas do SimPowerSystems.

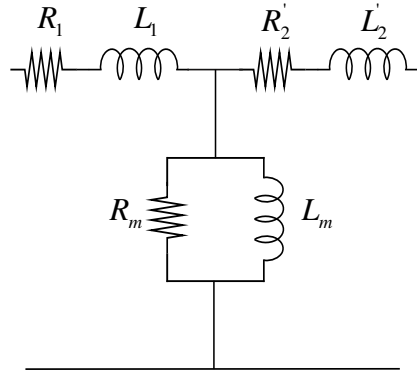


Figura 3.2: Circuito equivalente do modelo do transformador.

3.2.3. Geradores Síncronos

A máquina síncrona é representada por um modelo de oitava ordem (modelo subtransitório) que leva em conta a dinâmica do estator, dos enrolamentos de campo e de amortecimento [24]. O circuito equivalente do modelo é representado na estrutura dq0 de referência do rotor. Todos os parâmetros do rotor e grandezas elétricas são referidos para o estator. O modelo elétrico da máquina é representado na Figura 3.3.

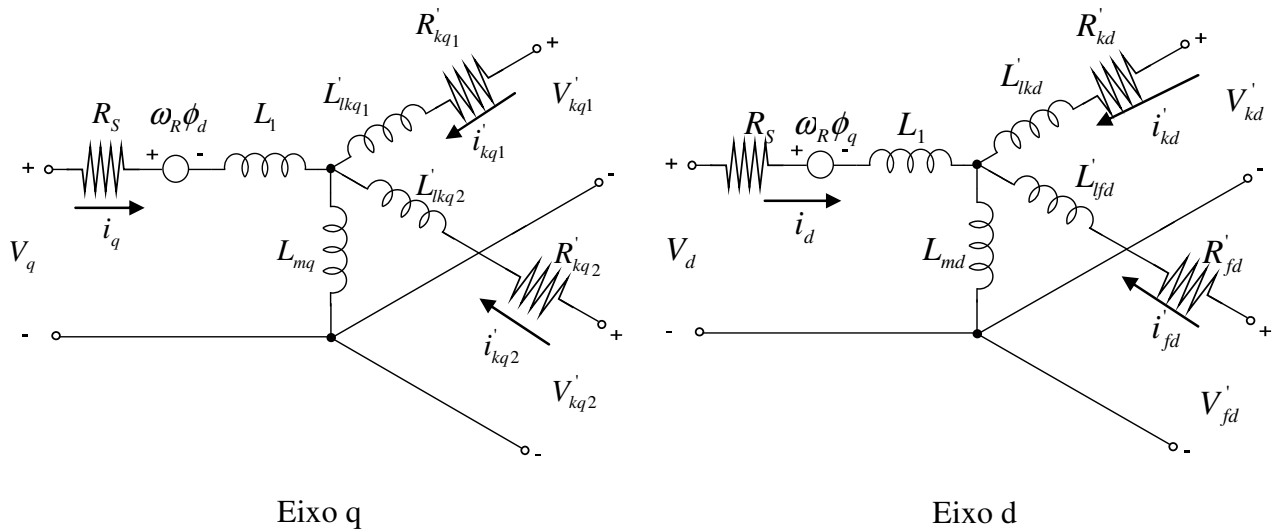


Figura 3.3: Modelo elétrico do gerador síncrono.

Os índices do modelo acima se referem às seguintes grandezas:

d, q - eixo direto e eixo em quadratura.

R, s - rotor e estator.

l, m - indutância de perda e magnetização.

f, k - enrolamento de campo e de amortecimento.

O modelo matemático que representa o gerador síncrono emprega as seguintes equações [23]:

$$V_d = R_s i_d + \frac{d}{dt} \varphi_d - \omega_r \varphi_q \quad (3.3)$$

$$V_q = R_s i_q + \frac{d}{dt} \varphi_q - \omega_r \varphi_d \quad (3.4)$$

$$V'_{fd} = R'_{fd} i'_{fd} + \frac{d}{dt} \varphi_{fd} \quad (3.5)$$

$$V'_{kd} = R'_{kd} i'_{kd} + \frac{d}{dt} \varphi_{kd} \quad (3.6)$$

$$V'_{kq1} = R'_{kq1} i'_{kq1} + \frac{d}{dt} \varphi_{kq1} \quad (3.7)$$

$$V'_{kq2} = R'_{kq2} i'_{kq2} + \frac{d}{dt} \varphi_{kq2} \quad (3.8)$$

$$\varphi_d = L_d i_d + L_{md} (i'_{fd} + i'_{kd}) \quad (3.9)$$

$$\varphi_q = L_q i_q + L_{mq} i'_{kq} \quad (3.10)$$

$$\varphi'_{fd} = L'_{fd} i'_{fd} + L_{md} (i_d + i'_{kd}) \quad (3.11)$$

$$\varphi'_{kd} = L'_{kd} i'_{kd} + L_{md} (i_d + i'_{fd}) \quad (3.12)$$

$$\varphi'_{kq1} = L'_{kq1} i'_{kq1} + L_{mq} i_q \quad (3.13)$$

$$\varphi'_{kq2} = L'_{kq2} i'_{kq2} + L_{mq} i_q \quad (3.14)$$

O modelo do sistema eletromecânico é dado por:

$$\frac{d}{dt} \omega_r = \frac{1}{2H} (T_m - T_e) \quad (3.15)$$

$$\frac{d}{dt} \theta_r = \omega_r \quad (3.16)$$

Os parâmetros das equações acima são definidos por:

V_d, i_d - tensão (pu) e corrente (pu) de eixo direito, respectivamente.

- V_q, i_q - tensão (pu) e corrente (pu) de eixo em quadratura, respectivamente.
 V'_{fd}, i'_{fd} - tensão (pu) e corrente (pu) de campo. Respectivamente.
 V'_{kd}, i'_{kd} - tensão (pu) e corrente (pu) do enrolamento amortecedor de eixo direito, respectivamente.
 V'_{kq1}, i'_{kq1} - tensões (pu) e correntes (pu) dos enrolamentos amortecedores de eixo em quadratura, respectivamente.
 R_S - resistência do estator (pu).
 R'_{fd} - resistência de campo referido ao estator (pu).
 R'_{kd} - resistência do enrolamento amortecedor de eixo direito referida ao estator (pu).
 R'_{kq1}, R'_{kq2} - resistência dos enrolamentos amortecedores de eixo em quadratura referidas ao estator (pu).
 L_d, L_{md} - indutância total (pu) e indutância mútua (pu) de eixo direto.
 L_q, L_{mq} - indutância total (pu) e indutância mútua (pu) de eixo em quadratura.
 L'_{fd} - indutância do enrolamento de campo referida ao estator (pu).
 L'_{kd} - indutância do enrolamento amortecedor de eixo direito referida ao estator (pu).
 L'_{kq1}, L'_{kq2} - indutância dos enrolamentos amortecedores de eixo em quadratura referidas ao estator (pu).
 Φ_d, Φ_q - fluxos de eixo direto e quadratura (pu).
 Φ'_{fd} - fluxo no enrolamento de campo (pu).
 Φ'_{kd} - fluxo no enrolamento amortecedor de eixo direito (pu).
 Φ'_{kq1}, Φ'_{kq2} - fluxo nos enrolamentos amortecedores de eixo em quadratura (pu).
 ω_r - velocidade angular mecânica do rotor (rad/s).
 θ_r - posição angular mecânica do rotor (rad).
 T_e - torque eletromecânico (pu).
 T_m - torque mecânico no eixo do rotor (pu).
 H - constante de inércia do rotor (s).
 p - número de pares de pólos.

Muitas vezes, a filosofia de controle de geradores síncronos de médio porte conectados em redes de distribuição é diferente daquela adotada no caso de geradores síncronos de grande porte conectados em sistemas de transmissão, sobretudo no que diz respeito ao sistema de controle de tensão e frequência.

Em relação ao controle de frequência (velocidade), usualmente os geradores distribuídos não controlam a frequência elétrica e operam fornecendo potência ativa constante [2]. Ressalta-se também que o tempo de resposta dos reguladores de velocidade das fontes primárias dos geradores (turbinas, motores a diesel etc) é lento, normalmente da ordem de segundos ou dezenas de segundos. Devido a esses dois aspectos e somando o fato de que o tempo requerido para a detecção de ilhamento admitido neste trabalho ser da ordem de centenas de milissegundos, o regulador de velocidade e força motriz não serão analisados nesta dissertação. Logo, a potência mecânica do gerador distribuído será mantida constante durante as simulações.

Em relação ao controle de tensão/potência reativa, o sistema de excitação de geradores conectados em redes de transmissão é normalmente controlado de forma a manter a tensão terminal constante. Porém, no caso de geradores síncronos conectados em redes de distribuição, atualmente, não há consenso entre diferentes guias e práticas adotadas por concessionárias distintas sobre qual é a melhor filosofia de controle a ser adotada para o sistema de excitação [2]. No entanto existem poucas evidências da integração de geradores distribuídos em controle de tensão no sistema de distribuição [3].

Em geral, há duas formas de controle do sistema de excitação que podem ser empregadas: tensão constante ou potência reativa constante [2], [3], [24], [25]. Nesta dissertação, ambas as formas de controle serão analisadas.

Nos grandes geradores, é necessária considerável potência para excitá-los nas condições nominais. Por outro lado, requer-se grande precisão na tensão de saída do gerador. Por este motivo, a excitação não é realizada por apenas um equipamento e sim por conjunto de equipamentos denominado *Sistema de Excitação* [24] - [27].

A estrutura geral do sistema de excitação de um gerador síncrono é mostrada na Figura 3.4 e consiste de circuitos de medição, representados por transformador de potencial (TP) e pelo transformador de corrente (TC), um circuito de 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 de acordo com a saída do regulador. Além disso, o conjunto regulador/excitatriz usualmente é equipado com limitadores de sobre/sub excitação [24], os quais, de fato, limitam a quantidade de potência reativa injetada ou consumida pelo gerador. A seguir uma breve discussão sobre as formas de controle da excitatriz serão apresentadas:

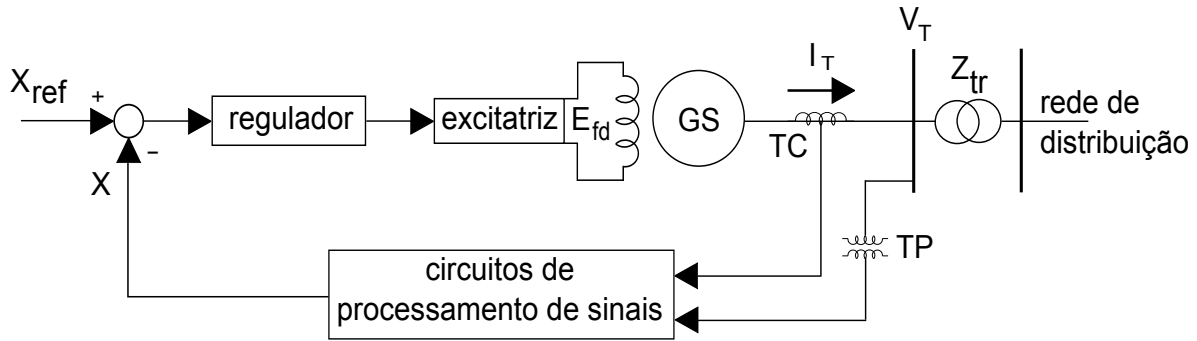


Figura 3.4: Sistema de excitação de um gerador síncrono.

- Regulação de tensão:** Neste caso, o sinal medido X é dado por (3.17), sendo: \bar{V}_t o fasor da tensão terminal, \bar{I}_t o fasor da corrente terminal, j o operador complexo e X_c a reatância de compensação de corrente reativa. Normalmente, um valor positivo de X_c (reactive droop compensation) é empregado para compartilhar a corrente reativa entre diferentes geradores conectados a uma mesma barra. Por outro lado, um valor negativo de X_c é adotado com o objetivo de controlar a tensão em uma barra remota, usualmente a tensão terminal do lado de alta do transformador. Nesta dissertação, para manter a generalidade dos estudos, compensação de corrente reativa foi negligenciada, ou seja, não haverá, portanto compensação, X_c será igual a zero. Sendo assim a tensão terminal do gerador é diretamente comparada com a tensão de referência [25]. O uso de compensação de corrente reativa não deve ser confundido com o uso de regulador de potência reativa ou de fator de potência.

$$X = |\bar{V}_t + j\bar{I}_t X_c| \quad (3.17)$$

- Regulação de potência reativa ou de fator de potência:** Neste caso, o sinal medido X é a potência reativa injetada pelo gerador ou o fator de potência. A tensão de campo é automaticamente ajustada para manter o fator de potência ou a potência reativa constante. Esse tipo de regulação é freqüentemente utilizado no controle de excitação de grandes motores síncronos [25]. 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, os geradores operam com fator de potência unitário.

O modelo computacional em forma de diagrama de blocos utilizado para representar o sistema de excitação corresponde ao Tipo DC1A do IEEE [27], que pode ser visualizado na Figura 3.5. Embora tenha sido desenvolvido para representar sistemas de excitação baseados em máquinas de corrente contínua, devido ao fato de esse modelo ter sido 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.

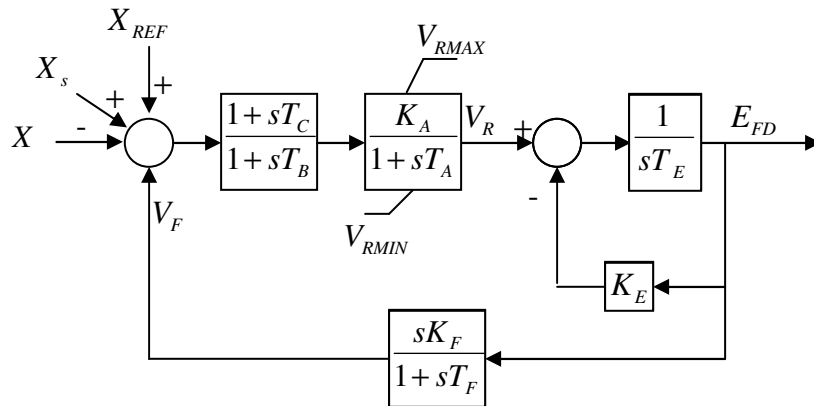


Figura 3.5: Diagrama de blocos simplificado do sistema de excitação IEEE tipo DC1A.

Em que:

- X - sinal de controle (tensão, fator de potência ou potência reativa).
- X_{REF} - sinal de referencia (tensão, fator de potência ou potência reativa).
- X_S - sinal do PPS (Power system stabilizer), 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} - limite máximo e mínimo da saída do regulador de tensão, relacionados à saturação da excitatriz ou a limitações do sistema de excitação.
- 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.

3.2.4. Cargas

As cargas estáticas têm a característica de uma função algébrica para tensão em qualquer instante de tempo. As potências ativa (P) e reativa(Q) são consideradas separadamente, conforme mostrado nas expressões (3.18) a (3.20).

$$\bar{V} = \frac{V}{V_0} \quad (3.18)$$

$$P = P_0 (\bar{V})^{n_p} \quad (3.19)$$

$$Q = Q_0 (\bar{V})^{n_q} \quad (3.20)$$

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 de 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.

No modelo de carga empregado, que é representado pelas equações (3.18), (3.19) e (3.20), os valores dos expoentes n_p e n_q determinam o tipo de carga de acordo com as informações da Tabela 3.1 [24].

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

Em todos os testes e simulações realizadas neste trabalho, serão consideradas apenas cargas do tipo impedância constante, como é usual em estudos de estabilidade transitória. Além

disso, o emprego de cargas dependentes da tensão em simulações dinâmicas, em detrimento de cargas do tipo potência constante, evita problemas de convergência numérica do processo de solução, em casos em que a tensão é baixa.

3.3. Sistema Teste

O diagrama da rede elétrica empregada neste trabalho é apresentado na Figura 3.6. Tal rede consiste em um sistema de subtransmissão de 132 kV e nível de curto-circuito de 1500 MVA, representado por um equivalente de Thévenin, o qual alimenta um sistema de distribuição de 33 kV através de um transformador de 132/33 kV cujos enrolamentos primários são conectados em delta e os secundários, em estrela como o neutro aterrado (Δ/Y_g). Nessa rede, há uma indústria com um gerador síncrono de 30 MVA e uma carga de 10 MW e 4 Mvar. Essa indústria é conectada na rede elétrica através de um transformador de 33/6,9 kV ligado em Δ/Y_g . Além disso, na rede há uma carga de 20 MW e 7 Mvar conectada à barra 3. O relé investigado é instalado no lado de baixa do transformador da indústria, na barra 5, o qual opera diretamente no disjuntor DJ3.

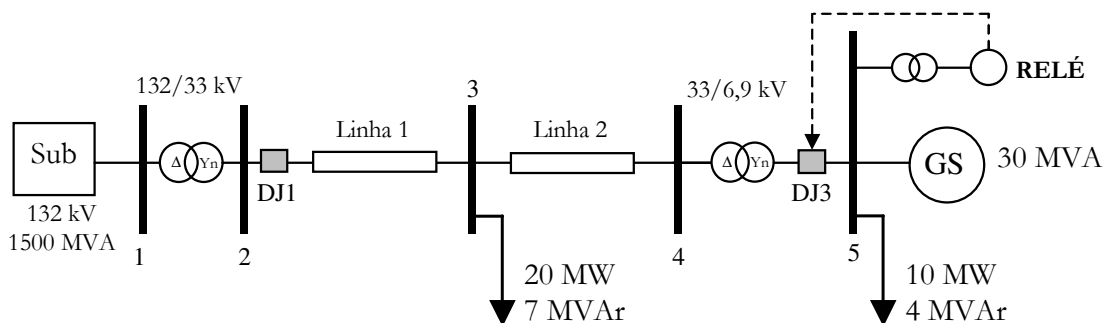


Figura 3.6: Diagrama unifilar da rede teste.

Capítulo 4 Metodologias de Análise

Existem vários métodos utilizados para analisar a capacidade de detecção de ilhamento de diversas técnicas [5], [7], [15], [19], [28], [29]. Dentre eles, destacam-se: a) o método baseado na obtenção de curvas de desempenho; b) o método baseado na obtenção de zona de não detecção; c) o método baseado na análise de falsa operação. A seguir, a utilização e a descrição de cada um desses métodos serão apresentadas.

4.1. Curvas de Desempenho

A capacidade de detecção de ilhamento de técnicas passivas, sobretudo daquelas baseadas na variação da frequência ou da tensão, depende do desbalanço de potência ativa ou reativa entre geração e carga no subsistema isolado. 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, essa metodologia é baseada em um conjunto de curvas relacionando tempo de detecção de ilhamento *versus* desbalanço de potência, as quais são denominadas **curvas de desempenho**. O conceito de curva de desempenho foi apresentado e utilizado para análise de desempenho dos relés de deslocamento de fase [19] e de taxa de variação de frequência [7]. Também foi empregado extensivamente em [15] para os relés de sub/sobrefrequência e de sub/sobretensão (relés de tensão).

A aplicação das curvas de desempenho nos novos sinais investigados neste trabalho visa identificar sua potencialidade para detectar ilhamento de geradores síncronos distribuídos e determinar sua eficiência em relação às variações do desbalanço de potência ativa e reativa no sistema ilhado.

Para cada sinal analisado, as curvas de desempenho são obtidas por meio de repetidas simulações de transitórios eletromagnéticos, considerando diferentes perfis de geração/carga no sistema ilhado, i.e, diferentes valores de desbalanço de potência ativa e reativa. Para cada desbalanço de potência ativa ou reativa, o tempo de detecção de ilhamento é determinado através de simulação e depois as curvas são traçadas. Além disso, será considerado qual o tipo de

controle configurado na excitatriz do gerador distribuído: tensão constante ou fator de potência (potência reativa) constante [2] e [25], o qual pode influenciar no comportamento dessas curvas.

Considerando a hipótese de que alguns sinais são mais susceptíveis ao desbalanço de potência ativa e outros, ao desbalanço de potência reativa, as curvas de desempenho foram obtidas de duas formas distintas: a primeira é a característica de tempo de detecção *versus* desbalanço de potência ativa e a segunda é utilizando tempo de detecção *versus* desbalanço de potência reativa.

Em todas as análises apresentadas nesse trabalho, a situação de ilhamento foi simulada através da abertura do disjuntor *DJ1* instalado logo após o transformador abaixador da subestação, como mostrado na Figura 4.1. Assim, o desbalanço inicial de potência ativa e reativa na rede ilhada é igual à potência ativa e reativa fornecida ou consumida pela subestação no instante em que ocorre o ilhamento.

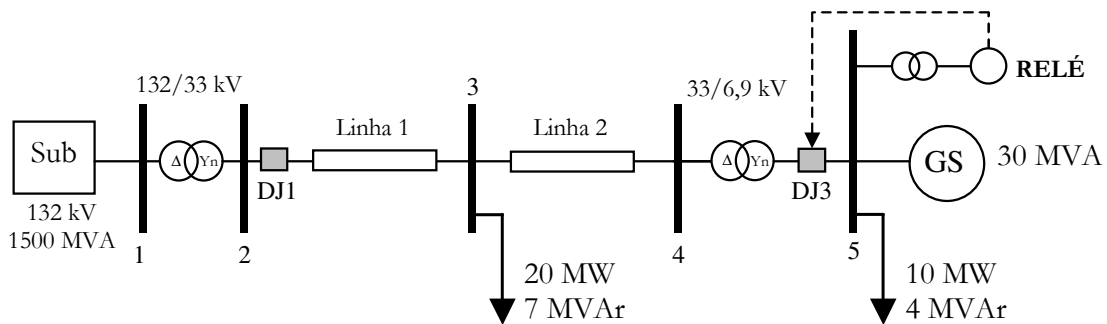


Figura 4.1: Diagrama unifilar da rede teste.

4.1.1. Desbalanço de Potência Ativa

A seguir será detalhado como foram obtidas as curvas de desempenho de tempo de detecção *versus* desbalanço de potência ativa, de acordo com o tipo de controle da excitatriz do gerador síncrono distribuído.

Quando o sistema de excitação automático do gerador distribuído está configurado para controlar a tensão terminal, as condições de déficit e excesso de potência ativa e reativa podem ser obtidas da seguinte maneira, considerando o sistema teste da Figura 4.1:

- **Excesso de potência ativa:** o excesso de potência ativa foi simulado mantendo a potência ativa do gerador constante em 30 MW e variando a soma da potência ativa das cargas de 0 a 30 MW;
- **Excesso de potência reativa:** o excesso de potência reativa foi simulado mantendo a tensão do gerador constante em 1,05 pu e mantendo a soma da potência reativa das cargas indutivas em 11 Mvar e a soma da potência reativa das cargas capacitivas em 0 Mvar;
- **Déficit de potência ativa:** o déficit de potência ativa foi simulado mantendo a soma da potência ativa das cargas constante em 30 MW e variando a potência ativa do gerador de 0 a 30 MW;
- **Déficit de potência reativa:** o déficit de potência reativa foi simulado mantendo a tensão do gerador constante em 1 pu e mantendo a soma da potência reativa das cargas indutivas em 11 Mvar e a soma da potência reativa das cargas capacitivas em 0 MVar;

Já quando o sistema de excitação automático do gerador distribuído controla a potência reativa. As condições de déficit e de excesso de potência ativa já foram mencionadas, havendo diferenças apenas nos casos de déficit e excesso de potência reativa, conforme apresentadas a seguir:

- **Excesso de potência reativa:** o excesso de potência reativa foi simulado mantendo a soma da potência reativa das cargas indutivas constantes em 0 Mvar, mantendo a soma da potência reativa das cargas capacitivas constante em 0 Mvar e mantendo a potência reativa do gerador constante em 11 Mvar;
- **Déficit de potência reativa:** o déficit de potência reativa foi simulado mantendo a soma da potência reativa das cargas indutivas constantes em 11 Mvar, mantendo a soma da potência reativa das cargas capacitivas constantes em 0 Mvar e mantendo a potência reativa do gerador constante em 0 Mvar.

4.1.2. Desbalanço de Potência Reativa

As curvas de desempenho de tempo de detecção *versus* desbalanço de potência reativa somente são obtidas quando o sistema de excitação do gerador distribuído está configurado para controlar a potência reativa. Isto se deve ao fato de que como é possível controlar a potência reativa fornecida pelo gerador, torna-se mais fácil obter uma variação controlada do desbalanço de potência reativa. Estando o gerador operando sob controle de tensão terminal, não é possível controlar a variação do desbalanço de potência reativa. Desta forma as condições de déficit e excesso de potência ativa e reativa podem ser obtidas da seguinte maneira, considerando o sistema teste da Figura 4.1:

- **Excesso de potência ativa:** o excesso de potência ativa foi simulado mantendo a potência ativa do gerador constante em 30 MW e mantendo a soma da potência ativa das cargas em 20 MW;
- **Excesso de potência reativa:** o excesso de potência reativa foi simulado variando a potência reativa do gerador de 0 a 18 Mvar e mantendo a soma da potência reativa das cargas indutivas em 0 Mvar e a soma da potência reativa das cargas capacitivas em 0 Mvar;
- **Déficit de potência ativa:** o déficit de potência ativa foi simulado mantendo a soma da potência ativa das cargas constante em 30 MW e mantendo a potência ativa do gerador em 20 MW;
- **Déficit de potência reativa:** o déficit de potência reativa foi simulado variando a potência reativa do gerador de -18 Mvar a 11 Mvar e mantendo a soma da potência reativa das cargas indutivas em 11 Mvar e a soma da potência reativa das cargas capacitivas em 0 MVar;

4.2. Zona de Não Detecção

As zonas de não detecção consistem em regiões no plano desbalanço de potência reativa *versus* desbalanço de potência ativa, dentro das quais determinado relé (ou sinal) não é capaz de detectar o ilhamento dentro do tempo desejado [15], [29]. Um exemplo de uma zona de não

detecção é apresentado na Figura 4.2, sendo que os valores positivos de desbalanço indicam excesso de potência, enquanto os negativos de desbalanço indicam déficit de potência. De certa forma, se caracterizam como uma generalização das curvas de desempenho. Contudo, a variável “tempo” não é explicitamente fornecida para análise já que sua construção consiste na obtenção de um gráfico do desbalanço de potência ativa *versus* desbalanço de potência reativa.

O processo de obtenção das zonas de não detecção é similar ao processo de obtenção das curvas de desempenho, porém elas são obtidas através da variação dos desbalanços de potência ativa e reativa, sendo que somente os casos em que o relé não opera dentro do tempo requerido são armazenados. Salienta-se que cada ajuste do relé corresponde a uma zona de não detecção diferente, e que seu tamanho é influenciado pelo tempo de detecção [15], [29]. O tempo de detecção empregado neste trabalho é de 500 ms.

De acordo com [15], o método da zona de não detecção é útil para esquemas de proteção anti-ilhamento, pois ele permite mapear vários pontos de operação do sistema elétrico, representados no plano desbalanço de potência ativa *versus* desbalanço de potência reativa, para os quais os relés são ineficazes em detectar ilhamento. O método também pode ser estendido de forma a avaliar esquemas de proteção compostos, pela associação de dois ou mais relés diferentes.

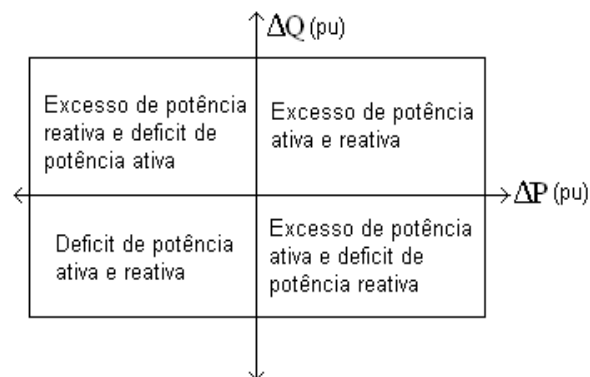


Figura 4.2: Exemplo de uma zona de não detecção.

A metodologia utilizada na construção das zonas de não detecção parte de quatro principais condições do sistema:

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

A seguir será explanado como obter cada uma dessas condições no sistema de distribuição de energia elétrica, de acordo com o tipo de controle da excitatriz do gerador adotado: controle de tensão ou controle de potência reativa.

4.2.1. Controle de Tensão

Quando a excitatriz do gerador distribuído está configurada para controlar a tensão terminal, as condições de déficit e excesso de potência ativa e reativa podem ser obtidas da seguinte maneira, considerando o sistema teste da Figura 4.1:

- **Excesso de potência ativa:** o excesso de potência ativa foi simulado mantendo a potência ativa do gerador constante em 30 MW e variando a soma da potência ativa das cargas de 0 a 30 MW;
- **Excesso de potência reativa:** o excesso de potência reativa foi simulado mantendo a soma da potência reativa das cargas indutivas constante em 11 Mvar e variando a tensão do gerador de 1 a 1,05 pu, sendo a tensão de base deste sistema de 6900 V;
- **Déficit de potência ativa:** o déficit de potência ativa foi simulado mantendo a soma da potência ativa das cargas em 30 MW e variando a potência ativa do gerador de 0 a 30 MW;
- **Déficit de potência reativa:** o déficit de potência reativa foi simulado mantendo a soma da potência reativa das cargas indutivas constante em 11 Mvar e variando a tensão do gerador de 0,93 a 1 pu.

Observa-se que o processo de obtenção das zonas de não detecção depende da variação de vários fatores, sendo que elas serão tão mais precisas quanto menores forem os passos dessas variações. Portanto, como esse processo é realizado por meio de simulações no domínio do tempo, ele exige bastante esforço computacional levando cerca de horas para serm completado. Entretanto, esta característica não é um impedimento à aplicação do método, visto que a idéia não

é aplica-lo para estudos em tempo real. As zonas de não detecção devem ser obtidas considerando todos os pontos de operação do sistema elétrico apenas uma vez.

4.2.2. Controle de Potência Reativa

Quando a excitatriz do gerador distribuído está configurada para controlar a potência reativa, as condições do subsistema ilhado citadas na seção 4.2 podem ser obtidas de duas formas: a primeira é mantendo a potência reativa do gerador constante em zero e variando a soma da potência reativa das cargas. A segunda maneira é mantendo a soma da potência reativa das cargas constante e variando a potência reativa do gerador. Essas duas formas de se obter as diferentes condições de desbalanço de potência para o controle de potência reativa da excitatriz serão descritas a seguir.

Na primeira maneira, o controle do sistema de excitação automático do gerador distribuído está ajustado para operar com potência reativa constante nula, valor que é usualmente utilizado em geração distribuída [2]. Tem-se, portanto:

- **Excesso de potência ativa:** o excesso de potência ativa foi simulado tal qual explicado anteriormente;
- **Excesso de potência reativa:** o excesso de potência reativa foi simulado mantendo a soma da potência reativa das cargas indutivas constante em 0 Mvar e a soma da potência reativa das cargas capacitivas variando de 0 a 11 Mvar;
- **Déficit de potência ativa:** o déficit de potência ativa foi simulado tal qual explicado anteriormente;
- **Déficit de potência reativa:** o déficit de potência reativa foi simulado mantendo a soma da potência reativa das cargas capacitivas constante em 0 Mvar e a soma da potência reativa das cargas indutivas variando de 0 a 11 Mvar.

Já na segunda maneira citada, o sistema de excitação do gerador distribuído controla a variação da potência reativa e a soma da potência reativa das cargas permanece constante. As condições de déficit e de excesso de potência ativa já foram mencionadas, havendo diferenças apenas nos casos de déficit e excesso de potência reativa, conforme apresentadas a seguir:

- **Excesso de potência reativa:** o excesso de potência reativa foi simulado mantendo a soma da potência reativa das cargas indutivas constantes em 11 Mvar,

mantendo a soma da potência reativa das cargas capacitivas constante em 0 Mvar e variando a potência reativa do gerador de 11 a 18 Mvar;

- **Déficit de potência reativa:** o déficit de potência reativa foi simulado mantendo a soma da potência reativa das cargas indutivas constantes em 11 Mvar, mantendo a soma da potência reativa das cargas capacitivas constantes em 0 Mvar e variando a potência reativa do gerador de -11 a 11 Mvar.

As considerações sobre o esforço computacional envolvido na obtenção das zonas de não detecção quando os geradores são controlados para controlar potência reativa são as mesmas apresentadas ao final da seção anterior.

4.3. Falsa Operação

Além da análise da capacidade de detecção de ilhamento dos relés, uma outra análise de suma importância é a capacidade dos mesmos não operarem caso ocorra alguma contingência, que não seja ilhamento, no sistema de distribuição [28]. A importância dessa análise deve-se ao fato de que a função dos relés estudados neste trabalho é de apenas detectar ilhamento no sistema de distribuição. O sistema teste usado para investigar a falsa operação é apresentado na Figura 4.3. Esse sistema é similar ao mostrado na Figura 4.1, sendo que a diferença é a adição da linha 3 e a barra 6.

Uma contingência bastante importante é o curto-circuito. Os curtos-circuitos mais severos são os que envolvem as três fases (trifásicos), no entanto, também são os de menor ocorrência. Os curtos-circuitos fase-terra (monofásicos) são os mais observados. Neste trabalho, a análise de falsa operação será considerado o curto-circuito trifásico, pois se os relés a serem analisados não forem capazes de atuar para este tipo de falta, o qual é o mais severo, espera-se que eles não atuarão para os demais tipos de curto-circuito. O curto-circuito é simulado na barra 6 (veja Figura 4.3) do sistema teste durante um intervalo de tempo de 250ms. A falta é eliminada por meio da abertura de um disjuntor *DJ2* e conseqüentemente a carga que está à jusante foi desconectada.

Outra contingência relevante é o corte de carga. O corte de carga foi realizado por meio da abertura de um disjuntor *DJ2* que se encontra próximo à barra 6.

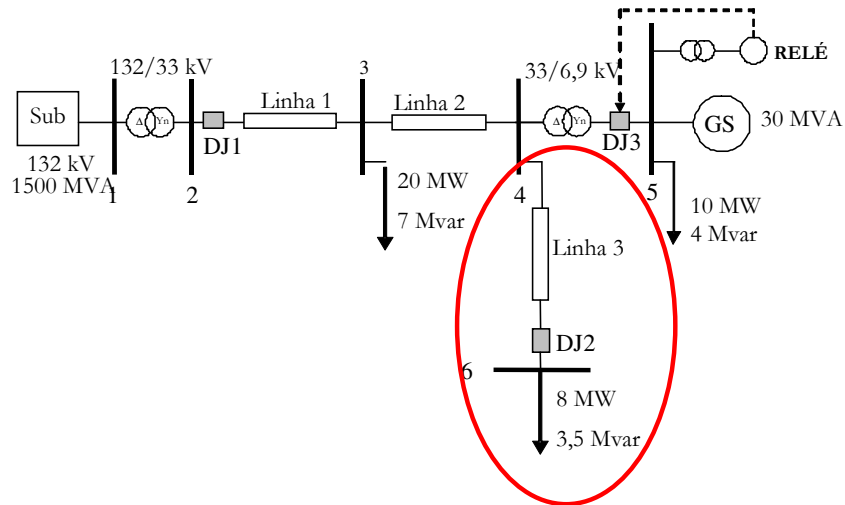


Figura 4.3: Sistema teste com o ramo para teste de falsa operação.

De acordo com [28], para uma análise completa de falsa operação é necessário que se verifique a influência da constante de inércia do gerador, a potência de curto-circuito trifásico da subestação, a relação X/R das linhas de distribuição e a distância entre o gerador e o local de ocorrência da falta. A influência deste último fator foi considerada variando-se o comprimento da linha de distribuição que interliga as barras 4 e 6 (Linha 3).

Devido ao método de análise ser comparativo, é necessário que se adote um caso base, para que se possa ter um referencial para os demais casos simulados. No caso base, os seguintes valores foram adotados: a constante de inércia do gerador é 1,5s, multiplicador do comprimento da Linha 3 igual a 1, o nível de curto-circuito da subestação é 1500MVA e a relação X/R da linha de distribuição é igual a 4,295.

Em cada caso foi realizada a variação do carregamento do gerador de 10, 20 e 30 MW, para pelo menos 3 ajustes de cada relé analisado. As variações dos parâmetros de interesse em relação ao caso base são apresentadas a seguir:

- Constante de inércia do gerador: 0,5 segundo;
- Multiplicador do comprimento da Linha 3: 0,2;
- Potência de curto-circuito da subestação: 150 MVA;
- Relação X/R: 1,4.

Estes parâmetros foram definidos de modo a obter o pior caso para testes de curto-circuito e corte de carga, de forma a deixar a proteção anti-ilhamento mais susceptível a atuar devido à incidência da falta.

Nos capítulos a seguir serão apresentados os estudos de desempenho dos relés baseados nos novos sinais propostos neste trabalho: relé de taxa de variação de potência ativa (dP/dt), relé de tensão por frequência (V/Hz), o relé de impedância (Z) e o relé de diferença angular ($\Delta\theta$) para detecção de ilhamento.

Capítulo 5 Relé de Taxa de Variação de Potência Ativa (dP/dt)

Como mencionado nos capítulos anteriores, o ilhamento pode ser detectado monitorando-se a variação temporal de diferentes parâmetros elétricos dos geradores distribuídos. Relés baseados em medidas de tensão e frequência têm sido largamente estudados para a análise de detecção de ilhamentos, e, uma das principais limitações observadas é que esses relés podem falhar na detecção para baixos valores de desbalanços de potência ativa e reativa. Portanto, o estudo de novos sinais e algoritmos se faz necessário para investigar se os mesmos podem ser empregados como complementação ou substituição aos esquemas anti-ilhamento existentes. Um desses algoritmos é baseado no monitoramento da taxa de variação da potência ativa injetada pelo gerador distribuído [8], [9]. O objetivo deste capítulo é investigar as características desse algoritmo, qual é sua eficácia na detecção de ilhamentos e quão imune é à falsa operação. A partir dessa análise, melhorias são propostas para esse relé.

5.1. Relé de Taxa de Variação de Potência Ativa (dP/dt)

O princípio básico do relé dP/dt se baseia no fato de que após a ocorrência de ilhamentos há uma mudança brusca do carregamento do gerador distribuído, e, conseqüentemente, a potência ativa instantânea de saída do gerador aumenta ou diminui, dependendo se há excesso ou déficit de potência ativa no subsistema ilhado. Com isso, a taxa de variação de potência ativa nos terminais do gerador distribuído pode ser empregada como um sinal em potencial para detectar o ilhamento.

Um dos principais resultados observados nos primeiros trabalhos que analisaram o comportamento de relés dP/dt na detecção de ilhamentos é que a taxa de variação de potência ativa do gerador é muito maior em uma situação de ilhamento do que em condições normais de chaveamento de cargas [8], [9]. O modelo computacional do relé de taxa de variação de potência ativa utilizado (dP/dt) no estudo desse sinal é mostrado na Figura 5.1. Nesse modelo, o valor da potência ativa fornecida pelo gerador síncrono distribuído (P_e) é conduzido a um filtro passa-

baixa, de função de transferência de primeira ordem e com constante de tempo T_s de modo a eliminar os transitórios da alta frequência. Esse sinal filtrado é derivado em função do tempo (dP/dt) e posteriormente passa por um bloco de saturação, que tem a finalidade de limitar a amplitude do sinal. Na etapa seguinte é extraída uma janela móvel do sinal, considerando uma janela de medição de 6 ciclos e uma taxa de amostragem de 4 amostras por ciclo, tendo assim 24 amostras no total. Finalmente, o módulo do sinal resultante é comparado com um valor de ajuste (β) e se esse módulo for maior que o ajuste e a tensão no sistema for maior que a tensão mínima de operação (V_{min}), o relé atua, enviando um sinal para abrir o disjuntor do gerador distribuído. Em todos os estudos, a constante de tempo T_s é de 100 ms.

Uma observação importante é que a janela móvel do sinal e o limitador são necessários para que se tenha um sinal mais estável, minimizando o risco de atuações espúrias do relé.

Nas seções a seguir serão apresentados os resultados das simulações do relé de taxa de variação de potência ativa, para análise da capacidade do mesmo na detecção de ilhamento, empregando a metodologia descrita no Capítulo 4.

Os ajustes utilizados neste relé são apresentados Tabela 5.1, os quais foram definidos a partir de diversas simulações, sendo estes os que melhor representam o comportamento do relé. Em todas as simulações o valor base de potência para obter as grandezas em pu é a potência nominal do gerador síncrono, ou seja, 30 MVA.

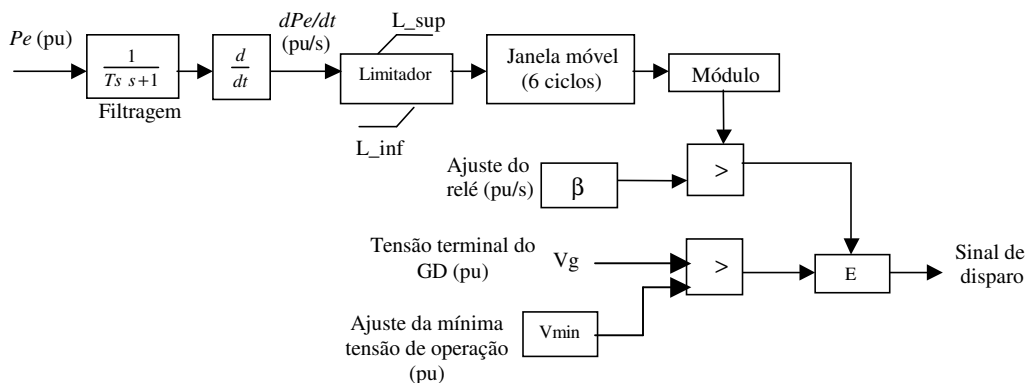


Figura 5.1: Relé dP/dt .

Tabela 5.1: Ajustes do relé de taxa de variação de potência ativa.

Ajuste do relé (β) pu/s
0,5
3
10

A seguir, serão apresentados os resultados dos casos mais representativos. Contudo destaca-se que diversas outras simulações foram realizadas.

5.2. Curvas de Desempenho

O ilhamento foi simulado através da abertura do disjuntor DJ1 instalado logo após o transformador abaixador da subestação do sistema teste mostrado na Figura 5.2. Assim, o desbalanço inicial de potência ativa e o desbalanço de potência reativa na rede ilhada são iguais aos valores das potências ativa e reativa fornecidas (ou absorvidas) pela subestação no instante em que ocorre o ilhamento. Considerou-se que há falha na detecção do ilhamento se o relé de taxa de variação de potência ativa instalado na barra 5 não detecta a situação de ilhamento em 1 segundo.

Em todas as simulações as cargas serão consideradas do tipo impedância constante. Logo, é esperado que o modo de controle da excitatriz do gerador síncrono influencie o desempenho do relé. Nesse contexto, as curvas de desempenho serão obtidas considerando dois cenários:

- 1°. Sistema de excitação do gerador configurado para controlar a tensão terminal em 1 pu;
- 2°. Sistema de excitação do gerador configurado para controlar a potência reativa em zero (fator de potência unitário).

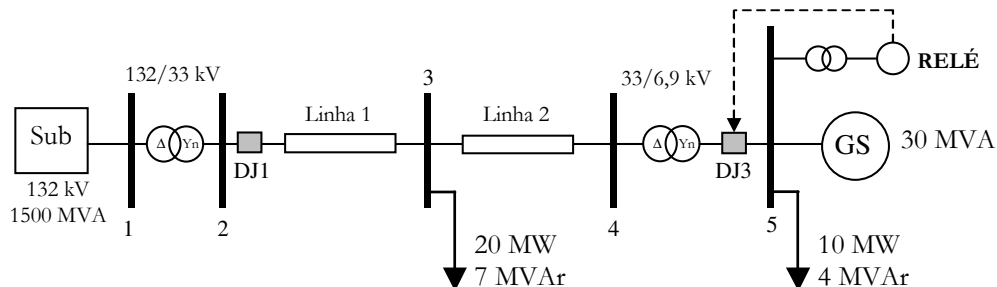


Figura 5.2: Diagrama unifilar da rede teste.

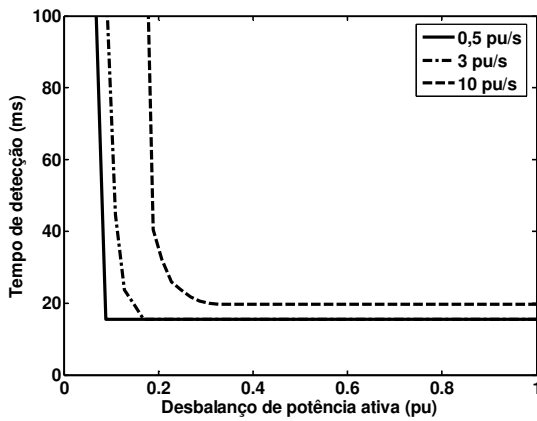
Nesses casos, os termos “Controle de V” e “Controle de Q” referem-se aos controles de tensão e de potência reativa, respectivamente. Será admitido que o ajuste tensão mínima de operação (V_{min}) do relé dP/dt está desabilitado, ou seja, $V_{min} = 0$ pu. Os resultados são mostrados nas seções seguintes.

5.2.1. Controle de Tensão (V)

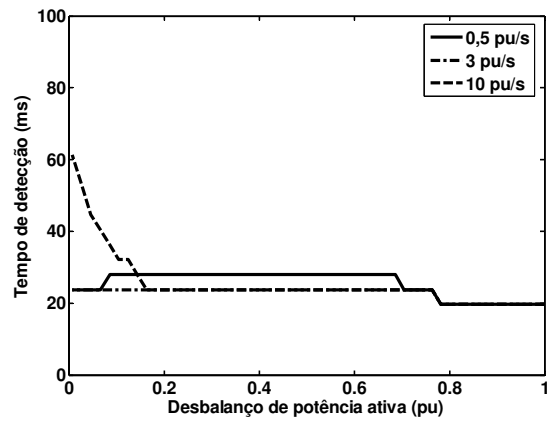
Uma das análises da capacidade de detecção de ilhamento dos relés de taxa de variação de potência ativa é através das curvas relacionando tempo de detecção *versus* desbalanço de potência ativa. A Figura 5.3 ilustra os resultados obtidos para diferentes ajustes.

Observa-se na Figura 5.3 que, na maioria dos casos estudados, quanto menor o desbalanço de potência ativa, maior é o tempo de detecção do relé. De fato isso era esperado, visto que para grandes valores de desbalanço de potência ativa, o valor de dP/dt calculado é elevado, fazendo com que o relé atue mais rapidamente.

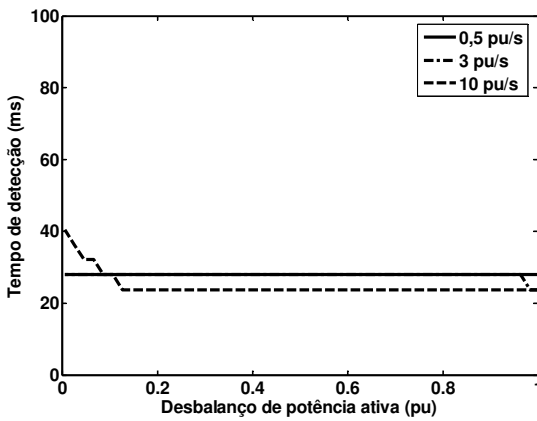
Também é possível visualizar o desempenho do relé para diferentes ajustes: 0,5 pu/s, 3 pu/s e 10 pu/s, sendo que quanto mais elevado o ajuste, menor é a sensibilidade do relé. Observa-se que para os casos em que existe excesso de potência ativa e déficit de reativa (Figura 5.3 (b)), e déficit de ativa e excesso de reativa (Figura 5.3 (c)), o sinal dP/dt torna-se capaz de detectar ilhamentos para baixos valores de desbalanço de potência ativa. Destaca-se, portanto, sua potencialidade em ser utilizado em esquemas de proteção anti-ilhamento de geradores síncronos distribuídos.



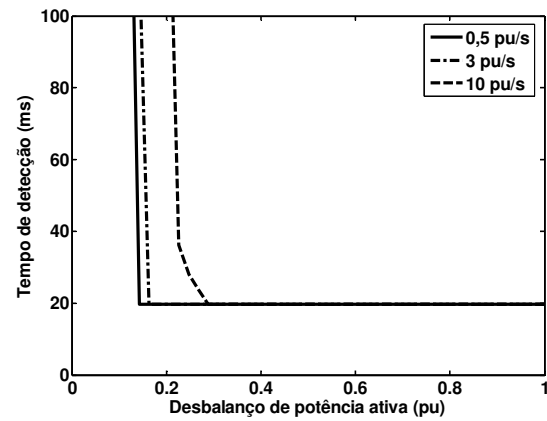
(a) Déficit de potência ativa e reativa.



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



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

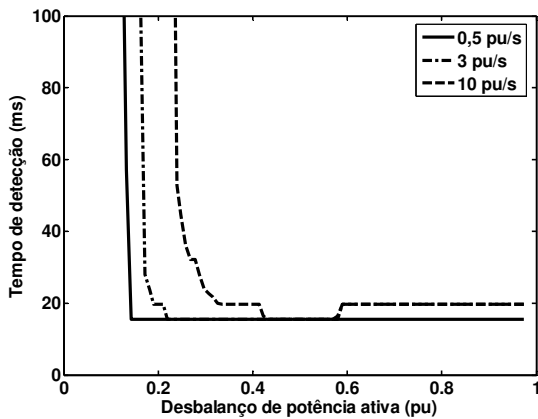


(d) Excesso de potência ativa e reativa.

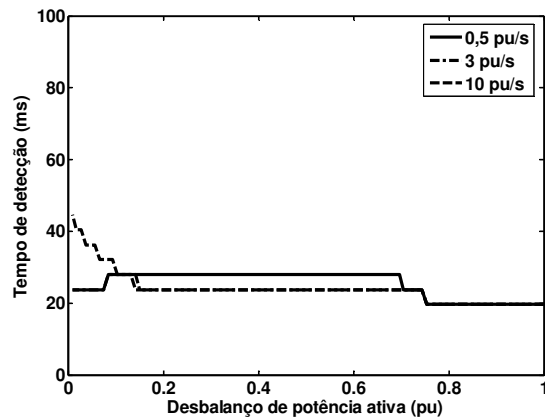
Figura 5.3: Curvas tempo de detecção de ilhamento versus desbalanço de potência ativa - Controle V ($V_{\min} = 0$ pu).

5.2.2. Controle de Potência Reativa (Q)

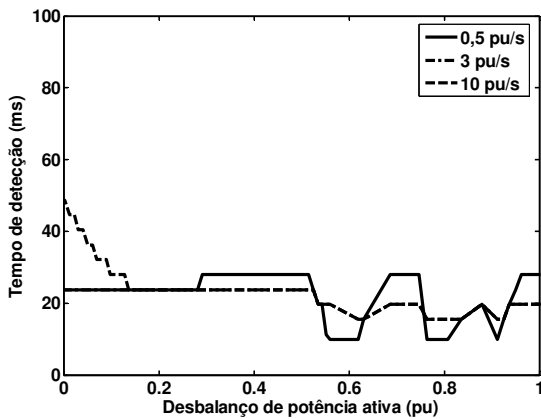
Além da curva tempo de detecção versus desbalanço de potência ativa, outra análise da capacidade de detecção de ilhamento do relé de taxa de variação de potência ativa foi através da obtenção das curvas relacionando tempo de detecção *versus* desbalanço de potência reativa, o que permite definir qual destas potências exerce maior influência na capacidade de detecção de ilhamento do relé. Nessa subseção, considerou-se o controle da excitatriz como controle de potência reativa constante e igual a zero. Inicialmente, manteve-se o desbalanço de potência reativa aproximadamente constante e variou-se apenas o desbalanço de potência ativa, conforme descrito no Capítulo 4. Os resultados são apresentados na Figura 5.4.



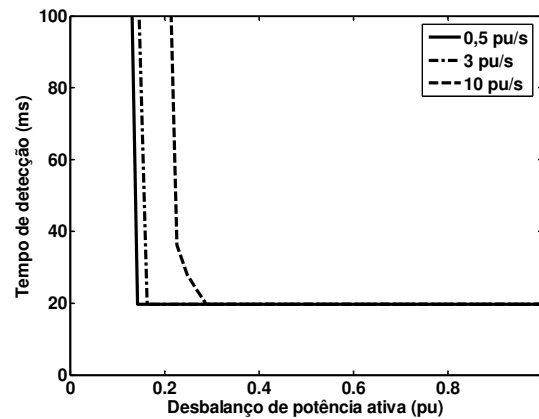
(a) Déficit de potência ativa e reativa.



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



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



(d) Excesso de potência ativa e reativa.

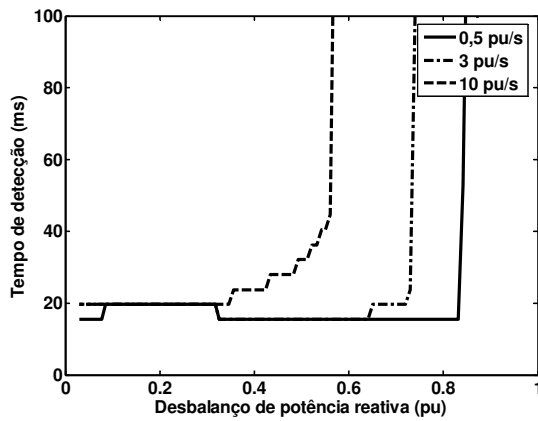
Figura 5.4: Curvas tempo de detecção de ilhamento *versus* desbalanço de potência ativa - Controle de Q ($V_{\min} = 0$ pu).

Na Figura 5.4 observa-se um comportamento semelhante ao verificado na Figura 5.3, ou seja, o desempenho do sinal dP/dt é melhor quando há excesso de potência ativa e déficit de reativa (Figura 5.4 (b)), e déficit de potência ativa e excesso de reativa (Figura 5.4 (c)), pois ocorre a detecção rapidamente para uma ampla faixa de variação do desbalanço de potência ativa. Nessas figuras, observa-se que as variações no tempo de detecção são muito pequenas, portanto, serão desprezadas. Nos outros casos (Figura 5.4 (a)) e (Figura 5.4(d)), nota-se uma maior dificuldade para detectar ilhamento em relação aos mesmos casos verificados na Figura 5.3, em que o gerador operava sob controle da tensão terminal.

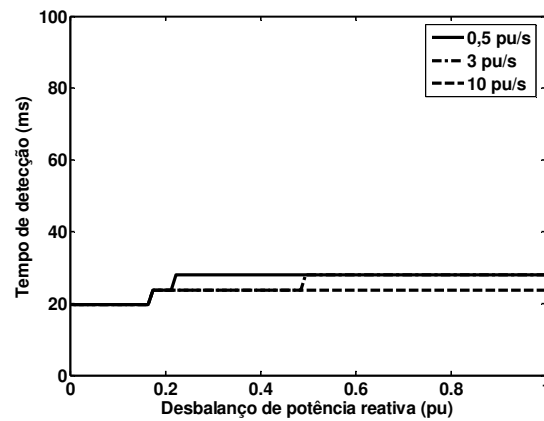
A análise da influência da variação da potência reativa no desempenho do relé dP/dt é mostrada na Figura 5.5, por meio das curvas de tempo de detecção *versus* desbalanço de potência

reativa. Essas curvas foram obtidas variando a potência reativa controlada pela excitatriz do gerador e mantendo aproximadamente constante o desbalanço de potência ativa. Observa-se um comportamento discrepante na Figura 5.5(a) e Figura 5.5(d), pois o tempo de detecção aumenta na medida em que aumenta o desbalanço de potência reativa. Na verdade isso ocorre porque as cargas do sistema elétrico foram modeladas como impedância constante, portanto, seu consumo de potência ativa e reativa varia com a tensão após o ilhamento. Por isso o desbalanço de potência ativa não permaneceu constante após o ilhamento e sim, foi reduzindo na medida em que se aumentava o desbalanço de potência reativa. Como o relé dP/dt apresenta uma dependência a variação da potência ativa, com a redução do desbalanço de potência ativa houve uma maior dificuldade em detectar o ilhamento.

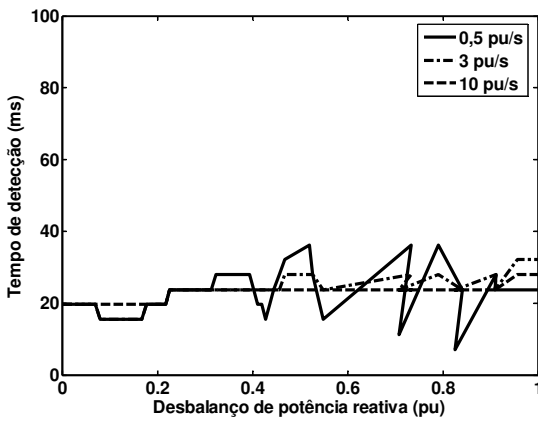
Desprezando a variação do desbalanço de potência ativa nesses casos, pode-se afirmar que não houve alteração no desempenho do relé para diferentes valores de desbalanço de potência reativa. Portanto, a variação do desbalanço de potência reativa não apresenta influência sobre o desempenho do relé de taxa de variação de potência ativa. Com base nesses resultados, o termo “*curva de desempenho*” será sempre relacionado às curvas de *tempo de detecção versus desbalanço de potência ativa* para o relé dP/dt .



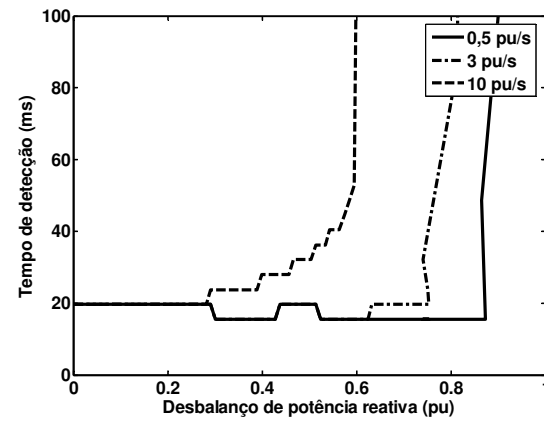
(a) Déficit de potência ativa e reativa.



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



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



(d) Excesso de potência ativa e reativa.

Figura 5.5: Curvas tempo de detecção de ilhamento *versus* desbalanço de potência reativa - Controle de Q. ($V_{\min} = 0$ pu).

5.3. Zonas de Não Detecção

Na Seção 5.2, observou-se que cada curva de desempenho tempo de detecção *versus* de desbalanço de potência ativa (ΔP) foi obtida considerando uma mesma condição de desbalanço de potência reativa e variando o desbalanço de potência ativa. Analogamente, as curvas tempo de detecção *versus* desbalanço de potência reativa (ΔQ) 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 em que o relé não opera dentro do tempo requerido, tem-se a zona

de não detecção correspondente ao ajuste aplicado. A seguir, o desempenho do relé dP/dt será avaliado através da metodologia das zonas de não detecção.

5.3.1. Controle de Tensão

A Figura 5.6 e a Figura 5.7 mostram a zona de não detecção típica para o relé dP/dt ajustado em 10 pu/s e 0,5 pu/s, respectivamente, em que a excitatriz está configurada para controle de tensão. A região traçada em linha cheia no plano desbalanço de potência ativa *versus* desbalanço de potência reativa ($\Delta P \times \Delta Q$) é a zona de não detecção obtida, já a região traçada em linha tracejada no plano $\Delta P \times \Delta Q$ é a região de operação do sistema. Pontos de operação fora desta, indicam condições operativas não factíveis, pois não respeitam os seguintes limites de tensão recomendados pela ANNEL: tensão mínima de 0,93 pu e tensão máxima de 1,05 pu [30].

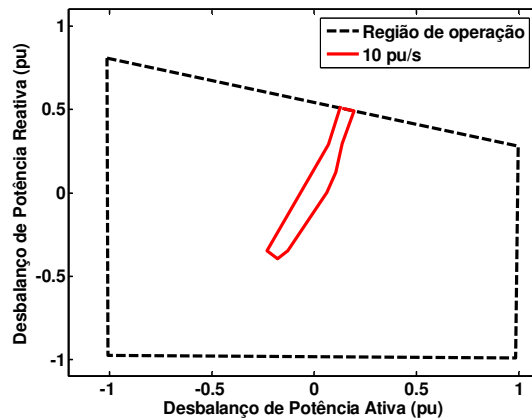


Figura 5.6: Zona de não detecção do relé dP/dt com ajuste de 10 pu/s - Controle de V ($V_{\min} = 0$ pu).

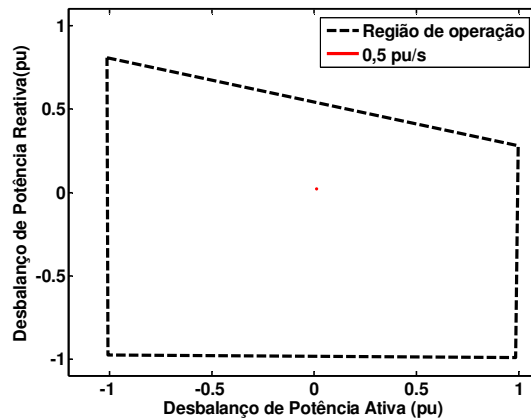


Figura 5.7: Zona de não detecção do relé dP/dt com ajuste de 0,5 pu/s - Controle de V ($V_{\min} = 0$ pu).

Ao comparar as Figura 5.6 e Figura 5.7 conclui-se que quanto maior o ajuste do relé maior é a zona de não detecção, ou seja, o relé passa a ser menos sensível à detecção do ilhamento, o que era esperado já que é necessária uma maior variação da potência ativa do gerador para que o relé dP/dt detecte o ilhamento. No caso de ajuste de 0,5 pu, este é tão sensível de forma que o relé atua para todas as condições de desbalanço de potência ativa e reativa.

5.3.2. Controle de Potência Reativa

Tal como explicado no Capítulo 4, as zonas de não detecção para o gerador distribuído operando sob controle de potência reativa serão obtidas considerando dois cenários de operação: potência reativa fixa e carga variável, e potência reativa variável e carga fixa.

Potência reativa variável e carga fixa

Nas Figura 5.8 e Figura 5.9 são apresentados os resultados das simulações para obtenção da zona de não detecção para dois ajustes do relé dP/dt , aplicando os procedimentos descritos no Capítulo 4.

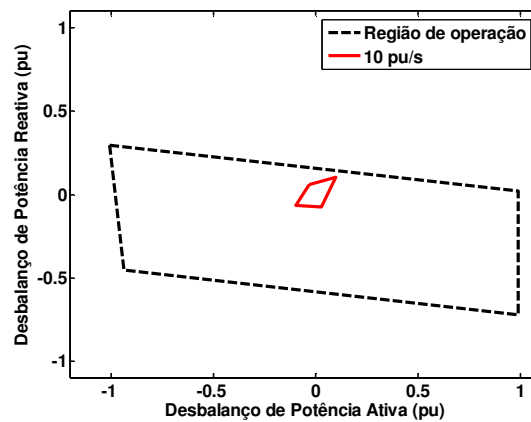


Figura 5.8: Zona de não detecção do relé dP/dt com ajuste de 10 pu/s - Controle de Q (controle variável e carga fixa, e $V_{\min} = 0$ pu).

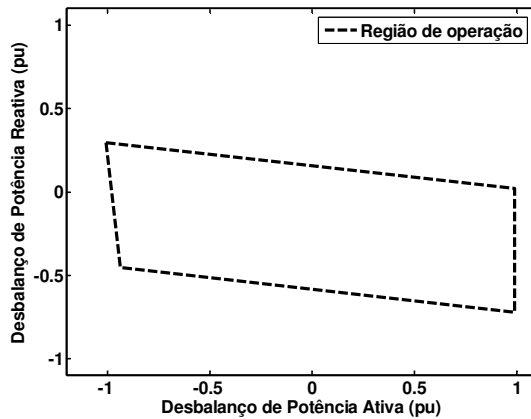


Figura 5.9: Zona de não detecção do relé dP/dt com ajuste de 0,5 pu/s - Controle de Q (controle variável e carga fixa, e $V_{\min} = 0$ pu).

Comparando-se a Figura 5.6 e a Figura 5.8, observa-se que tanto a região de operação quanto a zona de não detecção são maiores quando o sistema de excitação do gerador está configurado para controlar tensão terminal do gerador. Na Figura 5.9 é possível notar que a zona de não detecção é inexistente quando o relé está ajustado em 0,5 pu/s.

Potência reativa fixa e carga variável

Na Figura 5.10 e na Figura 5.11 são apresentadas as zonas de não detecção para dois ajustes do relé dP/dt . Ressalta-se que para o ajuste de 10 pu/s, a zona de não detecção é pequena e menor do que a verificada na Figura 5.6.

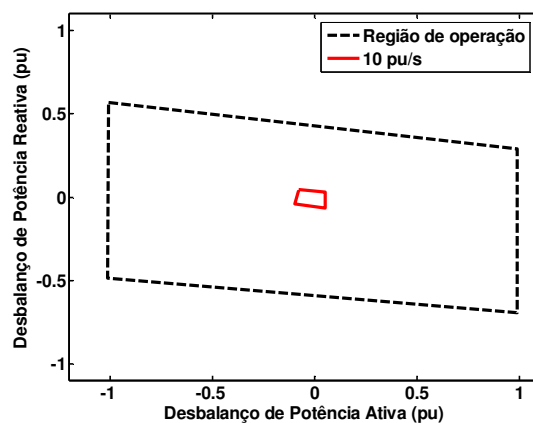


Figura 5.10: Zona de não detecção do relé dP/dt com ajuste de 10 pu/s - Controle de Q (controle fixo e carga variável, e $V_{\min} = 0$ pu).

Na Figura 5.11 não há uma zona de não detecção, ou seja, o relé atua para todos os pontos de operação referente à área simulada, tal como ocorreu no caso da subseção anterior, mostrado na Figura 5.9.

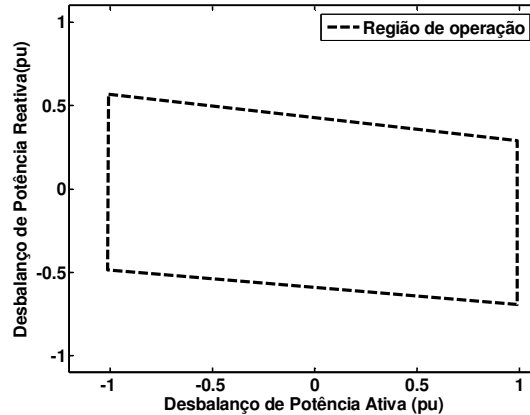


Figura 5.11: Zona de não detecção do relé dP/dt com ajuste de $0,5 \text{ pu/s}$ - Controle de Q (controle fixo e carga variável, e $V_{\min} = 0 \text{ pu}$).

5.4. Falsa Operação

Nesta seção serão apresentados os resultados da investigação da vulnerabilidade do relé de taxa de variação da potência ativa em relação à falsa operação, em situações de ocorrência de curto-circuito trifásico e corte de carga.

Foram realizadas várias simulações com cargas do tipo de impedância constante. Os procedimentos para a execução das simulações e as grandezas alteradas foram mencionados na seção 4.3. Os resultados das simulações de falsa operação serão mostrados a seguir.

5.4.1. Curto-circuito Trifásico

Para analisar falsa operação do relé dP/dt , um curto-circuito trifásico aplicado na barra 6 do circuito mostrado na Figura 5.12, no instante $t = 9,25 \text{ s}$ foi simulado. Este foi eliminado após 250 ms , com a abertura do disjuntor DJ2. Os resultados a seguir mostrarão se o relé instalado na barra 5 opera durante a falta ou após a eliminação da mesma, o que seria uma atuação indevida, pois o relé só deve atuar em caso de ilhamento.

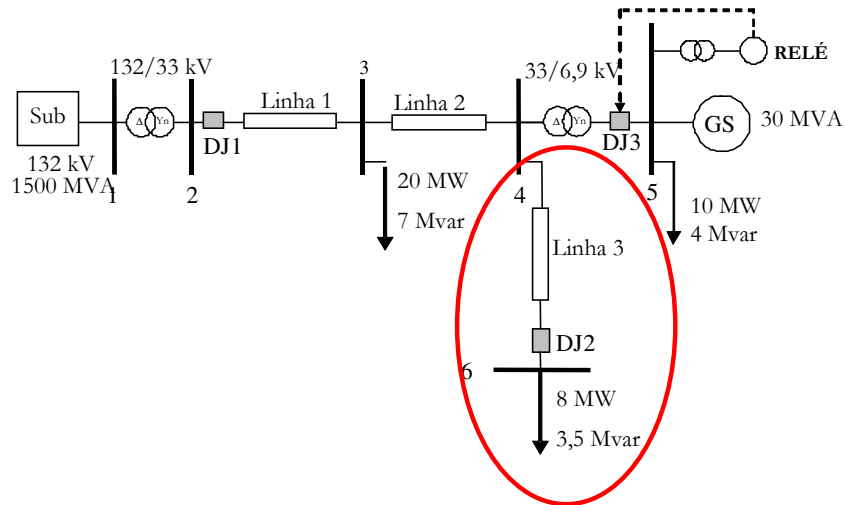


Figura 5.12: Sistema teste com o ramo para teste de falsa operação.

Sistema de excitação ajustado para controle de tensão

Assim como na análise de desempenho do relé na detecção de ilhamento, as investigações de falsa operação foram realizadas para os dois tipos de controle da excitatriz, controle de tensão e controle de potência reativa fixada em zero. A seguir, serão mostrados os resultados de falsa operação com a excitatriz configurada para controle de tensão. Nos resultados mostrados na Tabela 5.2 e na Tabela 5.3, SIM significa que houve falsa operação e NÃO significa que não houve falsa operação.

Tabela 5.2: Caso base das simulações de curto-circuito – Controle de V – $V_{\min} = 0$ pu.

Carregamento do gerador	Ajuste 0,5 pu/s	Ajuste 10 pu/s
10 MW	SIM	SIM
20 MW	SIM	SIM
30 MW	SIM	SIM

Tabela 5.3: Curto-circuito – Variações do caso base – $V_{\min} = 0$ pu.

Carregamento do gerador	Potência de curto-circuito da subestação 150 MVA		Multiplicador do comprimento da Linha 3 $k = 0,2$		Constante de inércia do gerador $H = 0,5s$		Relação $X/R = 1,4$	
	Ajuste 0,5 pu/s	Ajuste 10 pu/s	Ajuste 0,5 pu/s	Ajuste 10 pu/s	Ajuste 0,5 pu/s	Ajuste 10 pu/s	Ajuste 0,5 pu/s	Ajuste 10 pu/s
10 MW	SIM	SIM	SIM	SIM	SIM	SIM	SIM	SIM
20 MW	SIM	SIM	SIM	SIM	SIM	SIM	SIM	SIM
30 MW	SIM	SIM	SIM	SIM	SIM	SIM	SIM	SIM

Como pode ser observado o relé atua para todos os casos simulados de curto-circuito, mostrando que embora tenha potencialidade para a detecção de ilhamento, atua indevidamente para casos de curto-circuito trifásico. Pensando nesse problema, algumas modificações no relé foram realizadas, de forma que este não atue indevidamente. Uma modificação importante foi adicionar ao modelo do mesmo, um temporizador na condição de tensão mínima para atuação e um temporizador no relé, conforme explicado no item seguinte.

Modelo do relé dP/dt com temporizadores (T_{min} e T_{set})

Como no instante da falta trifásica e no momento em que é eliminada, a variação de corrente é elevada, provocando uma variação de potência ativa significativa, pode ocorrer a atuação indevida do relé. Para não haver falsa operação, foi inserido no relé dP/dt uma temporização associada à condição de tensão mínima do relé, e outra temporização correspondente à atuação do mesmo. Ambos os temporizadores estão mostrados na Figura 5.13.

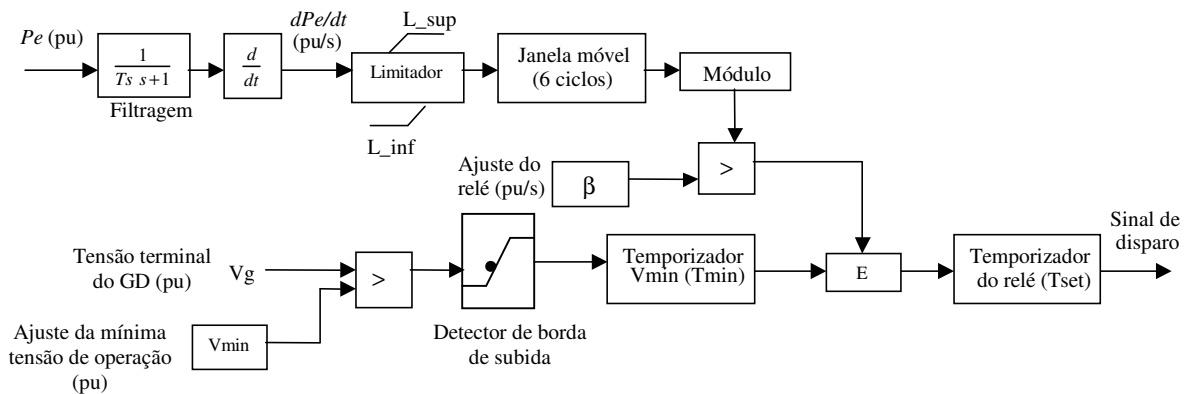


Figura 5.13: Relé dP/dt modelo com temporizadores.

A seguir uma breve discussão sobre os temporizadores adicionados ao modelo do relé dP/dt será apresentada:

- **Temporizador do relé:** Este temporizador tem como característica atrasar o sinal de disparo do relé, caso o valor de dP/dt medido pelo relé seja maior que o ajuste β por um tempo superior ao valor ajustado em T_{set} .

- **Temporizador de tensão mínima:** Este temporizador tem como característica atrasar a habilitação da operação do relé. O tempo de atraso depende do tempo em que o sistema e o gerador síncrono distribuído demoram para se restabelecerem após a eliminação da falta. Em suma, este somente será habilitado se o valor da tensão medida por ele for superior a V_{\min} , por um tempo superior a T_{\min} .

Os mesmos testes que foram realizados no relé sem os temporizadores (ver Figura 5.1) também foram realizados com o modelo do relé modificado. A Tabela 5.4 mostra os ajustes aplicados aos temporizadores e a tensão mínima de operação utilizada nas simulações.

Tabela 5.4: Ajuste dos temporizadores e da tensão mínima de operação.

	Ajustes
Tensão mínima de operação (V_{\min})	0; 0,5 e 0,8 pu
Temporizador de tensão mínima (T_{\min})	0; 0,1; 0,2; 0,4; 0,6 e 1,15 s
Temporizador do relé (T_{set})	0; 0,1; 0,2; 0,4; 0,6 e 1,15 s

As simulações realizadas mostraram que o temporizador de tensão mínima (T_{\min}) vai ajudar na não atuação do relé nos casos da ocorrência de curto-circuito na rede de distribuição, já o temporizador do relé (T_{set}) vai ajudar na não atuação do relé nos casos de corte de carga na rede, portanto no decorrer deste capítulo será explanada a importância de cada um destes temporizadores para o melhoramento do relé dP/dt no ponto de vista de falsa operação.

Após a realização de vários testes para todos os ajustes, o melhor ajuste para o temporizador de tensão mínima (T_{\min}) para evitar atuação no caso da ocorrência de um curto-circuito trifásico foi de 1,15 s. Para ajustes de tempo menores, por exemplo, 1,1 s o relé continuará atuando, para algumas condições operativas do sistema. Isso porque nestas condições, o sinal dP/dt entrará em regime apenas após 1,15 s da eliminação do curto-circuito. Além disso, verificou-se que foi necessário ativar o ajuste de V_{\min} com valor igual a 0,8 pu.

Nas Tabela 5.5 e Tabela 5.6 são mostrados os resultados das simulações quando V_{\min} igual a 0,8 pu, T_{\min} igual a 1,15 s e T_{set} igual a zero, para dois ajustes do relé dP/dt .

**Tabela 5.5: Caso base das simulações de curto-circuito – Controle de V – $V_{\min} = 0,8 \text{ pu}$,
 $T_{\min} = 1,15 \text{ s}$ e $T_{\text{set}} = 0 \text{ s}$.**

Carregamento do gerador	Ajuste 0,5 pu/s	Ajuste 10 pu/s
10 MW	NÃO	NÃO
20 MW	NÃO	NÃO
30 MW	NÃO	NÃO

Tabela 5.6: Curto-circuito: variações do caso base – Controle de V – $V_{\min} = 0,8 \text{ pu}$, $T_{\min} = 1,15 \text{ s}$ e $T_{\text{set}} = 0 \text{ s}$.

Carregamento do gerador	Potência de curto-circuito da subestação 150 MVA		Multiplicador do comprimento da Linha 3 $k = 0,2$		Constante de inércia do gerador $H = 0,5 \text{ s}$		Relação $X/R = 1,4$	
	Ajuste 0,5 pu/s	Ajuste 10 pu/s	Ajuste 0,5 pu/s	Ajuste 10 pu/s	Ajuste 0,5 pu/s	Ajuste 10 pu/s	Ajuste 0,5 pu/s	Ajuste 10 pu/s
10 MW	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO
20 MW	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO
30 MW	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO

Na Tabela 5.5 e Tabela 5.6 foi possível observar que a adição do temporizador T_{\min} no relé dP/dt foi essencial para que o relé não apresentasse falsa operação no caso de curto-circuito trifásico no sistema de distribuição.

Sistema de excitação com controle de potência reativa fixa

A mesma análise realizada anteriormente foi feita considerando sistema de excitação do gerador distribuído controlando potência reativa fixa em zero. Inicialmente, os temporizadores foram desprezados. Os resultados estão apresentados na Tabela 5.7 e na Tabela 5.8, em que se observa que houve falsa operação para quase todas as condições simuladas.

Tabela 5.7: Caso base das simulações de curto-circuito – Controle de Q – $V_{\min} = 0 \text{ pu}$, $T_{\min} = 0 \text{ s}$ e $T_{\text{set}} = 0 \text{ s}$.

Carregamento do gerador	Ajuste 0,5 pu/s	Ajuste 10 pu/s
10 MW	SIM	SIM
20 MW	SIM	SIM
30 MW	SIM	SIM

Tabela 5.8: Curto-circuito – Variações do caso base – Controle de Q – $V_{\min} = 0$ pu, $T_{\min} = 0$ s e $T_{\text{set}} = 0$ s.

Carregamento do gerador	Potência de curto-circuito da subestação 150 MVA		Multiplicador do comprimento da Linha 3 $k = 0,2$		Constante de inércia do gerador $H = 0,5$ s		Relação $X/R = 1,4$	
	Ajuste 0,5 pu/s	Ajuste 10 pu/s	Ajuste 0,5 pu/s	Ajuste 10 pu/s	Ajuste 0,5 pu/s	Ajuste 10 pu/s	Ajuste 0,5 pu/s	Ajuste 10 pu/s
10 MW	SIM	SIM	SIM	SIM	SIM	SIM	SIM	SIM
20 MW	SIM	SIM	SIM	SIM	SIM	SIM	SIM	SIM
30 MW	NÃO	NÃO	SIM	SIM	SIM	SIM	SIM	SIM

Após a adição dos temporizadores na condição de tensão mínima (V_{\min}) igual a 0,8 pu, T_{\min} igual a 1,15 segundo e T_{set} igual a zero, os resultados obtidos mostraram que não houve falsa operação em nenhum dos casos simulados. Portanto, as modificações realizadas no relé dP/dt foram essenciais para que o relé não apresentasse casos de falsa operação.

5.4.2. Corte de Carga

Para complementar a investigação de falsa operação, foi simulado um corte de carga aplicado na barra 6, através da abertura do disjuntor *DJ2* (Figura 5.12) e observado se o relé dP/dt atuaria erroneamente, acusando a ocorrência de um ilhamento.

É importante mencionar que as mesmas condições de simulação realizadas para curto-circuito trifásico foram também consideradas para corte de carga. Os resultados para o caso base e para as alterações são mostrados na Tabela 5.9 e Tabela 5.10. Ressalta-se que esses resultados consideram o valor de mínima tensão de operação (V_{\min}) igual a zero, assim como os ajustes de tempo T_{set} e T_{\min} introduzidos na Figura 5.13.

Tabela 5.9: Caso base das simulações de corte de carga – Controle de V – $V_{\min} = 0$ pu.

Carregamento do gerador	Ajuste 0,5 pu/s	Ajuste 10 pu/s
10 MW	SIM	NÃO
20 MW	SIM	NÃO
30 MW	SIM	NÃO

Tabela 5.10: Corte de carga – Variações do caso base - Controle de V – $V_{\min} = 0$ pu, $T_{\min} = 0$ s e $T_{\text{set}} = 0$ s.

Carregamento do gerador	Potência de curto-circuito da subestação 150 MVA		Multiplicador do comprimento da Linha 3 $k = 0,2$		Constante de inércia do gerador $H = 0,5$ s		Relação $X/R = 1,4$	
	Ajuste 0,5 pu/s	Ajuste 10 pu/s	Ajuste 0,5 pu/s	Ajuste 10 pu/s	Ajuste 0,5 pu/s	Ajuste 10 pu/s	Ajuste 0,5 pu/s	Ajuste 10 pu/s
10 MW	SIM	SIM	SIM	NÃO	SIM	NÃO	SIM	NÃO
20 MW	SIM	SIM	SIM	NÃO	SIM	NÃO	SIM	NÃO
30 MW	SIM	SIM	SIM	NÃO	SIM	NÃO	SIM	NÃO

Após uma extensiva investigação, concluiu-se que para evitar casos de falsa operação no caso de corte de carga, o parâmetro T_{set} deve ser, no mínimo igual a 0,3 segundo, mantendo V_{\min} igual a 0,8 pu e ajustando T_{\min} em zero. Os resultados são mostrados nas Tabela 5.11 e Tabela 5.12. Nessas tabelas, observa-se que não houve atuação indevida do relé dP/dt para os casos considerados, confirmando a utilidade das alterações efetuadas no modelo do mesmo.

Tabela 5.11: Caso base das simulações de corte de carga – Controle de V – $V_{\min} = 0,8$ pu, $T_{\min} = 0$ s e $T_{\text{set}} = 0,3$ s.

Carregamento do gerador	Ajuste 0,5 pu/s	Ajuste 10 pu/s
10 MW	NÃO	NÃO
20 MW	NÃO	NÃO
30 MW	NÃO	NÃO

Tabela 5.12: Corte de carga – Variações do caso base – Controle V – $V_{\min} = 0,8$ pu, $T_{\min} = 0$ s e $T_{\text{set}} = 0,3$ s.

Carregamento do gerador	Potência de curto-circuito da subestação 150 MVA		Multiplicador do comprimento da Linha 3 $k = 0,2$		Constante de inércia do gerador $H = 0,5$ s		Relação $X/R = 1,4$	
	Ajuste 0,5 pu/s	Ajuste 10 pu/s	Ajuste 0,5 pu/s	Ajuste 10 pu/s	Ajuste 0,5 pu/s	Ajuste 10 pu/s	Ajuste 0,5 pu/s	Ajuste 10 pu/s
10 MW	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO
20 MW	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO
30 MW	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO

Sistema de excitação com controle de potência reativa fixa

Repetindo as análises anteriores para o caso em que o gerador opera controlando potência reativa em zero, observa-se, pela análise da Tabela 5.13 e

Tabela 5.14, que houve falsa operação para quase todas as condições simuladas. Logo, foram aplicados os ajustes de V_{\min} , T_{\min} e T_{set} como na Tabela 5.11 e Tabela 5.12, e o resultado disso foi a eliminação de todos os casos de falsa operação, tal como ocorreu na Tabela 5.12.

Como mostrado, o desempenho do relé contra falsa operação para $V_{\min} = 0,8$ pu, $T_{\min} = 1,15$ s e $T_{\text{set}} = 0,3$ s também elimina os casos de falsa operação para ambas as ocorrências avaliadas (curto-circuito e corte de carga), estando a excitatriz do gerador configurada para controle de tensão ou controle de potência reativa. Com essas modificações no modelo do relé, é necessário avaliar se seu desempenho em relação à detecção de ilhamento não foi prejudicado. Tal análise é realizada na próxima seção.

Tabela 5.13: Caso base das simulações de corte de carga – Controle de Q – $V_{\min} = 0$ pu, $T_{\min} = 0$ s e $T_{\text{set}} = 0$ s.

Carregamento do gerador	Ajuste 0,5 pu/s	Ajuste 10 pu/s
10 MW	SIM	NÃO
20 MW	SIM	NÃO
30 MW	SIM	NÃO

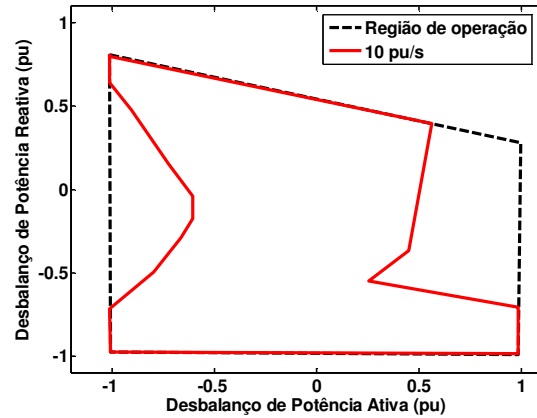
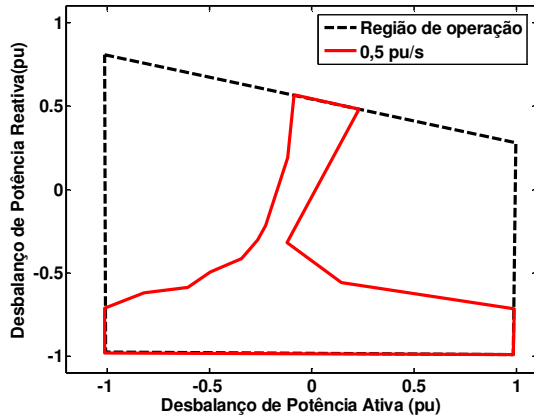
Tabela 5.14: Corte de carga – Variações do caso base – Controle de Q – $V_{\min} = 0$ pu, $T_{\min} = 0$ s e $T_{\text{set}} = 0$ s.

Carregamento do gerador	Potência de curto-circuito da subestação 150 MVA		Multiplicador do comprimento da Linha 3 $k = 0,2$		Constante de inércia do gerador $H = 0,5$ s		Relação $X/R = 1,4$	
	Ajuste 0,5 pu/s	Ajuste 10 pu/s	Ajuste 0,5 pu/s	Ajuste 10 pu/s	Ajuste 0,5 pu/s	Ajuste 10 pu/s	Ajuste 0,5 pu/s	Ajuste 10 pu/s
10 MW	SIM	SIM	SIM	NÃO	SIM	NÃO	SIM	NÃO
20 MW	SIM	SIM	SIM	NÃO	SIM	NÃO	SIM	NÃO
30 MW	SIM	SIM	SIM	NÃO	SIM	NÃO	SIM	NÃO

5.5. Análise de Desempenho do Relé dP/dt Modificado

Nesta seção, o desempenho do relé dP/dt com as modificações descritas anteriormente foi avaliado utilizando as zonas de não detecção. Optou-se por empregar este método porque ele permite avaliar vários pontos de operação do sistema elétrico em um mesmo gráfico.

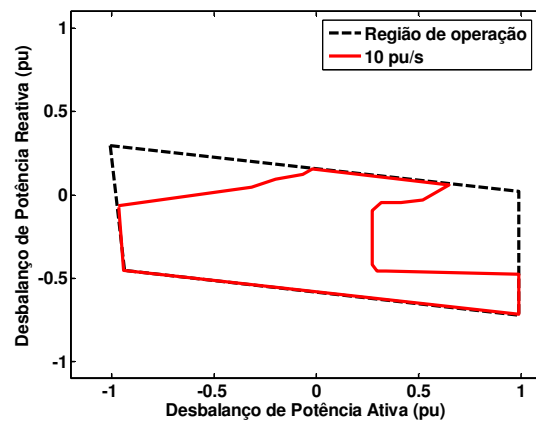
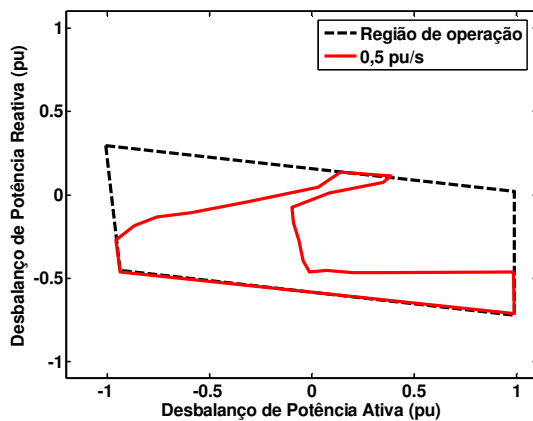
Inicialmente, o desempenho do relé modificado é avaliado considerando controle de tensão terminal. A Figura 5.14 mostra as zonas de não detecção obtidas com o relé modificado e com a excitatriz do gerador controlando a tensão terminal em 1 pu. Ao comparar a Figura 5.14 com a Figura 5.6 e Figura 5.7 vê-se que zona de não detecção aumenta consideravelmente. Isso se dá devido ao temporizador do relé estar ajustado em $T_{set} = 0,3$ s, causando um atraso do sinal de disparo, resultando na não detecção do ilhamento para diversos casos em que o relé atuava.



(a) $V_{min} = 0,8$ pu, $T_{min} = 1,15$ s e $T_{set} = 0,3$ s – Relé dP/dt ajustado em 0,5 pu/s. (b) $V_{min} = 0,8$ pu, $T_{min} = 1,15$ s e $T_{set} = 0,3$ s – Relé dP/dt ajustado em 10 pu/s

Figura 5.14: Zona de não detecção do relé dP/dt modificado- Controle de V.

No caso em que a excitatriz do gerador está configurada para controlar potência reativa variável, observou-se o mesmo comportamento, como pode ser observado na Figura 5.15, a qual pode ser comparada com a Figura 5.8 e a Figura 5.9.



(a) $V_{min} = 0,8$ pu, $T_{min} = 1,15$ s e $T_{set} = 0,3$ s – Relé dP/dt ajustado em 0,5 pu/s. (b) $V_{min} = 0,8$ pu, $T_{min} = 1,15$ s e $T_{set} = 0,3$ s – Relé dP/dt ajustado em 10 pu/s.

Figura 5.15: Zona de não detecção do relé dP/dt modificado- Controle de Q (controle variável e carga fixa).

Todas as análises realizadas neste capítulo mostraram que o relé dP/dt original, isto é, sem a adição dos temporizadores, tem grande potencialidade para detectar ilhamento de geradores síncronos distribuídos. No entanto, ele é passível de atuar indevidamente caso ocorram distúrbios na rede elétrica, tais como curtos-circuitos e chaveamento de carga. Os resultados também mostraram que as modificações implementadas no relé foram eficazes para eliminar as condições de falsa operação, à custa da redução da sua capacidade de detecção de ilhamento. Essa redução de desempenho do relé está fortemente relacionada ao valor do T_{set} , de forma que para outros sistemas elétricos este valor pode ser pequeno a ponto de não degradar a capacidade de detecção de ilhamento. Logo, a definição dos valores de T_{set} , T_{min} e V_{min} devem ser cuidadosamente estudadas caso a caso.

Capítulo 6 Relé Volts por Hertz (V/Hz)

Neste capítulo, investiga-se a capacidade de detecção de ilhamento do sinal obtido através da razão entre a magnitude da tensão e a frequência (V/Hz) do gerador síncrono. O sinal V/Hz é comumente empregado para proteger geradores e transformadores contra danos devido aos elevados valores de fluxo magnético resultante de baixos valores de frequência e/ou sobretensão [31], [32]. Como a ocorrência de ilhamento provoca variações tanto na tensão e na frequência dos geradores síncronos distribuídos, justifica-se uma análise desse sinal na detecção desse tipo de contingência. Mais uma vez, será investigado quão eficaz esse relé é frente a condições de ilhamento e se é capaz de evitar falsa operação diante de outras contingências, como corte de carga e curtos-circuitos.

6.1. Relé Volts por Hertz (V/Hz)

Embora esse sinal já seja usado para a proteção contra sobre-excitação de geradores síncronos [31], [32] o modelo utilizado neste trabalho foi modificado para contemplar dois ajustes, a fim de que todas as possíveis variações do sinal V/Hz (aumento e redução) pudessem ser detectadas. Esse tipo de relé é influenciado tanto pelas variações devido a desbalanços de potência ativa quanto de potência reativa. Por exemplo, se após a ocorrência de ilhamento, há déficit de potência ativa e excesso de potência reativa no subsistema ilhado, essas condições levam a uma diminuição da frequência e a um aumento da tensão terminal, e, conseqüentemente há um aumento da relação V/Hz .

O modelo computacional do relé V/Hz é apresentado na Figura 6.1. Este modelo computacional possui como sinais de entrada: a tensão terminal e a frequência elétrica do gerador síncrono distribuído. Esses sinais são obtidos na saída do gerador e, em seguida, é feita a divisão da tensão pela frequência. Este quociente é submetido a um filtro passa baixa, de função de transferência de primeira ordem e com constante de tempo $T_s = 100$ ms, de modo a eliminar os transitórios de alta frequência. O resultado desta filtragem é então comparado com dois valores de ajuste simultaneamente: um valor de ajuste de limite superior (β_s) e um outro ajuste de limite inferior (β_i).

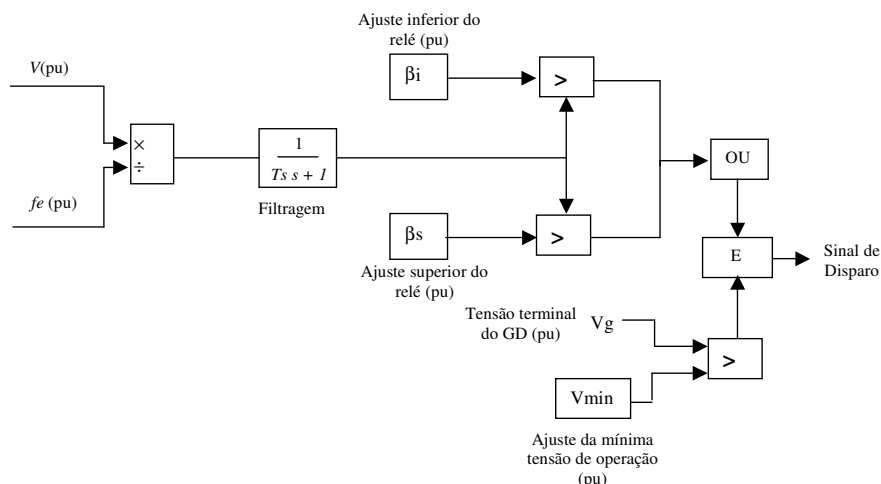


Figura 6.1: Modelo implementado para representar o relé volts por hertz.

Além disso, esses valores delimitam uma região na qual o sistema está operando normalmente. Se o sinal em questão sair dos limites dessa região, ou seja, for menor que β_i ou maior que β_s , significa que há ocorrência de ilhamento e, se a tensão no terminal do gerador for maior que V_{\min} (condição de tensão mínima de operação), o relé envia o sinal de disparo para o disjuntor e ocorre a desconexão do gerador síncrono distribuído da rede.

Os ajustes inferiores e superiores do relé que foram simulados estão apresentados na Tabela 6.1, os quais foram definidos a partir de diversas simulações, sendo estes os que melhor representam o comportamento do relé.

Tabela 6.1: Ajustes do relé V/Hz.

	Ajuste inferior do relé β_i (pu)	Ajuste superior do relé β_s (pu)
Limites I	0,90	1,10
Limites II	0,85	1,15
Limites III	0,80	1,20
Limites IV	0,75	1,25
Limites V	0,70	1,30

Para avaliar a atuação do relé V/Hz no sistema da Figura 6.2 em situações de ilhamento, foram realizadas simulações para obter as curvas de desempenho e as zonas de não detecção, conforme a metodologia explicada no Capítulo 4. O desempenho do relé também foi testado com

simulações de contingências, tais como curto-circuito trifásico e corte de carga no sistema, para análise de falsa operação do relé.

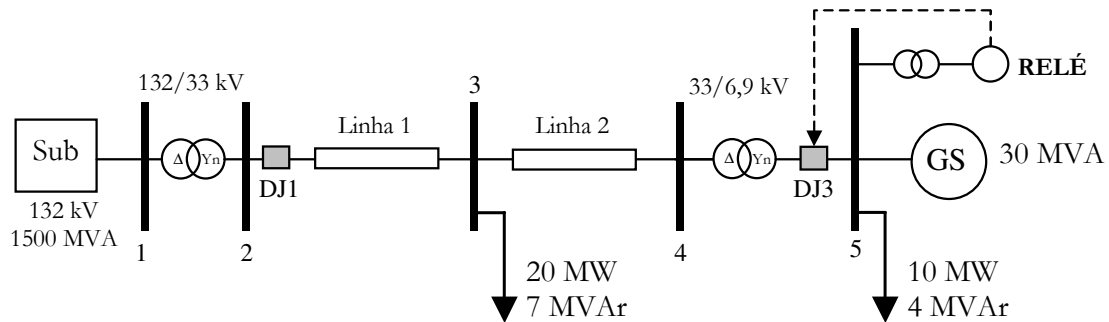


Figura 6.2: Diagrama unifilar da rede teste.

6.2. Curvas de Desempenho

Para avaliar a capacidade de detecção de ilhamento do relé V/Hz , o conceito de curva de desempenho foi utilizado considerando as quatro combinações de déficit e excesso de potência ativa e reativa no sistema ilhado:

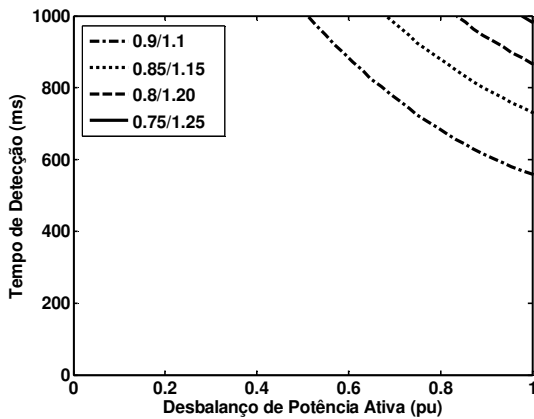
- Caso (a): déficit de potência ativa e reativa no sistema ilhado;
- Caso (b): excesso de potência ativa e déficit de potência reativa no sistema ilhado;
- Caso (c): déficit de potência ativa e excesso de potência reativa no sistema ilhado;
- Caso (d): excesso de potência ativa e reativa no sistema ilhado.

A obtenção das condições anteriores nas simulações foi explicada anteriormente.

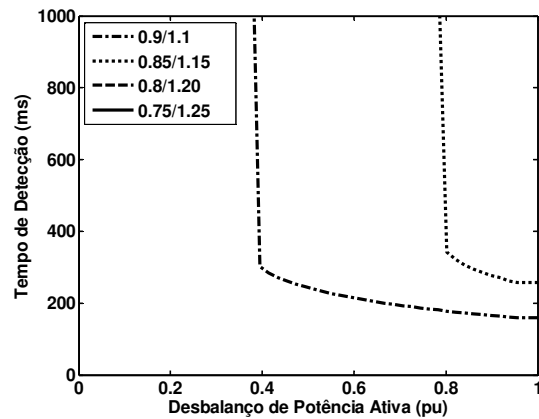
6.2.1. Controle de Tensão

Nesta subseção, analisa-se o desempenho do relé V/Hz na detecção de ilhamento, através das curvas de desempenho, considerando a excitatriz do gerador configurada para controle da tensão terminal em 1 pu.

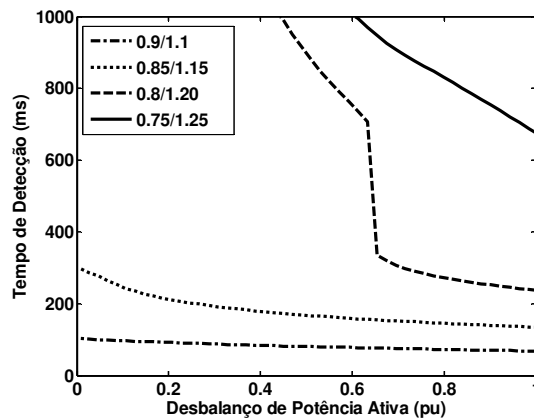
As curvas relacionando o tempo de detecção com o desbalanço de potência ativa são apresentadas na Figura 6.3, considerando todos os ajustes apresentados na Tabela 6.1 e V_{\min} (do relé) igual a zero.



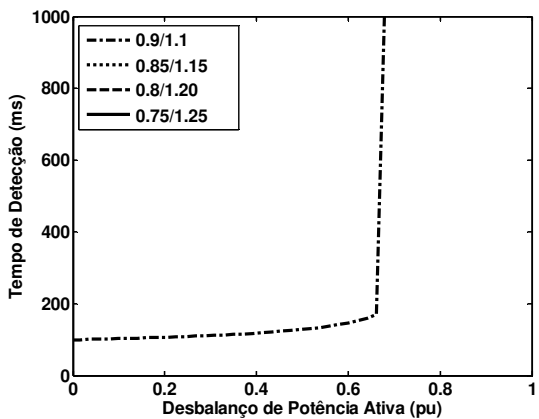
(a) Déficit de potência ativa e reativa.



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



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



(d) Excesso de potência ativa e reativa.

Figura 6.3: Curvas de tempo de detecção versus desbalanço de potência ativa - Controle de V ($V_{\min} = 0$ pu).

Na Figura 6.3(a), Figura 6.3(b) e Figura 6.3(d) observa-se que não ocorre atuação do relé para ajustes menos sensíveis.

Observa-se também que, de modo geral, a capacidade de detecção de ilhamento desse relé é maior para os casos apresentados na Figura 6.3(b) e Figura 6.3(c).

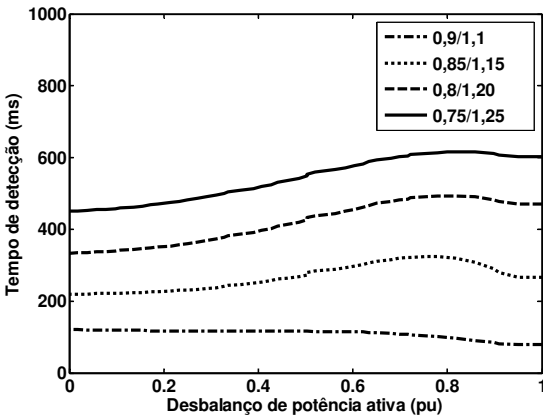
Uma vez que o relé V/Hz depende também da variação da tensão medida, espera-se que o mesmo apresente certa dependência com relação ao desbalanço de potência reativa no subsistema ilhado. No caso apresentado na Figura 6.3, como o sistema de excitação do gerador síncrono está configurado para controle da tensão terminal em 1 pu, a potência reativa gerada varia conforme a variação da potência ativa. Assim, o desempenho do relé pode ter sido influenciado por esta variação do desbalanço de potência reativa. Com o intuito de verificar esse comportamento mais detalhadamente, o sistema de excitação do gerador foi modificado para controlar a potência

reativa. Com isso, o desempenho do relé será avaliado considerando inicialmente apenas o desbalanço da potência ativa, com uma mínima influência do desbalanço de potência reativa. Os resultados serão apresentados na seção seguinte.

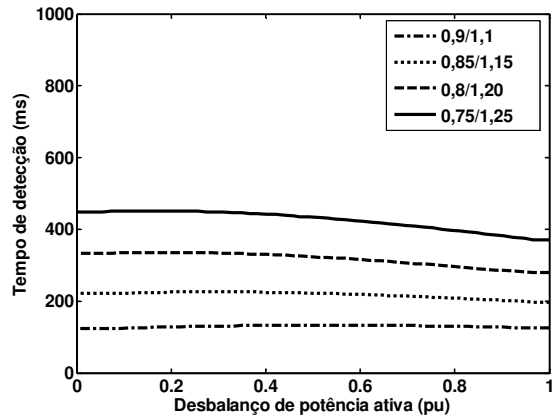
6.2.2. Controle de Potência Reativa

Utilizando o mesmo sistema da Figura 6.2, mas considerando a excitatriz do gerador síncrono operando em modo de controle de potência reativa, todas as combinações de déficit e excesso de potência ativa e reativa foram simuladas. Obtiveram-se então, tanto as curvas de tempo de detecção *versus* desbalanço de potência ativa quanto às curvas de tempo de detecção *versus* desbalanço de potência reativa, tal como explicado no Capítulo 4.

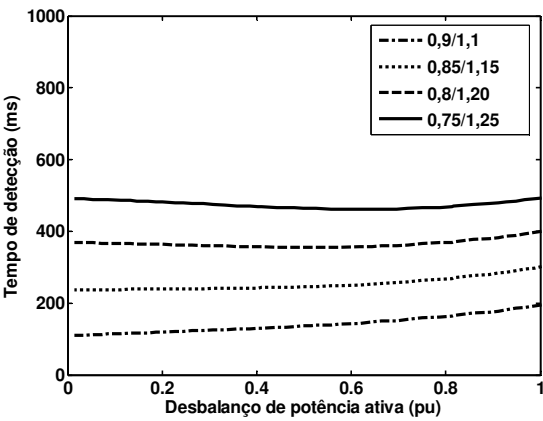
A Figura 6.4 apresenta os resultados das curvas de tempo de detecção *versus* desbalanço de potência ativa. Nessa figura, pode-se observar que houve pouca alteração no desempenho do relé para diferentes desbalanços de potência ativa. Esse fato sugere que o desempenho do relé V/Hz é mais dependente do desbalanço de potência reativa do que ativa. Tal comportamento será mais bem observado a seguir, em que o tempo de detecção deilhamento do relé será avaliado em função da variação do desbalanço de potência reativa.



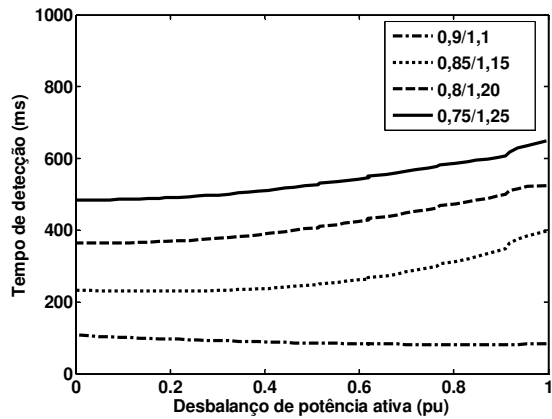
(a) Déficit de potência ativa e reativa.



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



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

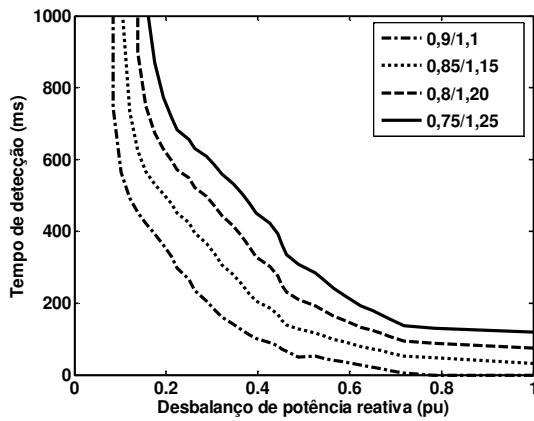


(d) Excesso de potência ativa e reativa.

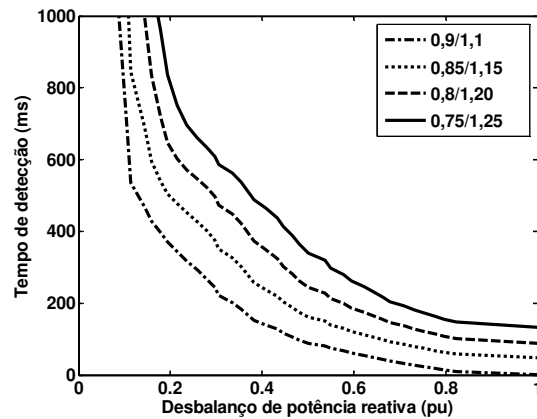
Figura 6.4: Curvas de tempo de detecção *versus* desbalanço de potência ativa - Controle de Q ($V_{\min} = 0$ pu).

A Figura 6.5 mostra as curvas que relacionam tempo de detecção *versus* desbalanço de potência reativa para vários ajustes do relé. Nessa figura pode-se observar que para grandes desbalanços de potência reativa, o tempo de detecção é pequeno, sendo quase nulo em alguns casos. À medida que esse desbalanço diminui, o relé demora mais a atuar. Portanto, a variação do desbalanço de potência reativa apresenta influência significativa sobre o desempenho do relé V/Hz .

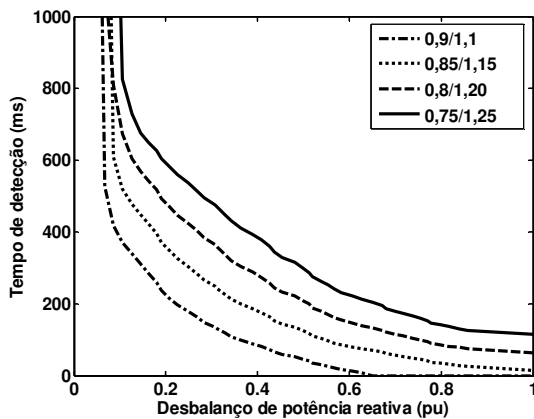
O efeito dos ajustes no desempenho do relé é claramente evidenciado devido ao fato de que quanto maior o ajuste inferior e menor o ajuste superior, maior é a sensibilidade do relé. Além disso, observa-se que os casos em que o relé é mais eficiente para detectar ilhamento são aqueles em que há excesso de potência reativa, como mostram as Figura 6.5(c) e Figura 6.5(d).



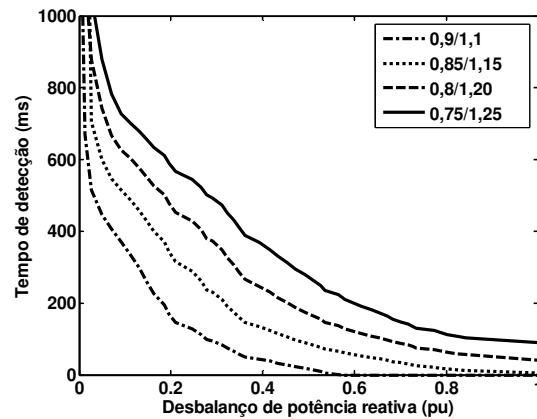
(a) Déficit de potência ativa e reativa.



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



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



(d) Excesso de potência ativa e reativa.

Figura 6.5: Curvas de tempo de detecção *versus* desbalanço de potência reativa - Controle de Q ($V_{\min} = 0$ pu).

Devido à forte dependência do relé V/Hz em relação ao desbalanço da potência reativa, o conceito “curva de desempenho” será empregado para indicar as curvas que relacionam o *tempo de detecção versus desbalanço de potência reativa* no subsistema ilhado.

6.3. Zonas de Não Detecção

Nesta seção, serão mostradas as zonas de não detecção obtidas através das simulações do relé V/Hz , mostrado na Figura 6.1, para os dois tipos de controle da excitatriz do gerador distribuído. As condições do sistema para as simulações, tanto de excesso quanto de déficit de potência ativa e reativa, foram descritas anteriormente no Capítulo 4.

6.3.1. Controle de Tensão

As Figura 6.6 e a Figura 6.7 mostram as zonas de não detecção para dois conjuntos de ajustes do relé V/Hz , considerando a excitatriz do gerador configurada para controle de tensão e o ajuste V_{\min} igual a zero. Nessas figuras, a região traçada em linha cheia é a zona de não detecção obtida, já a região em linha tracejada é a região de operação do sistema. Ao comparar ambas as figuras, observa-se que o conjunto de ajustes escolhido como menos sensível (0,7/1,3) torna o relé V/Hz ineficiente para a detecção de ilhamento para a maioria das condições operativas do gerador e sistema elétrico. Este fato vem ao encontro do que foi observado na seção anterior sobre a sensibilidade do relé V/Hz .

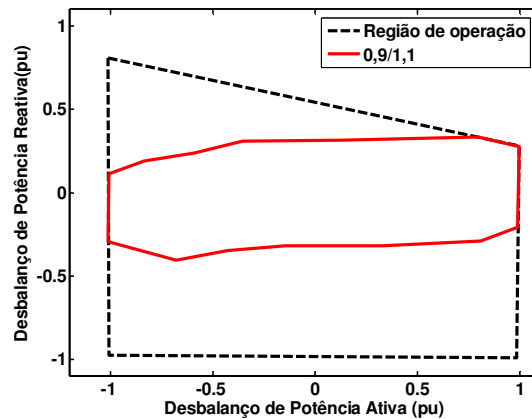


Figura 6.6: Zona de não detecção do relé V/Hz com limites $\beta_i = 0,9$ e $\beta_s = 1,1$ – Controle de V ($V_{\min} = 0$).

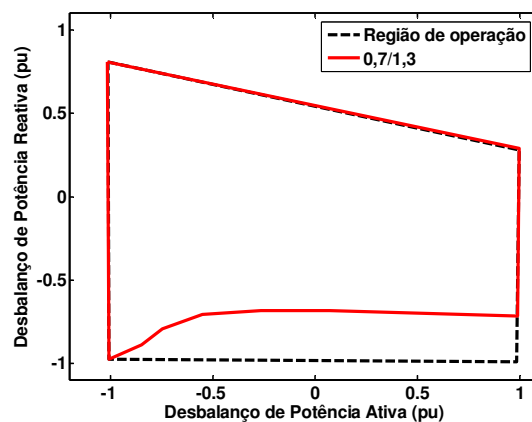


Figura 6.7: Zona de não detecção do relé V/Hz com limites $\beta_i = 0,7$ e $\beta_s = 1,3$ – Controle de V ($V_{\min} = 0$).

6.3.2. Controle de Potência Reativa

Os resultados das zonas de não detecção considerando as duas metodologias de variação de potência reativa são apresentados a seguir.

Potência reativa variável e carga fixa

As Figura 6.8 e Figura 6.9 apresentam as zonas de não detecção para dois ajustes do relé V/Hz, as quais foram obtidas variando a potência reativa do gerador e mantendo a potência ativa e reativa das cargas fixas, conforme explicado no Capítulo 4. Em ambas as figuras, fizeram-se V_{\min} igual a zero. Conforme foi observado anteriormente, em que o gerador controlava tensão terminal, o relé torna-se ineficiente para detecção de ilhamento em grande parte das condições operativas possíveis, quando o conjunto de ajustes é igual a 0,7/1,3.

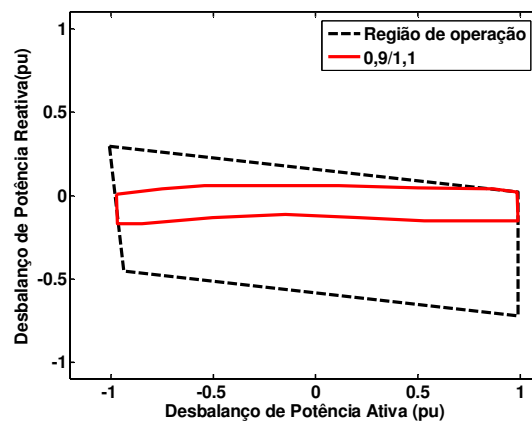


Figura 6.8: Zona de não detecção do relé V/Hz com ajuste $\beta_i = 0,9$ e $\beta_s = 1,1$ – Controle de Q (controle variável e carga fixa, $V_{\min} = 0$).

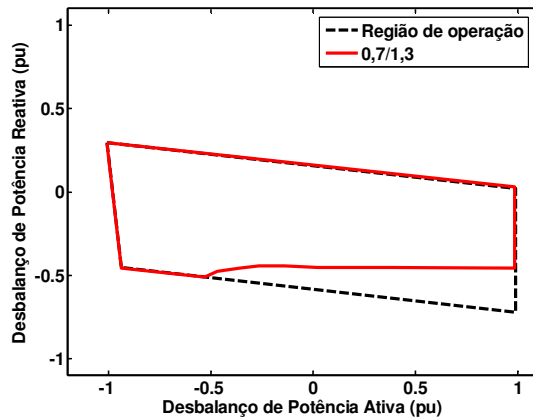


Figura 6.9: Zona de não detecção do relé V/Hz com ajuste $\beta_i = 0,7$ e $\beta_s = 1,3$ – Controle de Q (controle variável e carga fixa, $V_{\min} = 0$ pu).

Potência reativa fixa e carga variável

O último estudo do desempenho do relé V/Hz na detecção de ilhamento é realizado com a excitatriz do gerador síncrono distribuído configurada para operar com controle de potência reativa fixa em zero e as cargas reativas do sistema variando de 0 a 11 Mvar, de modo a obter o desbalanço de potência reativa. A Figura 6.10 e Figura 6.11 mostram as zonas de não detecção para dois pares de ajuste do relé V/Hz . Comparando a Figura 6.10 e Figura 6.11 é possível visualizar que ao diminuir o limite inferior e aumentar o limite superior, a zona de não detecção aumenta, assim como nos casos em que a excitatriz esta configurada para controle de potência reativa variável e as cargas do sistema fixas. No entanto, observa-se que o ajuste menos sensível (Figura 6.11) foi mais eficiente na detecção do ilhamento para as condições operativas simuladas nesta subseção do que na Figura 6.9, permitindo a atuação do relé quando há déficit de potência ativa e excesso de reativa, diferentemente dos outros casos estudados.

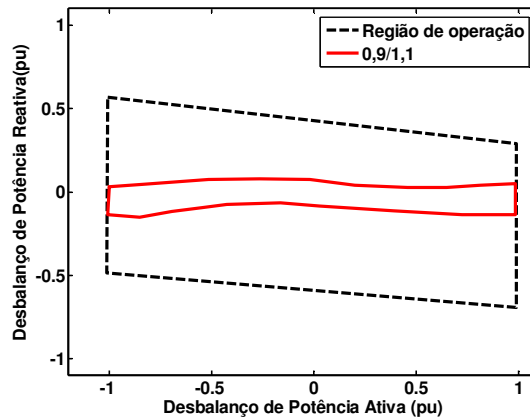


Figura 6.10: Zona de não detecção do relé V/Hz com limites $\beta_i = 0,9$ e $\beta_s = 1,1$ - Controle de Q (controle fixo e carga variável, $V_{\min} = 0$ pu).

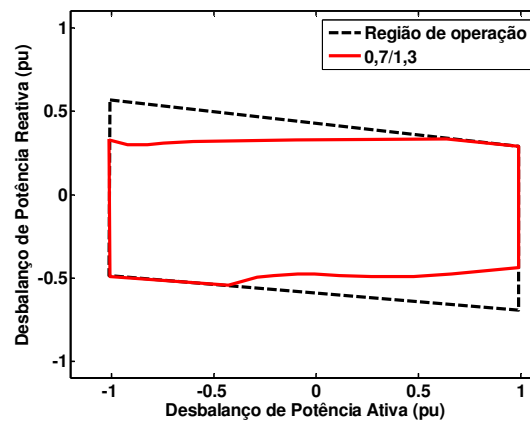


Figura 6.11: Zona de não detecção do relé V/Hz com limites $\beta_i = 0,7$ e $\beta_s = 1,3$ - Controle de Q (controle fixo e carga variável, $V_{\min} = 0$ pu).

6.4. Falsa Operação

Uma vez analisada a capacidade de o sinal V/Hz detectar ilhamento, torna-se necessário avaliar sua confiabilidade por meio de simulações de falsa operação, considerando diferentes condições operativas. Serão analisados casos de curto-circuito trifásico e corte de carga, conforme apresentado em seguida.

6.4.1. Curto-circuito trifásico

Nas simulações de falsa operação, um curto-circuito trifásico foi aplicado na barra 6 no instante $t = 9,25$ s e foi eliminado após 250ms, com a abertura do disjuntor DJ2 (Figura 6.12).

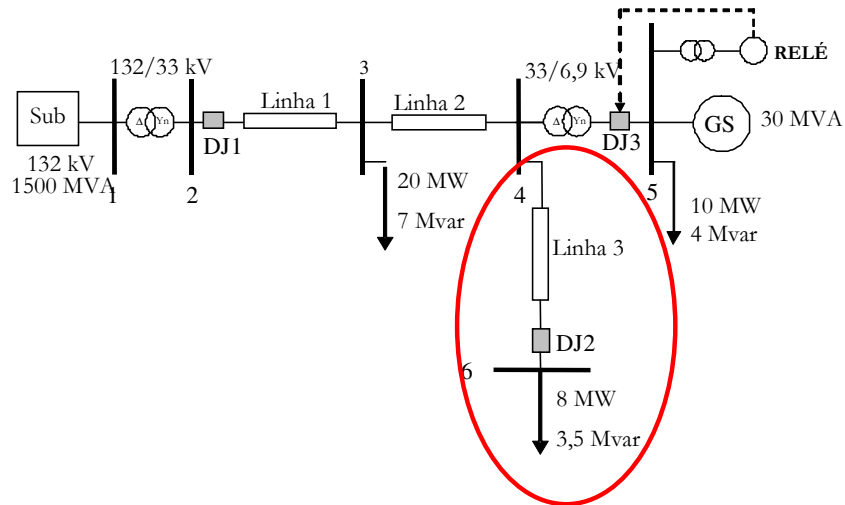


Figura 6.12: Sistema teste com o ramo para teste de falsa operação.

Similarmente à análise de falsa operação do relé dp/dt , foi estabelecido o mesmo caso base, para efeito de comparação. Este caso consiste na constante de inércia do gerador igual a 1,5 s; o multiplicador do comprimento da Linha 3 igual a 1; a potência de curto-circuito da subestação igual a 1500 MVA e a relação X/R da linha de distribuição igual a 4,295. Os dois tipos de controle do sistema de excitação do gerador serão considerados nas análises.

Sistema de excitação ajustado para controle de tensão

Os resultados do estudo de falsa operação obtidos para o caso base são mostrados na Tabela 6.2. Nessa tabela, SIM significa que houve falsa operação e NÃO significa que não houve falsa operação. Observa-se que houve falsa operação para os três valores de potência ativa do gerador.

Os resultados considerando alterações de vários parâmetros em relação ao caso base são apresentados na Tabela 6.3, em que também se observa que o relé atuou para todas as condições analisadas.

Tabela 6.2: Caso base das simulações de curto-circuito – Controle de $V - V_{\min} = 0$ pu.

Carregamento do gerador	Ajuste 0,9/1,1	Ajuste 0,7/1,3
10 MW	SIM	SIM
20 MW	SIM	SIM
30 MW	SIM	SIM

Tabela 6.3: Curto-circuito – Variações do caso base – Controle V – $V_{\min} = 0$ pu.

Carregamento do gerador	Potência de curto-circuito da subestação 150 MVA		Multiplicador do comprimento da Linha 3 $k = 0,2$		Constante de inércia do gerador $H = 0,5$ s		Relação $X/R = 1,4$	
	Ajuste 0,9/1,1	Ajuste 0,7/1,3	Ajuste 0,9/1,1	Ajuste 0,7/1,3	Ajuste 0,9/1,1	Ajuste 0,7/1,3	Ajuste 0,9/1,1	Ajuste 0,7/1,3
10 MW	SIM	SIM	SIM	SIM	SIM	SIM	SIM	SIM
20 MW	SIM	SIM	SIM	SIM	SIM	SIM	SIM	SIM
30 MW	SIM	SIM	SIM	SIM	SIM	SIM	SIM	SIM

Como pode ser concluído da análise anterior, houve falsa operação para todas as condições simuladas no caso de curto-circuito, o que não é desejável. Para evitar ou minimizar os casos de falsa operação, o modelo do relé V/Hz foi modificado através da adição de dois temporizadores: um temporizador na condição de mínima tensão de operação (T_{\min}) e um temporizador do relé (T_{set}), tal como feito para o relé dP/dt . Estas modificações são mostradas na Figura 6.13.

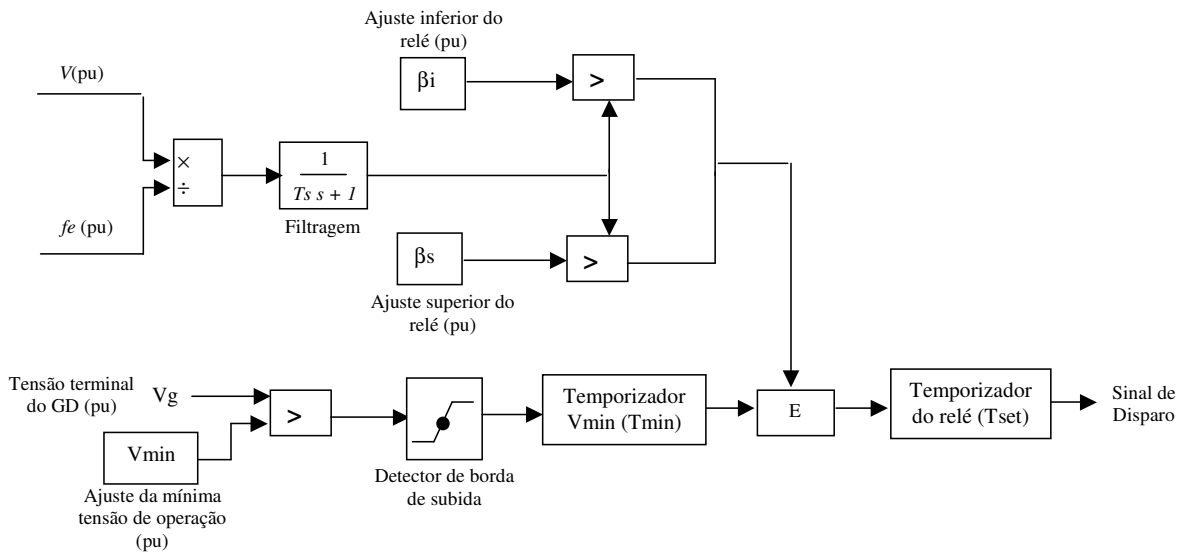


Figura 6.13: Relé V/Hz modificado com temporizadores.

Visando analisar a eficácia dessas alterações no desempenho do relé, as simulações de curto-circuito foram repetidas, considerando os ajustes apresentados na Tabela 6.4.

Tabela 6.4: Ajuste dos temporizadores e da tensão mínima de operação.

Ajustes	
Tensão mínima de operação (V_{\min})	0, 0,5 e 0,8 pu
Temporizador de tensão mínima (T_{\min})	0, 0,1, 0,2, 0,4, 0,6 e 1 s
Temporizador do relé (T_{set})	0, 0,1, 0,2, 0,4, 0,6 e 1s

Percebeu-se através dos resultados das simulações de curto-circuito que o valor ajustado na tensão mínima de operação (V_{\min}) passa a apresentar influência significativa no desempenho do relé quando os temporizadores são considerados. Se ajustar V_{\min} igual a 0,5 pu o relé atuaria para alguns poucos casos, então se optou por considerar V_{\min} igual a 0,8 pu, resultando na eliminação dos casos de falsa operação, conforme mostra Tabela 6.5 e a Tabela 6.6. Além disso, ajustou-se T_{\min} em 0,4 s e T_{set} igual a zero – valores obtidos após a realização de vários testes.

Tabela 6.5: Caso base - curto-circuito – Controle de V - $V_{\min} = 0,8$ pu, $T_{\min} = 0,4$ s e $T_{\text{set}} = 0$ s.

Carregamento do gerador	Ajuste 0,9/1,1	Ajuste 0,7/1,3
10 MW	NÃO	NÃO
20 MW	NÃO	NÃO
30 MW	NÃO	NÃO

Tabela 6.6: Curto-circuito – Variações do caso base – Controle V – $V_{\min} = 0,8$ pu, $T_{\min} = 0,4$ s e $T_{\text{set}} = 0$ s.

Carregamento do gerador	Potência de curto-circuito da subestação 150 MVA		Multiplicador do comprimento da Linha 3 $k = 0,2$		Constante de inércia do gerador $H = 0,5$ s		Relação $X/R = 1,4$	
	Ajuste 0,9/1,1	Ajuste 0,7/1,3	Ajuste 0,9/1,1	Ajuste 0,7/1,3	Ajuste 0,9/1,1	Ajuste 0,7/1,3	Ajuste 0,9/1,1	Ajuste 0,7/1,3
10 MW	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO
20 MW	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO
30 MW	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO

Sistema de excitação com controle de potência reativa fixa

Ainda na análise de falsa operação do relé, para o caso de ocorrer um curto-circuito na rede de distribuição, o modo de controle da excitatriz do gerador síncrono distribuído foi modificado para controle da potência reativa, com o objetivo de apresentar a influência do tipo de controle da excitatriz na atuação do relé no caso de um curto-circuito na rede.

Como pode ser observado na Tabela 6.7 e Tabela 6.8, aplicando os ajustes definidos anteriormente, ou seja, T_{\min} igual a 0,4s, T_{set} igual a 0 e V_{\min} igual a 0,8 pu, há poucos casos de falsa operação. Sem essas alterações, o relé atuava indevidamente para todas as condições simuladas.

Tabela 6.7: Caso base - curto-circuito - Controle de Q - $V_{\min} = 0,8$ pu, $T_{\min} = 0,4$ s e $T_{\text{set}} = 0$ s.

Carregamento do gerador	Ajuste 0,9/1,1	Ajuste 0,7/1,3
10 MW	NÃO	NÃO
20 MW	NÃO	NÃO
30 MW	NÃO	NÃO

Tabela 6.8: Curto-circuito - Variações do caso base - Controle de Q - $V_{\min} = 0,8$ pu, $T_{\min} = 0,4$ s e $T_{\text{set}} = 0$ s.

Carregamento do gerador	Potência de curto-circuito da subestação 150 MVA		Multiplicador do comprimento da Linha 3 $k = 0,2$		Constante de inércia do gerador $H = 0,5$ s		Relação $X/R = 1,4$	
	Ajuste 0,9/1,1	Ajuste 0,7/1,3	Ajuste 0,9/1,1	Ajuste 0,7/1,3	Ajuste 0,9/1,1	Ajuste 0,7/1,3	Ajuste 0,9/1,1	Ajuste 0,7/1,3
10 MW	SIM	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO
20 MW	SIM	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO
30 MW	SIM	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO

Os resultados obtidos foram um pouco diferentes dos resultados obtidos com o sistema de excitação com controle de tensão mostrados na subseção anterior. Esses resultados mostram que o tipo de controle da excitatriz influencia a atuação do relé.

6.4.2. Corte de Carga

Os testes de corte de carga foram feitos de forma idêntica aos realizados no caso de ocorrência de um curto-circuito trifásico no sistema, considerando a excitatriz controlada tanto para manter a tensão constante quanto para manter a potência reativa constante.

Sistema de excitação ajustado para controle de tensão

Nesta configuração de controle da excitatriz, verificou-se que não houve falsa operação do relé para nenhum dos casos simulados, mesmo desprezando V_{\min} , T_{\min} e T_{set} , ou seja, fazendo todos eles iguais a zero.

Sistema de excitação com controle de potência reativa fixa

Para o caso da excitatriz controlando potência reativa em zero, houve o registro de falsa operação do relé V/Hz , conforme mostram a Tabela 6.9 e a Tabela 6.10. Inicialmente, os valores de V_{min} , T_{min} e T_{set} foram feitos iguais a zero.

Para evitar falsa operação do relé V/Hz nos casos de corte de carga, ajustou-se V_{min} igual a 0,8 pu, T_{min} igual a 0 e T_{set} igual a 0,6 s. O relé V/Hz passa a não atuar nos casos de corte de carga, mas em compensação atrasou o sinal de disparo em 600 ms o que não é desejável, já que o tempo de atuação do relé para os casos de ilhamento deve estar dentro de 500 ms. Ao diminuir o valor ajustado no temporizador do relé (T_{set}), o relé continuará atuando indevidamente para o caso da potência de curto-circuito da subestação igual a 150 MVA com o relé ajustado em 0,9/1,1, independente se o valor ajustado em T_{set} estiver abaixo de 600 ms. Portanto mesmo que o relé continue atuando para estes casos em que a potência de curto-circuito da subestação seja igual a 150 MVA, os ajustes de T_{set} e de V_{min} foram mantidos em zero.

Tabela 6.9: Caso base das simulações de corte de carga - Controle de Q - $V_{min} = 0pu$, $T_{min} = 0s$ e $T_{set} = 0s$.

Carregamento do gerador	Ajuste 0,9/1,1	Ajuste 0,7/1,3
10 MW	SIM	NÃO
20 MW	NÃO	NÃO
30 MW	NÃO	NÃO

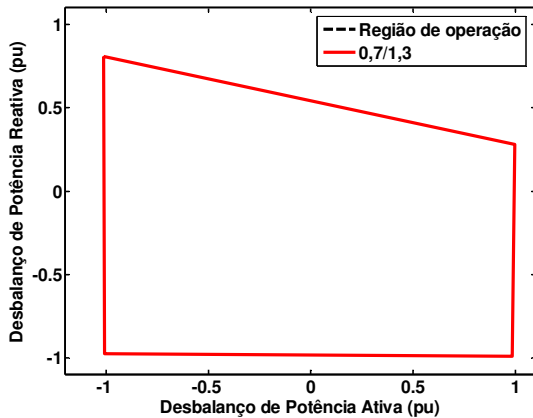
Tabela 6.10: Variações do caso base – Controle de Q – $V_{min} = 0pu$, $T_{min} = 0s$ e $T_{set} = 0s$.

Carregamento do gerador	Potência de curto-circuito da subestação 150 MVA		Multiplicador do comprimento da Linha 3 $k = 0,2$		Constante de inércia do gerador $H = 0,5 s$		Relação $X/R = 1,4$	
	Ajuste 0,9/1,1	Ajuste 0,7/1,3	Ajuste 0,9/1,1	Ajuste 0,7/1,3	Ajuste 0,9/1,1	Ajuste 0,7/1,3	Ajuste 0,9/1,1	Ajuste 0,7/1,3
10 MW	SIM	NÃO	SIM	NÃO	SIM	NÃO	SIM	NÃO
20 MW	SIM	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO
30 MW	SIM	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO

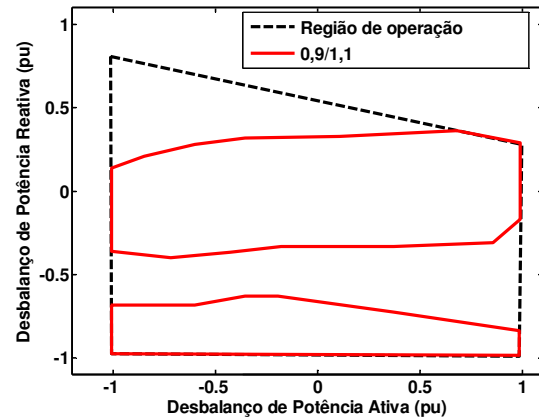
6.5. Análise de Desempenho do Relé V/Hz Modificado

Nesta seção novas simulações de ilhamento foram realizadas, agora com o relé V/Hz modificado, com o intuito de obter as zonas de não detecção e verificar se a inserção dos

temporizadores afeta a detecção de ilhamento. Os valores de V_{\min} , T_{\min} e T_{set} utilizados foram aqueles que provocaram a redução dos casos de falsa operação no caso da ocorrência de curto-circuito. Esses valores foram: $V_{\min} = 0,8$ pu, $T_{\min} = 0,4$ s e $T_{\text{set}} = 0$. A Figura 6.14 mostra as zonas de não detecção obtidas com o relé modificado e com excitatriz do gerador controlando a tensão terminal em 1 pu.



(a) $V_{\min} = 0,8$ pu, $T_{\min} = 0,4$ s e $T_{\text{set}} = 0$ s – Relé V/Hz ajustado em 0,7/1,3.

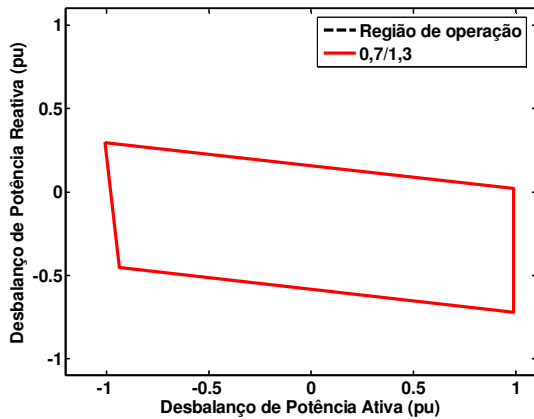


(b) $V_{\min} = 0,8$ pu, $T_{\min} = 0,4$ s e $T_{\text{set}} = 0$ s – Relé V/Hz ajustado em 0,9/1,1.

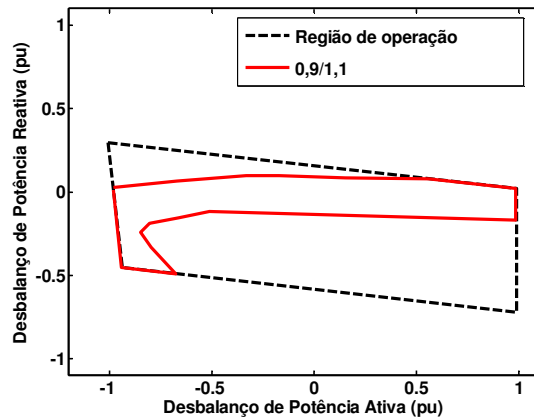
Figura 6.14: Zona de não detecção do relé V/Hz modificado- Controle de V.

Ao comparar a Figura 6.14 com a Figura 6.6 e Figura 6.7 verifica-se uma redução significativa da capacidade de detecção de ilhamento do relé V/Hz , principalmente no caso do ajuste menos sensível (0,7/1,3), o qual passa a ser ineficiente para todos os pontos de operação do sistema elétrico.

No caso em que a excitatriz do gerador está configurada para controlar potência reativa variável, observou-se que há um pequeno aumento da zona de não detecção para o caso em que o relé está ajustado em 0,9/1,1, como pode ser observado comparando a Figura 6.15, com a Figura 6.8 e a Figura 6.9. No entanto, observa-se que o ajuste 0,7/1,3 também se mostra ineficiente para detectar ilhamento.



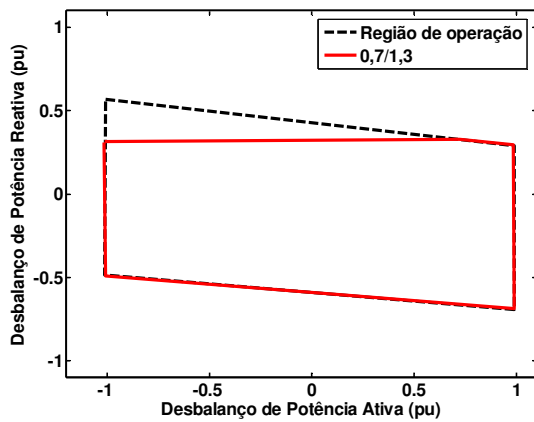
(a) $V_{\min} = 0,8 \text{ pu}$, $T_{\min} = 0,4 \text{ s}$ e $T_{\text{set}} = 0 \text{ s}$ – Relé V/Hz ajustado em 0,7/1,3.



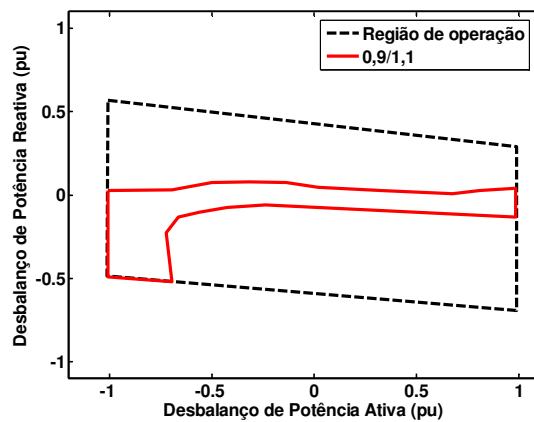
(b) $V_{\min} = 0,8 \text{ pu}$, $T_{\min} = 0,4 \text{ s}$ e $T_{\text{set}} = 0 \text{ s}$ – Relé V/Hz ajustado em 0,9/1,1.

Figura 6.15: Zona de não detecção do relé V/Hz modificado- Controle de Q (controle variável e carga fixa).

No caso em que a excitatriz do gerador está configurada para controlar potência reativa fixa em zero e variando as cargas, observou-se o mesmo comportamento do controle de potência reativa variável e a carga do sistema fixa, como pode ser observado na Figura 6.16, a qual pode ser comparada com a Figura 6.10 e a Figura 6.11. Neste caso, o ajuste 0,7/1,3 continuaria a detectar ilhamento para alguns casos de déficit de potência ativa e excesso de reativa.



(a) $V_{\min} = 0,8 \text{ pu}$, $T_{\min} = 0,4 \text{ s}$ e $T_{\text{set}} = 0 \text{ s}$ – Relé V/Hz ajustado em 0,7/1,3.



(b) $V_{\min} = 0,8 \text{ pu}$, $T_{\min} = 0,4 \text{ s}$ e $T_{\text{set}} = 0 \text{ s}$ – Relé V/Hz ajustado em 0,9/1,1.

Figura 6.16: Zona de não detecção do relé V/Hz modificado- Controle de Q (controle fixo e carga variável).

Ao inserir os temporizadores no relé V/Hz para minimizar os casos de falsa operação, observou-se que o desempenho do mesmo para detectar ilhamento foi prejudicado. Portanto, o ajuste utilizado nos temporizadores e para a mínima tensão de operação deve ser cuidadosamente selecionado pelo engenheiro de proteção para cada sistema em que o relé for instalado, de forma a minimizar a ocorrência de falsa operação sem degradar o desempenho do relé.

Capítulo 7 Relé de Impedância (Z)

Relés de impedância são largamente empregados em sistemas de proteção como forma de complementação aos relés de sobrecorrente, uma vez que atuam mesmo para correntes de curto-circuito com magnitudes relativamente baixas. Como a ocorrência de ilhamento é uma contingência similar a um curto-circuito ou um corte de carga, em termos das variações que provocam em diversos parâmetros do gerador distribuído, propõe-se, neste capítulo, investigar o desempenho de um algoritmo similar ao empregado nos relés de impedância na detecção de condições de ilhamento. Assim como nos capítulos anteriores, uma análise de falsa operação também é conduzida para verificar se o algoritmo desenvolvido é capaz de minimizar ou eliminar a atuação indevida desse relé frente a contingências que não são ilhamentos.

7.1. Relé de Impedância (Z)

O algoritmo do relé de impedância utilizado neste trabalho é mais simples do que os algoritmos empregados em relés de distância comerciais, conforme explicado em seguida. A idéia de usar o sinal de impedância para detecção de ilhamento surgiu em [10] e [11].

Inicialmente, as tensões e correntes de linha trifásica são obtidas para o cálculo da impedância de cada fase pelos quocientes apresentados a seguir [33]:

$$Z_A = \frac{V_A}{I_A} \quad (7.1)$$

$$Z_B = \frac{V_B}{I_B} \quad (7.2)$$

$$Z_C = \frac{V_C}{I_C} \quad (7.3)$$

Sendo:

V_A - tensão de fase da fase A.

V_B - tensão de fase da fase B.

V_C - tensão de fase da fase C.

- I_A - corrente de linha da fase A.
- I_B - corrente de linha da fase B.
- I_C - corrente de linha da fase C.
- Z_A - impedância da fase A.
- Z_B - impedância da fase B.
- Z_C - impedância da fase C.

Em seguida é obtido o módulo da impedância por fase:

$$M_A = |Z_A| \quad (7.4)$$

$$M_B = |Z_B| \quad (7.5)$$

$$M_C = |Z_C| \quad (7.6)$$

Após a obtenção do módulo da impedância, a diferença do módulo da impedância entre dois passos de integração consecutivos pode ser obtida. Essa diferença é comparada ao ajuste do relé e, se essa for maior que o ajuste, em qualquer uma das fases, um sinal de disparo é gerado, comandando a desconexão do gerador distribuído. O funcionamento do relé de impedância é ilustrado na Figura 7.1.

Existem dois conjuntos de sinais de entrada, os quais são as três tensões de fase e as três correntes de linha. Os sinais de tensão passam por um TP (transformador de potencial) com relação de transformação (RTP) e as correntes por um TC (transformador de corrente) com relação de transformação (RTC). Em seguida, as tensões e as correntes de linha são submetidas a um filtro passa baixa de segunda ordem modelo Butterworth, representado pelo bloco “Filtragem” na Figura 7.1. No bloco “Transformação Fasorial” é realizada a extração dos fasores das tensões de fase e das correntes de linha. Após esta etapa, o sinal resultante vai para o bloco “Sistema de Equações Algébricas” que está detalhado na Figura 7.2. Nesse bloco são realizados basicamente dois processamentos: o cálculo do módulo da impedância por fase M_A , M_B e M_C que utiliza uma janela móvel de 6 ciclos com uma taxa de amostragem de 4 amostras por ciclo, tendo assim um total de 24 amostras; e o outro é o cálculo da variação da impedância por fase ΔM_A , ΔM_B e ΔM_C através do bloco de atraso que tem a função de armazenar o valor da impedância do passo de integração anterior, para que se possa comparar ao valor atual. Em seguida um bloco comparador compara a variação da impedância calculada como o ajuste Z . Se essa variação

calculada em umas das fases for maior que o ajuste Z e a tensão no terminal do gerador for maior que o ajuste da mínima tensão de operação (V_{min}), o relé enviará um sinal de disparo, sinalizando sua atuação.

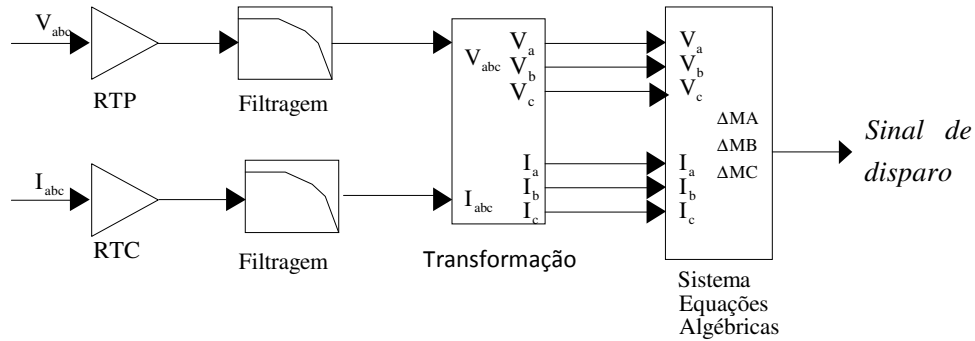


Figura 7.1: Modelo computacional do relé de impedância.

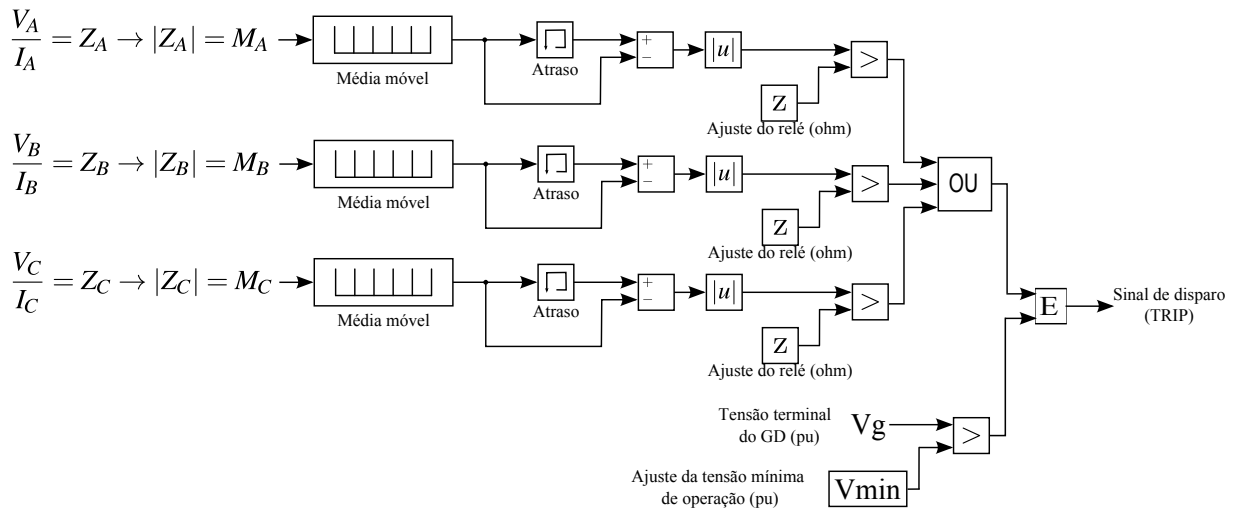


Figura 7.2: Bloco sistema de equações algébricas.

Os valores de ajuste Z utilizados nas simulações são os mostrados na Tabela 7.1, os quais foram definidos a partir de diversas simulações, sendo estes os que melhor representam o comportamento do relé.

Tabela 7.1: Ajustes do relé de impedância.

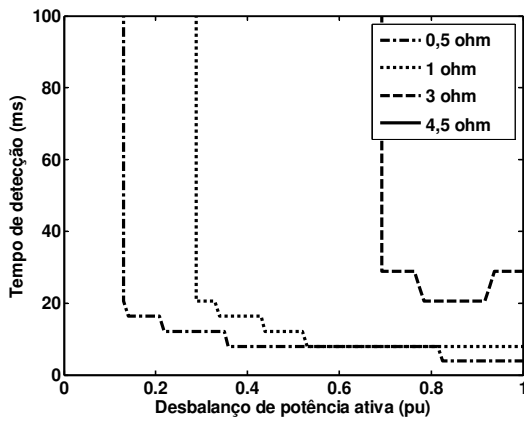
Ajustes do relé de impedância (Ω)
0,5
1
3
4,5

7.2. Curvas de Desempenho

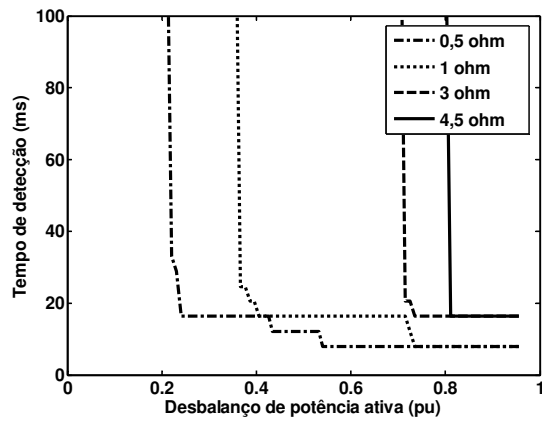
Seguindo a metodologia de avaliação da capacidade de detecção de ilhamento dos novos sinais, o conceito das curvas de desempenho será empregado nesta seção considerando os dois modos de operação da excitatriz do gerador distribuído e as quatro combinações de déficit e excesso de potência ativa e reativa no sistema ilhado.

7.2.1. Controle de Tensão

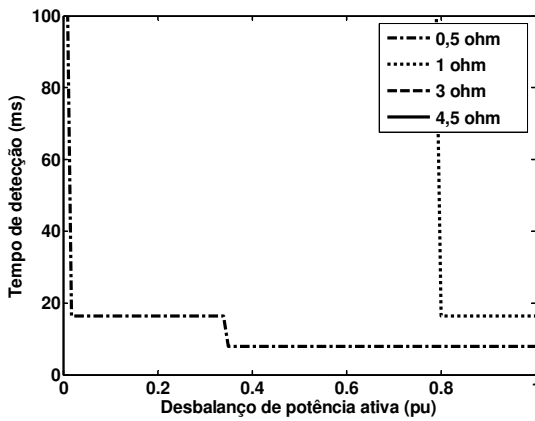
As curvas relacionando tempo de detecção com o desbalanço de potência ativa são apresentadas na Figura 7.3. Foi considerado um ajuste de V_{\min} igual a zero e a excitatriz do gerador configurada para controle da tensão terminal em 1 pu. Observa-se que para o ajuste mais sensível (0,5 Ω) os casos de mais fácil detecção correspondem àqueles em que há excesso de potência reativa.



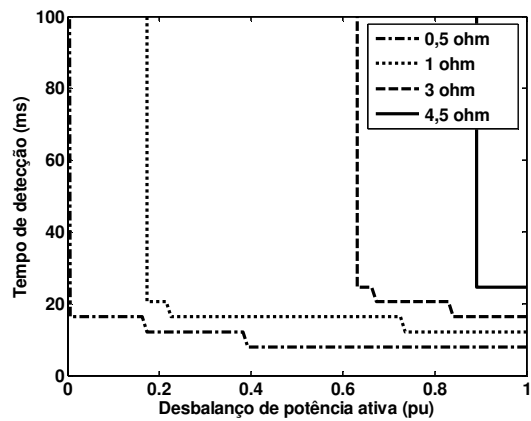
(a) Déficit de potência ativa e reativa.



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



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



(d) Excesso de potência ativa e reativa.

Figura 7.3: Curvas de tempo de detecção versus desbalanço de potência ativa - Controle de V ($V_{\min} = 0$ pu).

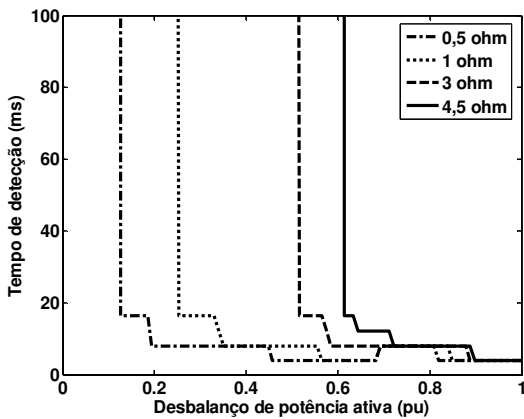
Isso ocorre porque, no caso em que há déficit de potência ativa e excesso de reativa Figura 7.3(c), a tensão aumenta mais do que a corrente após o ilhamento, provocando um aumento do quociente V/I , elevando, conseqüentemente, o módulo da impedância medida imediatamente após o ilhamento.

Contudo, essa variação não foi suficiente para atingir os valores de 3 e 4,5 Ω e por isso as curvas referentes a esses ajustes não são mostradas na Figura 7.3(c). Além disso, para este mesmo caso, a atuação do relé para o ajuste igual a 1 Ω foi mais difícil do que para os outros casos, haja visto que foi necessário um desbalanço de potência ativa superior a 0,8 pu para ativar o relé. Na situação em que há excesso de potência ativa e reativa Figura 7.3(d) observa-se que, no geral, o relé possui melhor desempenho. Isto se dá porque a tensão aumenta, mas a corrente

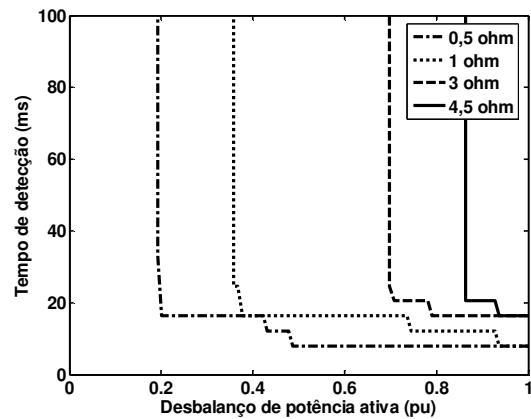
diminui, ocasionando o aumento do quociente V/I , o qual se mostrou suficiente para ativar todos os ajustes testados.

7.2.2. Controle de Potência Reativa

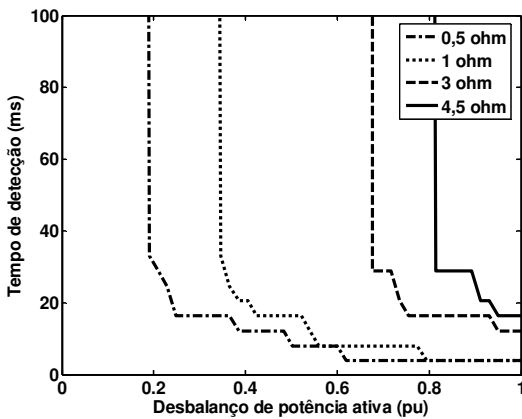
As curvas relacionando tempo de detecção com o desbalanço de potência ativa são mostradas na Figura 7.4, considerando a excitatriz do gerador controlada para manter potência reativa constante. Diferente do observado na Figura 7.3, os casos mais sensíveis correspondem a déficit e excesso de potência ativa e reativa, Figura 7.3 (a) e Figura 7.3 (d), respectivamente.



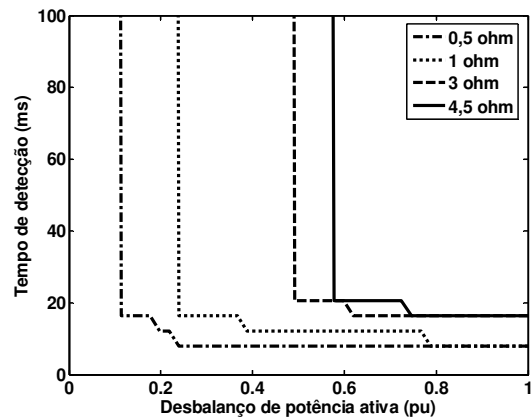
(a) Déficit de potência ativa e reativa.



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



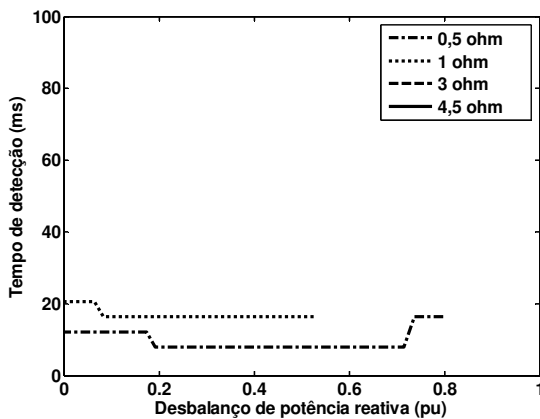
(c) Déficit de potência ativa e excesso de reativa.



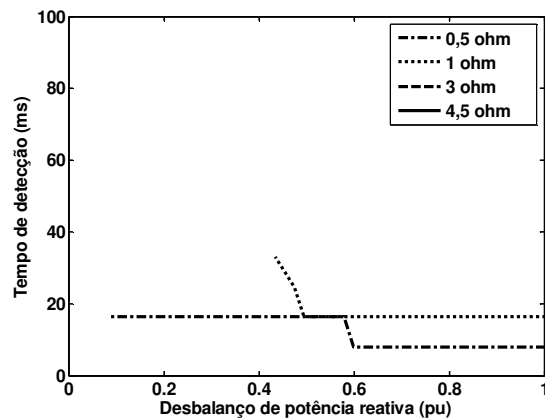
(d) Excesso de potência ativa e reativa.

Figura 7.4: Curvas de tempo de detecção *versus* desbalanço de potência ativa – Controle de Q (Q_{ref} fixo, $V_{min} = 0$ pu).

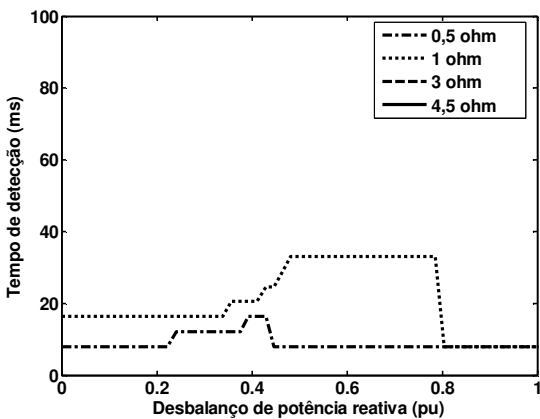
Na Figura 7.5 mostra-se a relação entre o tempo de detecção e o desbalanço de potência reativa para vários ajustes do relé. Pode-se observar que houve pouca alteração no desempenho do relé para diferentes desbalanços de potência reativa. Portanto, a variação de desbalanço de potência reativa não apresenta grande influência sobre o desempenho do relé de impedância. Com base nessa análise, o conceito “curva de desempenho” será sempre relacionado às curvas de *tempo de detecção versus desbalanço de potência ativa* para esse relé.



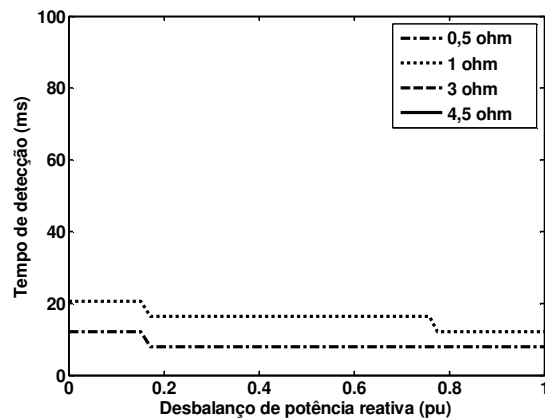
(a) Déficit de potência ativa e reativa.



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



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



(d) Excesso de potência ativa e reativa.

Figura 7.5: Curvas de tempo de detecção *versus* desbalanço de potência reativa. Controle de Q (Q_{ref} variável, $V_{min} = 0$ pu).

7.3. Zonas de Não Detecção

Nesta seção são mostradas as zonas de não detecção do relé de impedância para os dois tipos de controle do sistema de excitação do gerador distribuído analisados nesta dissertação. Os procedimentos para a obtenção das zonas de não detecção foram explicados no Capítulo 4.

7.3.1. Controle de Tensão

Na Figura 7.6 é apresentada a zona de não detecção do relé de impedância, para o ajuste de 0,5 ohm e na Figura 7.7 para o ajuste de 4,5 ohm, ambas considerando o ajuste de V_{\min} igual a zero. Observa-se que a atuação do relé de impedância fica bastante comprometida para o ajuste elevado (Figura 7.7), uma vez que a zona de não detecção referente ao ajuste 4,5 ohm é grande.

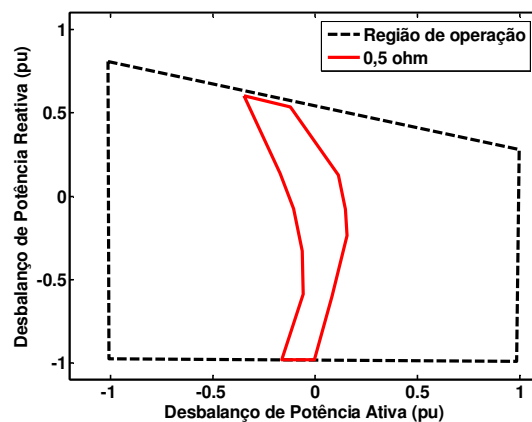


Figura 7.6: Zona de não detecção do relé Z ajustado em 0,5ohm – Controle de V ($V_{\min} = 0$).

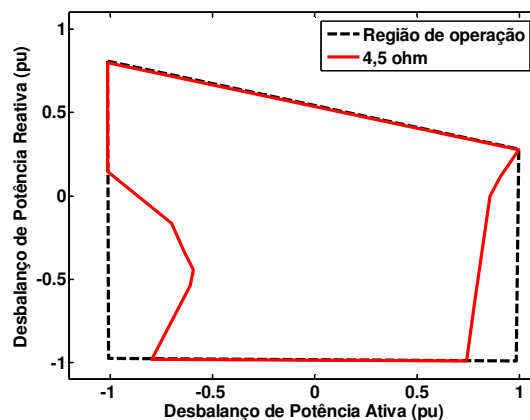


Figura 7.7: Zona de não detecção do relé Z ajustado em 4,5 ohm – Controle de V ($V_{\min} = 0$).

7.3.2. Controle de Potência Reativa

Os resultados das zonas de não detecção considerando as duas metodologias de variação de potência reativa são apresentados a seguir.

Potência reativa variável e carga fixa

Na Figura 7.8 é possível visualizar a zona de não detecção do relé de impedância, para analisar o desempenho do mesmo para o ajuste de 0,5 ohm, e na Figura 7.9 para o ajuste de 4,5 ohm, considerando V_{\min} igual a zero. Semelhante ao verificado para o caso anterior (Controle de V), a zona de não detecção para o ajuste de 4,5 ohm mostrou-se quase do mesmo tamanho que a região de operação. Isto indica que o relé se torna ineficiente para ajustes dessa ordem de grandeza.

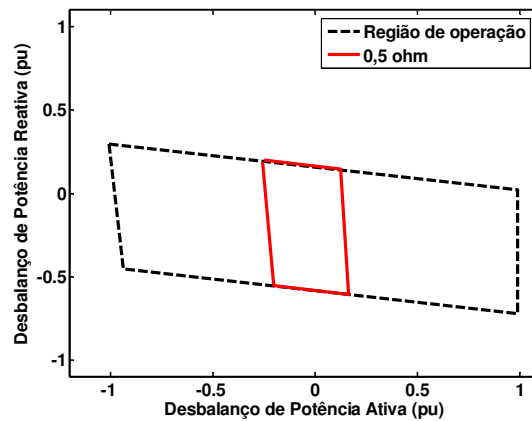


Figura 7.8: Zona de não detecção do relé Z ajustado em 0,5 ohm – Controle de Q (controle variável e carga fixa, $V_{\min} = 0pu$).

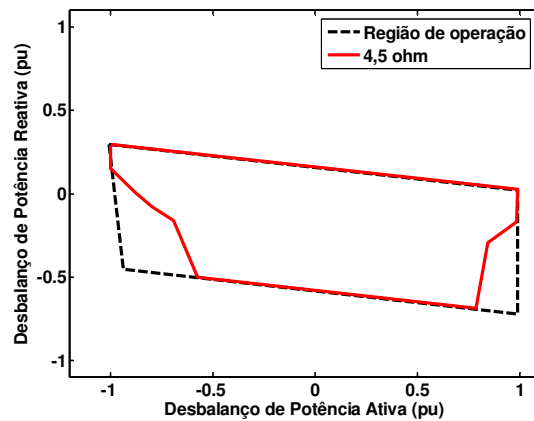


Figura 7.9: Zona de não detecção do relé Z ajustado em 4,5 ohm – Controle de Q (controle variável e carga fixa, $V_{\min} = 0$ pu).

Potência reativa fixa e carga variável

Na Figura 7.10 mostra -se a zona de não detecção do relé de impedância, para o ajuste do relé de 0,5 ohm e na Figura 7.11 para o ajuste de 4,5 ohm, considerando V_{\min} igual a zero. Novamente, observa-se o fraco desempenho do relé quando está ajustado em 4,5 ohm. Por outro lado, nota-se que a zona de não detecção para este ajuste ocupa uma área menor da região de operação se comparada aos resultados mostrados na Figura 7.7 e na Figura 7.9.

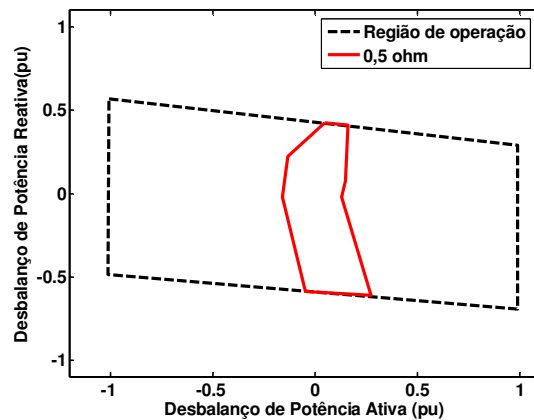


Figura 7.10: Zona de não detecção do relé Z ajustado em 0,5ohm – Controle de Q (controle fixo e carga variável, $V_{\min} = 0$ pu).

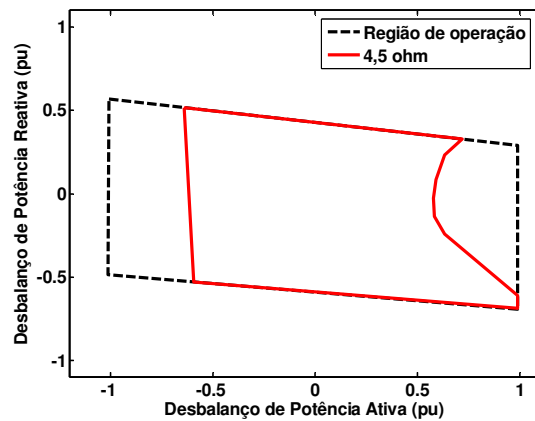


Figura 7.11: Zona de não detecção do relé Z ajustado em 4,5 ohm – Controle de Q (controle fixo e carga variável, $V_{\min} = 0$ pu).

7.4. Falsa Operação

Seguindo a metodologia de análise de falsa operação apresentada no Capítulo 4, esta seção mostra o comportamento do relé de impedância frente à ocorrência de curto-circuito trifásico e corte de carga, e propõe modificações no modelo do relé para minimizar casos de falsa operação.

7.4.1. Curto-circuito Trifásico

Seguindo a metodologia definida para a análise do desempenho do relé frente a curtos-circuitos, nessa seção são apresentados os resultados considerando os dois modos de controle do sistema de excitação do gerador distribuído.

Sistema de excitação ajustado para controle de tensão

O desempenho do relé de impedância para a ocorrência de um curto-circuito trifásico na barra 6 do sistema é apresentado na Tabela 7.2, para o caso base e na Tabela 7.3, para variações do caso base. Observa-se que houve atuação indevida do relé na maioria das situações analisadas.

Tabela 7.2: Caso base das simulações de curto-circuito – Controle de V – $V_{\min} = 0$ pu.

Carregamento do gerador	Ajuste 0,5 ohm	Ajuste 4,5 ohm
10 MW	SIM	SIM
20 MW	SIM	NÃO
30 MW	SIM	NÃO

Tabela 7.3: Curto-circuito – Variações do caso base – Controle de V – $V_{\min} = 0$ pu.

Carregamento do gerador	Potência de curto-circuito da subestação 150 MVA		Multiplicador do comprimento da Linha 3 $k = 0,2$		Constante de inércia do gerador $H = 0,5$ s		Relação $X' = 1,4$	
	Ajuste 0,5 ohm	Ajuste 4,5 ohm	Ajuste 0,5 ohm	Ajuste 4,5 ohm	Ajuste 0,5 ohm	Ajuste 4,5 ohm	Ajuste 0,5 ohm	Ajuste 4,5 ohm
10 MW	SIM	SIM	SIM	SIM	SIM	SIM	SIM	NÃO
20 MW	SIM	SIM	SIM	SIM	SIM	SIM	SIM	NÃO
30 MW	SIM	SIM	SIM	SIM	SIM	SIM	SIM	SIM

Visando minimizar ou até mesmo eliminar os casos de falsa operação do relé de impedância, foram consideradas as mesmas alterações propostas para os outros dois relés investigados, ou seja, a adição de temporizadores T_{\min} e T_{set} no modelo original do relé. Essas modificações são mostradas na Figura 7.12.

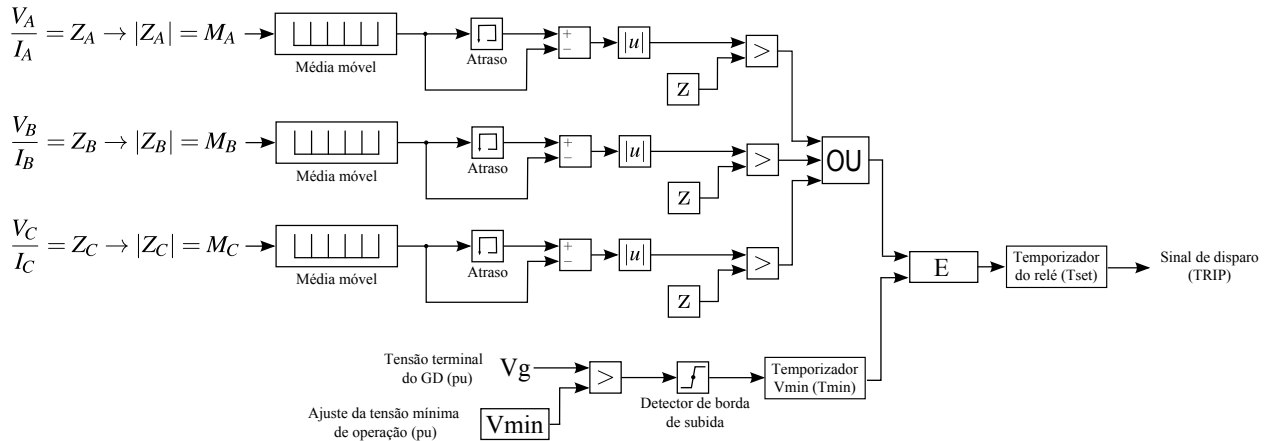


Figura 7.12: Relé de impedância modificado com a inclusão de temporizadores.

Os mesmos testes que foram realizados no relé sem os temporizadores também foram realizados com o modelo do relé modificado da Figura 7.12.

Após vários testes foi possível constatar que o temporizador que melhora o desempenho do relé de impedância frente a um curto-circuito é o temporizador de tensão mínima (T_{\min}), sendo que para o sistema teste adotado neste trabalho o melhor ajuste de T_{\min} é igual a 0,6 s. Além disso, verificou-se que é necessário ajustar V_{\min} em 0,8 pu e o ajuste de T_{set} pode ser mantido em 0. Os resultados são mostrados na Tabela 7.4 e Tabela 7.5, em que se observa a eliminação de falsa operação para os casos analisados.

Tabela 7.4: Caso base - curto-circuito - Controle de V - $V_{\min} = 0,8$ pu, $T_{\min} = 0,6$ s e $T_{\text{set}} = 0$ s.

Carregamento do gerador	Ajuste 0,5 ohm	Ajuste 4,5 ohm
10 MW	NÃO	NÃO
20 MW	NÃO	NÃO
30 MW	NÃO	NÃO

Tabela 7.5: Curto-circuito - Variações do caso base - Controle de V - $V_{\min} = 0,8$ pu, $T_{\min} = 0,6$ s e $T_{\text{set}} = 0$ s.

Carregamento do gerador	Potência de curto-circuito da subestação 150 MVA		Multiplicador do comprimento da Linha 3 $k = 0,2$		Constante de inércia do gerador $H = 0,5$ s		Relação $X/R = 1,4$	
	Ajuste 0,5 ohm	Ajuste 4,5 ohm	Ajuste 0,5 ohm	Ajuste 4,5 ohm	Ajuste 0,5 ohm	Ajuste 4,5 ohm	Ajuste 0,5 ohm	Ajuste 4,5 ohm
10 MW	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO
20 MW	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO
30 MW	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO

Sistema de excitação com controle de potência reativa fixa

Analisando a ocorrência do curto-circuito trifásico na barra 6, estando a excitatriz configurada para controle de potência reativa igual a 0 e considerando o modelo original do relé de impedância ($V_{\min} = T_{\min} = T_{\text{set}} = 0$), houve atuação indevida do mesmo para a maioria dos casos simulados. Isto é mostrado na Tabela 7.6 para o caso base, e na Tabela 7.7 para as alterações no caso base.

Tabela 7.6: Caso base das simulações de curto-circuito - Controle de Q - $V_{\min} = 0$ pu, $T_{\min} = 0$ s e $T_{\text{set}} = 0$ s.

Carregamento do gerador	Ajuste 0,5 ohm	Ajuste 4,5 ohm
10 MW	SIM	SIM
20 MW	SIM	NÃO
30 MW	SIM	NÃO

Tabela 7.7: Curto-circuito – Variações do caso base - Controle de Q - $V_{\min} = 0$ pu, $T_{\min} = 0$ s e $T_{\text{set}} = 0$ s.

Carregamento do gerador	Potência de curto-circuito da subestação 150 MVA		Multiplicador do comprimento da Linha 3 $k = 0,2$		Constante de inércia do gerador $H = 0,5$ s		Relação $X/R = 1,4$	
	Ajuste 0,5 ohm	Ajuste 4,5 ohm	Ajuste 0,5 ohm	Ajuste 4,5 ohm	Ajuste 0,5 ohm	Ajuste 4,5 ohm	Ajuste 0,5 ohm	Ajuste 4,5 ohm
10 MW	SIM	SIM	SIM	SIM	SIM	SIM	SIM	SIM
20 MW	SIM	NÃO	SIM	NÃO	SIM	NÃO	SIM	SIM
30 MW	SIM	NÃO	SIM	NÃO	SIM	NÃO	SIM	NÃO

Visando minimizar a ocorrência de falsa operação, os mesmos valores de V_{\min} , T_{\min} e T_{set} utilizados no caso da excitatriz configurada para controle de tensão foram empregados nesta subseção. Os resultados são apresentados na Tabela 7.8 para o caso base, e na Tabela 7.9 para as alterações no caso base. Observa-se nessas tabelas que a inserção destes novos ajustes melhora o desempenho do relé, já que este passa a não atuar indevidamente para quase todos os casos simulados.

Tabela 7.8: Caso base - curto-circuito - Controle de Q - $V_{\min} = 0,8$ pu, $T_{\min} = 0,6$ s e $T_{\text{set}} = 0$ s.

Carregamento do gerador	Ajuste 0,5 ohm	Ajuste 4,5 ohm
10 MW	NÃO	NÃO
20 MW	NÃO	NÃO
30 MW	NÃO	NÃO

Tabela 7.9: Curto-circuito - Variações do caso base - Controle de Q - $V_{\min} = 0,8$ pu, $T_{\min} = 0,6$ s e $T_{\text{set}} = 0$ s.

Carregamento do gerador	Potência de curto-circuito da subestação 150 MVA		Multiplicador do comprimento da Linha 3 $k = 0,2$		Constante de inércia do gerador $H = 0,5$ s		Relação $X/R = 1,4$	
	Ajuste 0,5 ohm	Ajuste 4,5 ohm	Ajuste 0,5 ohm	Ajuste 4,5 ohm	Ajuste 0,5 ohm	Ajuste 4,5 ohm	Ajuste 0,5 ohm	Ajuste 4,5 ohm
10 MW	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO
20 MW	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO
30 MW	NÃO	NÃO	SIM	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO

7.4.2. Corte de Carga

Nesta subseção, será analisada a atuação do relé de impedância frente à ocorrência de um corte de carga no sistema de distribuição, aplicado na barra 6.

Assim como nos testes de curto-circuito os testes de corte de carga foram realizados com o sistema de excitação ajustado de duas formas: controle de tensão e controle de potência reativa. Os resultados dos mesmos serão apresentados nas subseções seguintes.

Sistema de excitação ajustado para controle de tensão

Inicialmente foi avaliada a atuação do relé de impedância desconsiderando os ajustes de V_{\min} , T_{\min} e T_{set} . Os resultados são apresentados na Tabela 7.10 para o caso base, e na Tabela 7.11 para as variações do caso base. Nessas tabelas observa-se a ocorrência de atuação indevida do relé para poucos casos simulados.

Tabela 7.10: Caso base - corte de carga – Controle de V- $V_{\min} = 0$ pu, $T_{\min} = 0$ s e $T_{\text{set}} = 0$ s.

Carregamento do gerador	Ajuste 0,5 ohm	Ajuste 4,5 ohm
10 MW	SIM	NÃO
20 MW	NÃO	NÃO
30 MW	NÃO	NÃO

Tabela 7.11: Corte de carga – Variações do caso base – Controle de V- $V_{\min} = 0$ pu, $T_{\min} = 0$ s e $T_{\text{set}} = 0$ s.

Carregamento do gerador	Potência de curto-circuito da subestação 150 MVA		Multiplicador do comprimento da Linha 3 $k = 0,2$		Constante de inércia do gerador $H = 0,5$ s		Relação $X/R = 1,4$	
	Ajuste 0,5 ohm	Ajuste 4,5 ohm	Ajuste 0,5 ohm	Ajuste 4,5 ohm	Ajuste 0,5 ohm	Ajuste 4,5 ohm	Ajuste 0,5 ohm	Ajuste 4,5 ohm
10 MW	SIM	NÃO	NÃO	NÃO	SIM	NÃO	SIM	NÃO
20 MW	SIM	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO
30 MW	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO

Embora tenha se verificado que a falsa operação do relé ocorre para poucos casos, buscou-se minimizar essas ocorrências. Para tanto, foram testados vários valores de V_{\min} , T_{\min} e T_{set} sendo que os mais adequados para essa situação foram V_{\min} igual a 0,8 pu, T_{\min} igual a zero e T_{set} igual a 0,03 segundo. Conforme mostram a Tabela 7.12, e a Tabela 7.13 esses ajustes foram suficientes para eliminar a ocorrência de falsa operação para os casos simulados.

Tabela 7.12: Caso base - corte de carga – Controle de V– $V_{\min} = 0,8 \text{ pu}$, $T_{\min} = 0 \text{ s}$ e $T_{\text{set}} = 0,03 \text{ s}$.

Carregamento do gerador	Ajuste 0,5 ohm	Ajuste 4,5 ohm
10 MW	NÃO	NÃO
20 MW	NÃO	NÃO
30 MW	NÃO	NÃO

Tabela 7.13: Corte de carga - Variações do caso base - Controle de V - $V_{\min} = 0,8 \text{ pu}$, $T_{\min} = 0 \text{ s}$ e $T_{\text{set}} = 0,03 \text{ s}$.

Carregamento do gerador	Potência de curto-circuito da subestação 150 MVA		Multiplicador do comprimento da Linha 3 $k = 0,2$		Constante de inércia do gerador $H = 0,5 \text{ s}$		Relação $X/R = 1,4$	
	Ajuste 0,5 ohm	Ajuste 4,5 ohm	Ajuste 0,5 ohm	Ajuste 4,5 ohm	Ajuste 0,5 ohm	Ajuste 4,5 ohm	Ajuste 0,5 ohm	Ajuste 4,5 ohm
10 MW	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO
20 MW	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO
30 MW	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO

Sistema de excitação com controle de potência reativa fixa

Considerando a excitatriz configurada para controlar a potência reativa em zero, os casos de falsa operação no caso de corte de carga também foram poucos, conforme mostram a Tabela 7.14 e a Tabela 7.15. Ressalta-se que nestas tabelas, foi considerado o modelo original do relé de impedância, ou seja, V_{\min} , T_{\min} e T_{set} iguais a zero.

Tabela 7.14: Caso base - corte de carga - Controle de Q - $V_{\min} = 0 \text{ pu}$, $T_{\min} = 0 \text{ s}$ e $T_{\text{set}} = 0 \text{ s}$.

Carregamento do gerador	Ajuste 0,5 ohm	Ajuste 4,5 ohm
10 MW	SIM	NÃO
20 MW	NÃO	NÃO
30 MW	NÃO	NÃO

Tabela 7.15: Corte de carga – Variações do caso base – Controle de Q – $V_{\min} = 0 \text{ pu}$, $T_{\min} = 0 \text{ s}$ e $T_{\text{set}} = 0 \text{ s}$.

Carregamento do gerador	Potência de curto-circuito da subestação 150 MVA		Multiplicador do comprimento da Linha 3 $k = 0,2$		Constante de inércia do gerador $H = 0,5 \text{ s}$		Relação $X/R = 1,4$	
	Ajuste 0,5 ohm	Ajuste 4,5 ohm	Ajuste 0,5 ohm	Ajuste 4,5 ohm	Ajuste 0,5 ohm	Ajuste 4,5 ohm	Ajuste 0,5 ohm	Ajuste 4,5 ohm
10 MW	SIM	NÃO	SIM	NÃO	SIM	NÃO	SIM	NÃO
20 MW	SIM	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO
30 MW	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO

Para minimizar os casos de falsa operação, foram aplicados os mesmos ajustes de V_{min} , T_{min} e T_{set} empregados na subseção anterior. Os resultados são mostrados na Tabela 7.16 e Tabela 7.17 e se observa que os casos de atuação indevida foram reduzidos. Como se pode notar, mesmo com as modificações no modelo do relé, alguns casos simulados ainda apresentam falsa operação quando o relé de impedância está com ajuste 0,5 ohm, que é o ajuste de maior sensibilidade.

Tabela 7.16: Caso base - corte de carga – Controle de Q – $V_{min} = 0,8$ pu, $T_{min} = 0$ s e $T_{set} = 0,03$ s.

Carregamento do gerador	Ajuste 0,5 ohm	Ajuste 4,5 ohm
10 MW	NÃO	NÃO
20 MW	NÃO	NÃO
30 MW	NÃO	NÃO

Tabela 7.17: Corte de carga – Variações do caso base – $V_{min} = 0,8$ pu, $T_{min} = 0$ s e $T_{set} = 0,03$ s.

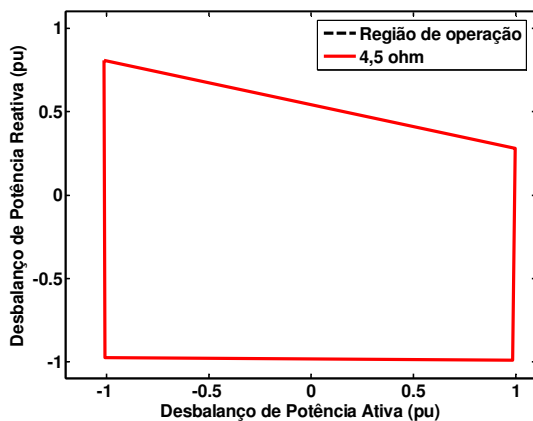
Carregamento do gerador	Potência de curto-circuito da subestação 150 MVA		Multiplicador do comprimento da Linha 3 $k = 0,2$		Constante de inércia do gerador $H = 0,5$ s		Relação $X/R = 1,4$	
	Ajuste 0,5 ohm	Ajuste 4,5 ohm	Ajuste 0,5 ohm	Ajuste 4,5 ohm	Ajuste 0,5 ohm	Ajuste 4,5 ohm	Ajuste 0,5 ohm	Ajuste 4,5 ohm
10 MW	SIM	NÃO	NÃO	NÃO	SIM	NÃO	SIM	NÃO
20 MW	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO
30 MW	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO

Como pode ser observado nas Tabela 7.12 e Tabela 7.13, o ajuste de T_{set} igual a 0,03 s, é muito importante para não haver falsa operação de quando a excitatriz do gerador está configurada para operar em controle de tensão. Contudo quando a excitatriz está configurada para controlar potência reativa isso não acontece. O relé de impedância continua atuando indevidamente para alguns casos, como pode ser observado na Tabela 7.16 e na Tabela 7.17. Com o intuito de resolver este problema, foram realizadas várias simulações para diferentes ajustes de T_{set} e percebeu-se que até para ajuste muito elevado como 0,1 s, o relé continua atuando indevidamente. Assim sendo, decidiu-se manter o ajuste de T_{set} igual a 0,03 s. Desta forma para o melhoramento do desempenho do relé com relação à falsa operação o relé deve ser ajustado nos seguintes valores: V_{min} igual a 0,8 pu, T_{min} igual a 0,6 s e T_{set} igual a 0,03 s.

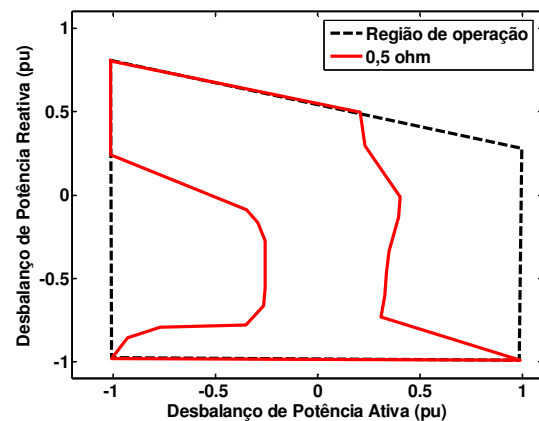
7.5. Análise de Desempenho do Relé de Impedância Modificado

Ao modificar o modelo do relé de impedância com o objetivo de minimizar casos de falsa operação, torna-se importante verificar se tais alterações não prejudicaram seu desempenho em relação à detecção de ilhamento. Isso será verificado empregando-se as zonas de não detecção considerando a excitatriz configurada para controle de tensão e para controle de potência reativa. Os ajustes de V_{\min} , T_{\min} e T_{set} são aqueles identificados como os mais adequados para minimizar falsa operação devido à ocorrência de curtos-circuitos e corte de carga. Portanto, esses valores são: $V_{\min} = 0,8$ pu, $T_{\min} = 0,6$ segundo e $T_{\text{set}} = 0,03$ segundo.

Assim a Figura 7.13 ilustra o desempenho do relé de impedância modificado, considerando a excitatriz do gerador configurada para controlar a tensão terminal em 1 pu ($V_{\text{base}} = 6900\text{V}$). Esta figura, ao ser comparada com a Figura 7.6 e a Figura 7.7, vê-se que zona de não detecção aumenta devido ao temporizador do relé estar ajustado em $T_{\text{set}} = 0,03$ s. Observa-se que, neste caso, a adição dos temporizadores prejudicou significativamente a capacidade do relé de impedância em detectar ilhamento. Nota-se que para o ajuste igual a 4,5 ohm, o relé se tornou completamente ineficiente.



(a) $V_{\min} = 0,8$ pu, $T_{\min} = 0,6$ s e $T_{\text{set}} = 0,03$ s – Relé de impedância ajustado em 4,5 ohm.

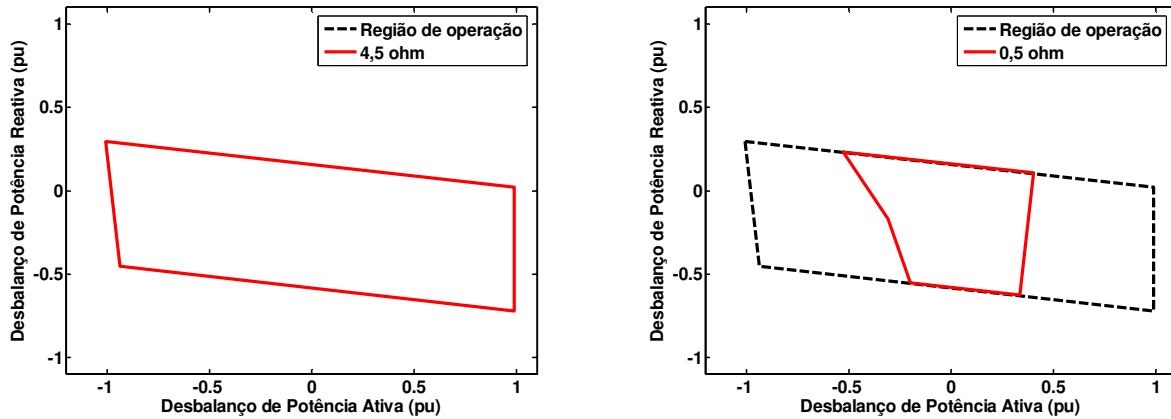


(b) $V_{\min} = 0,8$ pu, $T_{\min} = 0,6$ s e $T_{\text{set}} = 0,03$ s – Relé de impedância ajustado em 0,5 ohm.

Figura 7.13: Zona de não detecção do relé de impedância modificado- Controle de V.

No caso em que a excitatriz do gerador está configurada para controlar potência reativa variável, observou-se que há também um aumento da zona de não detecção, como pode ser observado comparando a Figura 7.14 com a Figura 7.8 e com a Figura 7.9. No caso do ajuste

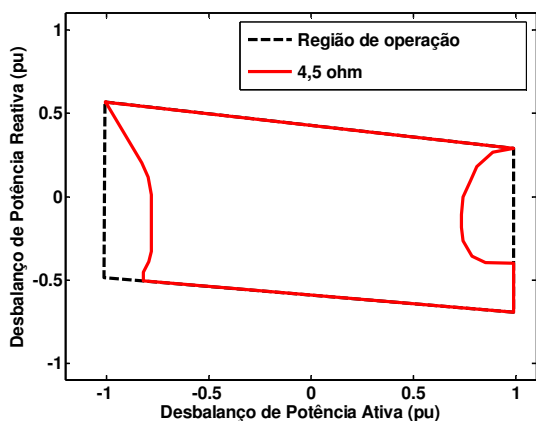
igual a 0,5 ohm, observou-se que esse aumento foi pequeno, por outro lado, o relé ajustado em 4,5 ohm tornou-se totalmente ineficiente para detectar ilhamento.



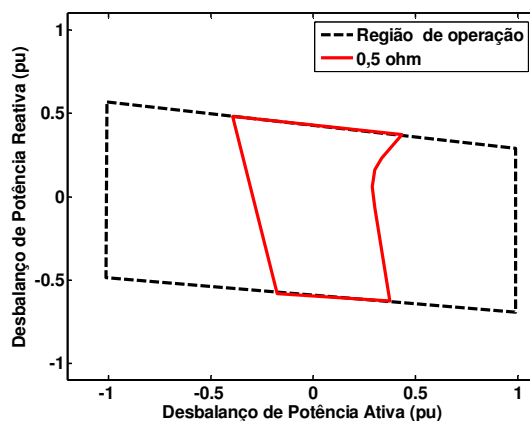
(a) $V_{\min} = 0,8 \text{ pu}$, $T_{\min} = 0,6 \text{ s}$ e $T_{\text{set}} = 0,03 \text{ s}$ – Relé de impedância ajustado em 4,5 ohm. (b) $V_{\min} = 0,8 \text{ pu}$, $T_{\min} = 0,6 \text{ s}$ e $T_{\text{set}} = 0,03 \text{ s}$ – Relé de impedância ajustado em 0,5 ohm.

Figura 7.14: Zona de não detecção do relé de impedância modificado- Controle de Q (controle variável e carga fixa).

Já no caso em que a excitatriz do gerador está configurada para controlar potência reativa fixa em zero e as cargas são variáveis, observou-se também o aumento das zonas de não detecção, porém o desempenho do relé não foi significativamente prejudicado. Isso pode ser comprovado pela na Figura 7.15 a qual pode ser comparada com a Figura 7.10 e a Figura 7.11. Ressalta-se que diferentemente do observado na Figura 7.13e na Figura 7.14, o ajuste de 4,5 ohm não se tornou totalmente ineficiente para este caso.



(a) $V_{\min} = 0,8 \text{ pu}$, $T_{\min} = 0,6 \text{ s}$ se $T_{\text{set}} = 0,03 \text{ s}$ – Relé de impedância ajustado em 4,5 ohm.



(b) $V_{\min} = 0,8 \text{ pu}$, $T_{\min} = 0,6 \text{ s}$ se $T_{\text{set}} = 0,03 \text{ s}$ – Relé de impedância ajustado em 0,5 ohm.

Figura 7.15: Zona de não detecção do relé de impedância modificado- Controle de Q (controle fixo e carga variável).

Ao inserir os temporizadores no relé de impedância para melhorar a não atuação do relé para os casos de contingência na rede, observou-se que em algumas situações em que o relé atuava, detectando o ilhamento, ele passa a não detectar mais. Conclui-se então que é necessário efetuar um estudo antes da definição dos ajustes que serão adotados nos temporizadores, em especial, no temporizador do relé (T_{set}), para cada sistema de distribuição individualmente.

Capítulo 8 Relé de Diferença Angular ($\Delta\theta$)

O objetivo desse capítulo é investigar o uso de relés que monitoram a variação da diferença angular entre dois sinais medidos em diferentes locais. Os autores das referências [12], [13], [14] propuseram o uso de algoritmos similares aos usados nos relés de diferença angular convencionais para detecção de ilhamentos através do monitoramento da diferença entre o ângulo de tensão da concessionária e o ângulo de tensão do gerador distribuído. No entanto, verificou-se nos resultados desses trabalhos que o tempo de detecção de ilhamentos do esquema proposto é muito elevado, sendo superior ao tempo permitido para desconexão do gerador distribuído, de acordo com [4], de 2 segundos. Portanto, nas seções seguintes as principais características e limitações desse relé são investigados e possíveis melhorias são desenvolvidas visando a um melhor desempenho na detecção de ilhamentos.

8.1. Relé de Diferença Angular ($\Delta\theta$)

Nesta seção será analisado o relé de diferença angular ($\Delta\theta$), o qual calcula a variação da diferença angular entre dois sinais, que são: o ângulo de fase da tensão do lado de baixa do transformador da subestação e o ângulo de fase da tensão medida no ponto de acoplamento entre o gerador distribuído e a rede de distribuição de energia elétrica. A Figura 8.1 mostra onde o relé de diferença angular está instalado e sobre qual disjuntor ele opera.

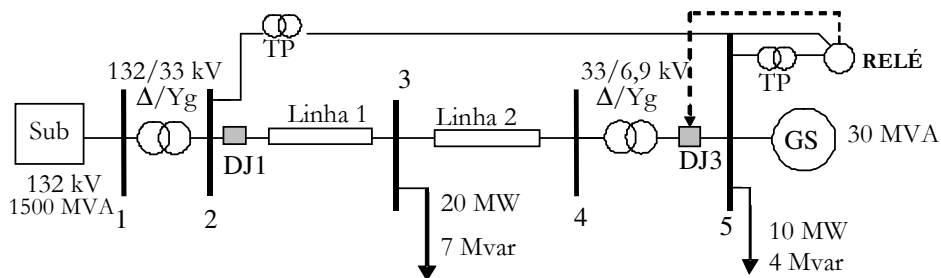
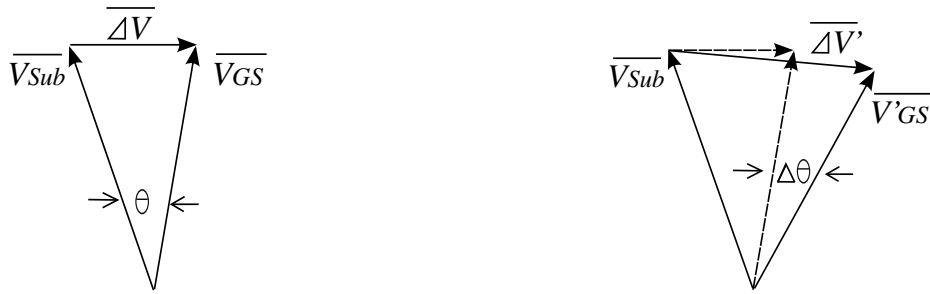


Figura 8.1: Gerador síncrono distribuído operando em paralelo com o sistema de distribuição.

Considerando a Figura 8.1 e a situação de regime permanente, observa-se que há uma diferença ΔV entre a tensão terminal da subestação V_{Sub} e a tensão terminal do gerador síncrono

V_{GS} . Consequentemente há uma defasagem angular θ entre a tensão terminal da subestação e a tensão terminal do gerador síncrono, conforme mostra o diagrama fasorial da Figura 8.2 (a).



(a) antes da abertura do disjuntor.

(b) após a abertura do disjuntor.

Figura 8.2: Fasores da tensão terminal da subestação e do gerador síncrono.

Retornando à Figura 8.1, se o disjuntor DJ1 abre devido a um evento na rede de distribuição haverá a formação de uma ilha. A partir desse instante, o gerador síncrono é a única fonte de alimentação para as cargas do sistema de distribuição, uma vez que a corrente proveniente da subestação foi abruptamente interrompida. Logo, o gerador síncrono distribuído 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 DJ1, o gerador síncrono assume ou rejeita carga e, como conseqüência, a defasagem angular entre V_{Sub} e V_{GS} aumenta ou diminui repentinamente, conforme mostrado na Figura 8.2(b). Logo, a diferença angular entre o ângulo de fase da tensão da subestação (θ_{Sub}) e o ângulo de fase da tensão do gerador síncrono distribuído (θ_{GS}) pode ser utilizada para detectar o ilhamento. Baseando-se nesta idéia, propõe-se nesta dissertação um relé de diferença angular, conforme mostrado na Figura 8.3.

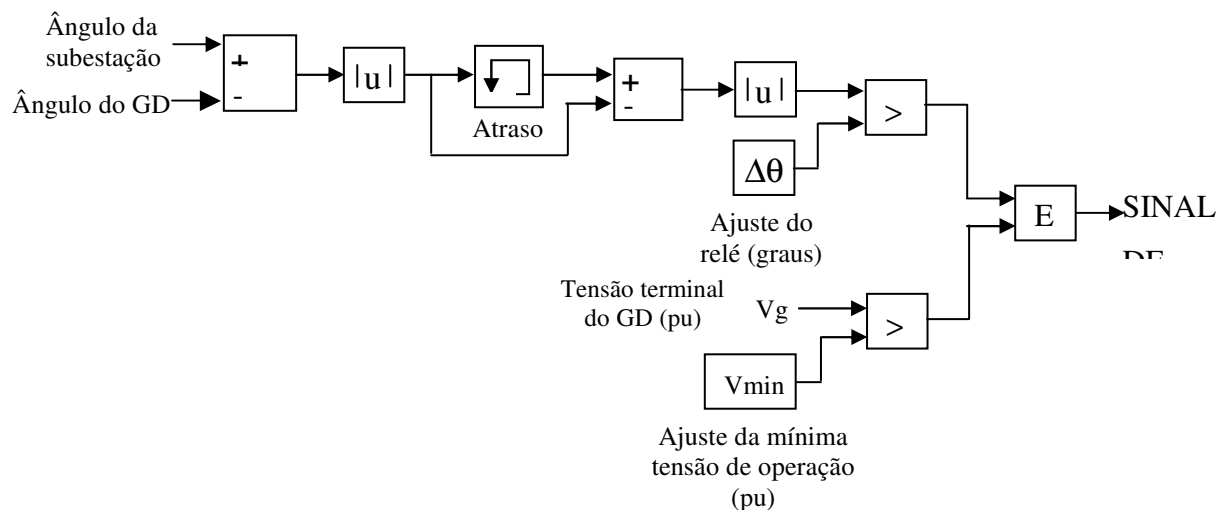


Figura 8.3: Modelo implementado para representar o relé de diferença angular.

Como pode ser observado na Figura 8.3, inicialmente é calculada a diferença dos ângulos θ_{Sub} e θ_{GS} . Em seguida, o valor absoluto da diferença entre esses ângulos é calculado a cada passo de integração, e por fim é obtida a variação da diferença angular ($\Delta\theta$). O cálculo da variação da diferença angular é realizado comparando a diferença angular atual, com a diferença angular medida após 16,67 milissegundos (1 ciclo). Obtém-se assim a variação da diferença angular $\Delta\theta$ a cada 16,67 milissegundos. O valor de $\Delta\theta$ é comparado com o valor ajustado no relé. Além disso, o valor eficaz da tensão terminal do gerador síncrono distribuído é também calculado a cada passo de integração. Assim, se a variação da diferença angular ($\Delta\theta$) for maior que o ajuste do relé e a tensão terminal do gerador for maior que o valor de mínima tensão de operação, o relé opera e envia um sinal de disparo (*trip*) para abrir o disjuntor DJ3 do gerador distribuído.

Os ajustes do relé utilizados nas simulações estão apresentados na Tabela 8.1, os quais foram definidos a partir de diversas simulações, sendo estes os que melhor representam o comportamento do relé.

Tabela 8.1: Ajustes do relé de diferença angular.

Ajuste do relé θ (graus)
1,5
3
6
9
15

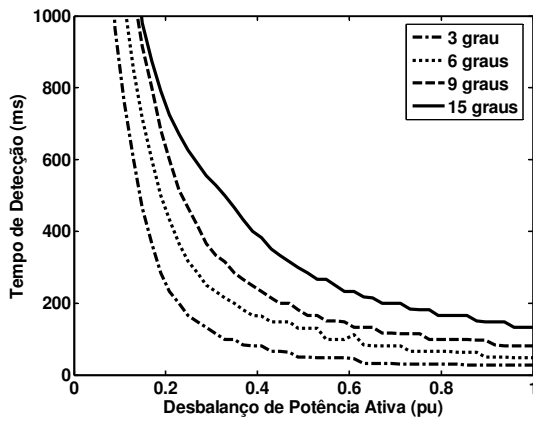
Nas seções a seguir serão apresentados os resultados das simulações do relé de diferença angular para análise de sua capacidade de detecção de ilhamento, empregando os métodos de curva de desempenho, de zona de não detecção e de falsa operação, conforme a metodologia explanada no Capítulo 4. É importante frisar que as cargas utilizadas nas simulações são do tipo impedância constante.

8.2. Curvas de Desempenho

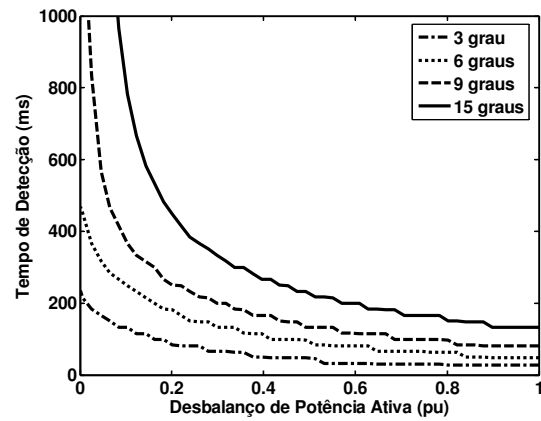
As curvas relacionando o tempo de detecção do relé de diferença angular com o desbalanço de potência ativa e reativa foram obtidas conforme procedimentos abordados no Capítulo 4, considerando os dois modos de controle da excitatriz do gerador. Os resultados são apresentados nas seções seguintes.

8.2.1. Controle de Tensão

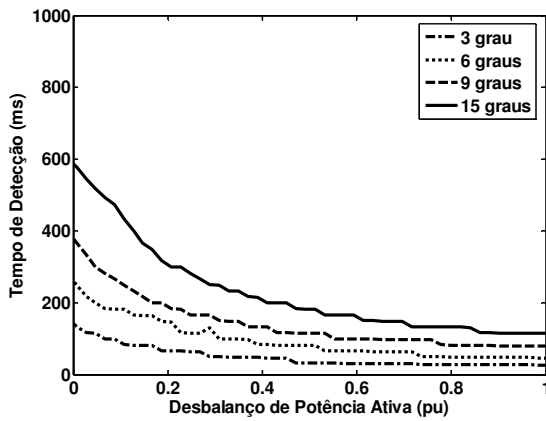
As curvas relacionando o tempo de detecção com o desbalanço de potência ativa para o relé de diferença angular são apresentadas na Figura 8.4. Foi considerado um ajuste de V_{\min} igual a zero. Observa-se que os casos de mais fácil detecção correspondem àqueles em que há excesso de potência ativa e déficit de reativa Figura 8.4 (b), e déficit de potência ativa e excesso de reativa Figura 8.4 (c). Esse comportamento faz com que o desempenho desse relé se assemelhe aos desempenhos do relé de sub/sobrefrequência e do relé de “salto de vetor”, cujas curvas de desempenho são apresentadas em [15]. Observa-se também na Figura 8.4 que quanto menor o desbalanço de potência ativa, maior é o tempo de detecção do relé, para cada ajuste individualmente. Também é possível observar o desempenho do relé para diferentes ajustes 1,5 graus, 3 graus, 9 graus e 15 graus, sendo que quanto mais elevado o ajuste, menor é a sensibilidade do relé.



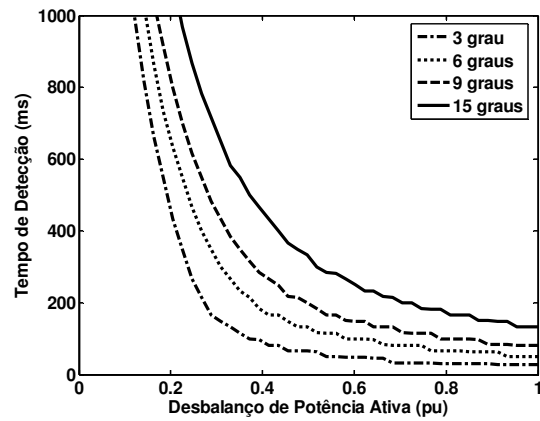
(a) Déficit de potência ativa e reativa.



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



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

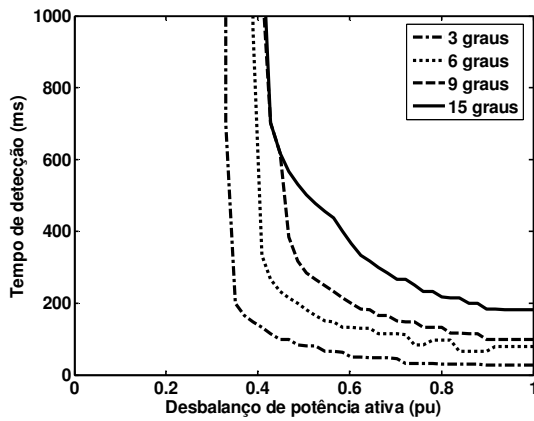


(d) Excesso de potência ativa e reativa.

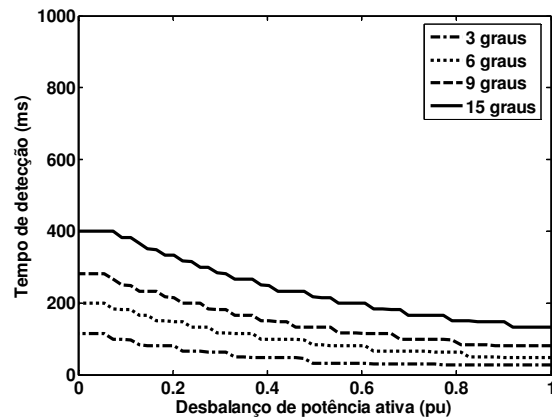
Figura 8.4: Curvas tempo de detecção de ilhamento *versus* desbalanço de potência ativa - Controle de V ($V_{\min} = 0$ pu).

8.2.2. Controle de Potência Reativa

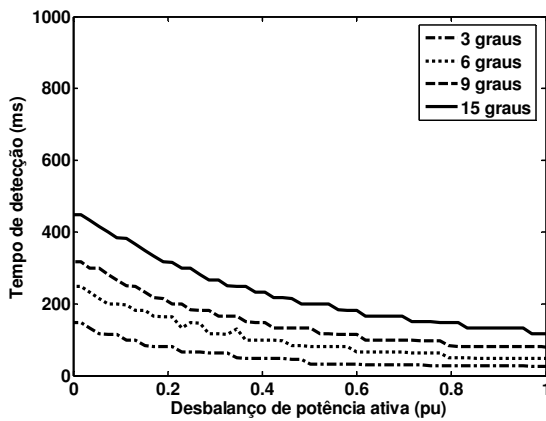
As curvas relacionando tempo de detecção com o desbalanço de potência ativa são mostradas na Figura 8.5, onde se observa que os ajustes de mais fácil detecção são os mesmos observados quando a excitatriz estava configurada para controle de tensão terminal.



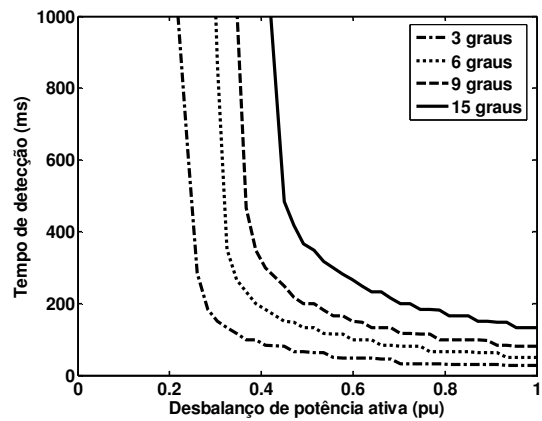
(a) Déficit de potência ativa e reativa.



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



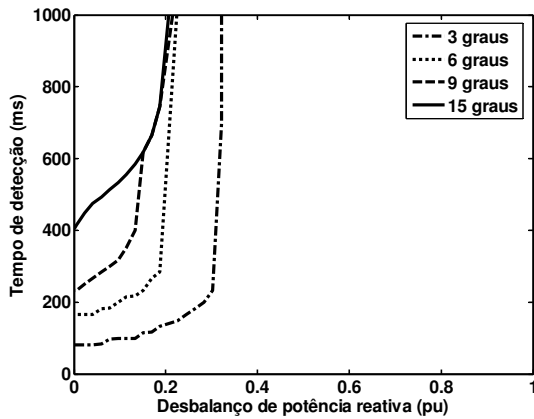
(c) Déficit de potência ativa e excesso de reativa.



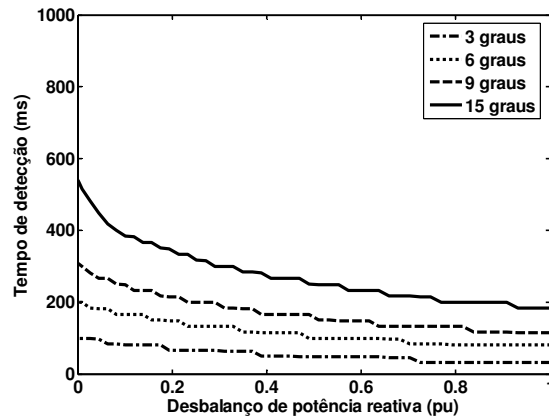
(d) Excesso de potência ativa e reativa.

Figura 8.5: Curvas de tempo de detecção versus desbalanço de potência ativa - Controle de Q ($V_{\min} = 0$ pu).

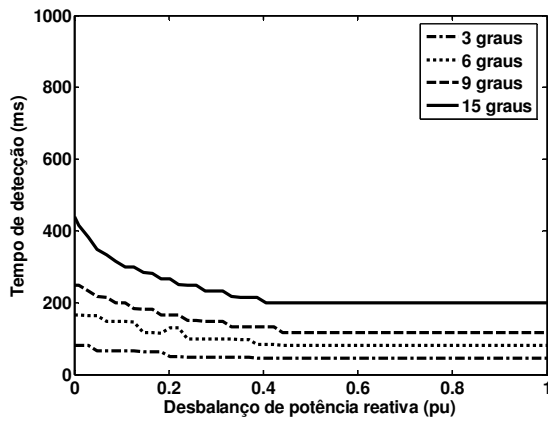
A Figura 8.6 mostra o desempenho do relé com o desbalanço de potência reativa. Observa-se que a atuação do relé é pouco dependente da variação do desbalanço de potência reativa. Portanto, o termo “*curva de desempenho*” será sempre relacionado às *curvas de tempo de detecção versus desbalanço de potência ativa*. Conclui-se também que o controle da excitatriz em que o relé apresenta um melhor desempenho é com controle de tensão terminal do gerador distribuído, como pode ser observado na Figura 8.4.



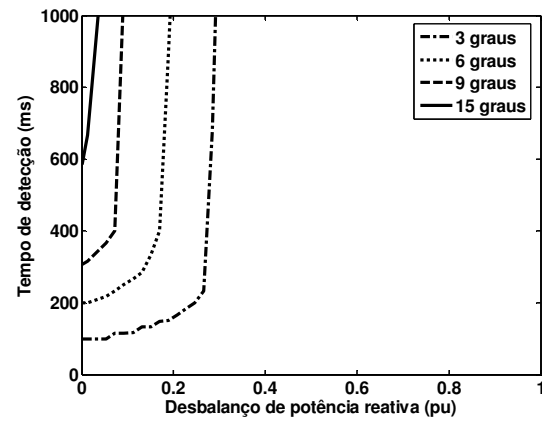
(a) Déficit de potência ativa e reativa.



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



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



(d) Excesso de potência ativa e reativa.

Figura 8.6: Curvas de tempo de detecção *versus* desbalanço de potência reativa - Controle de Q ($V_{\min} = 0$).

8.3. Zonas de Não Detecção

Nesta seção são mostradas as zonas de não detecção do relé de diferença angular considerando os dois tipos de controle do sistema de excitação do gerador distribuído e os procedimentos descritos no Capítulo 4.

8.3.1. Controle de Tensão

A Figura 8.7 apresentam as zonas de não detecção do relé de diferença angular ajustado em 1,5 graus e 15 graus, respectivamente, considerando V_{\min} igual a zero.

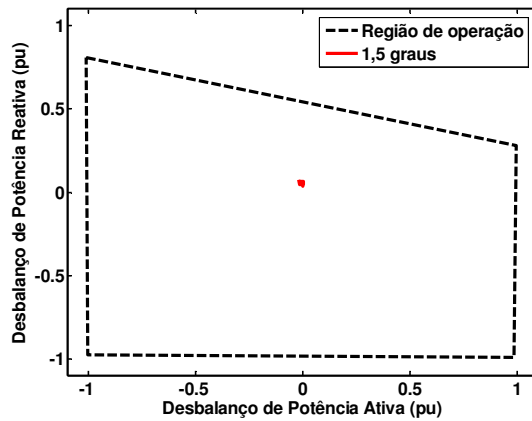


Figura 8.7: Zona de não detecção do relé de diferença angular ajustado em 1,5 graus – Controle de V ($V_{\min} = 0$ pu).

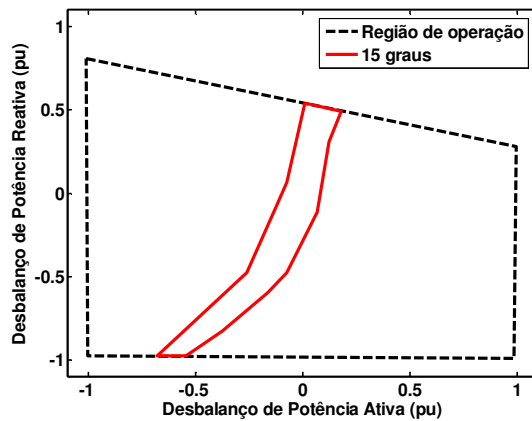


Figura 8.8: Zona de não detecção do relé de diferença angular ajustado em 15 graus - Controle de V ($V_{\min} = 0$ pu).

Ao comparar os gráficos na Figura 8.7 e na Figura 8.8 pode ser constatado que o relé de diferença angular apresenta grande potencialidade para detectar ilhamento, visto que as zonas de não detecção são pequenas em comparação à região de operação do gerador distribuído.

8.3.2. Controle de Potência Reativa

Os resultados das zonas de não detecção considerando as duas metodologias de variação de potência ativa são apresentados a seguir.

Potência reativa variável e carga fixa

A Figura 8.9 apresenta as zonas de não detecção do relé de diferença angular ajustado em 1,5 graus a Figura 8.10 apresenta os resultados para um ajuste igual a 15 graus, considerando, ambos os caso, V_{\min} igual a zero. Também nestes casos observa-se que as zonas de não detecção são pequenas, evidenciando o potencial do relé de diferença angular de ser empregado na proteção anti-ilhamento de geradores síncronos distribuídos.

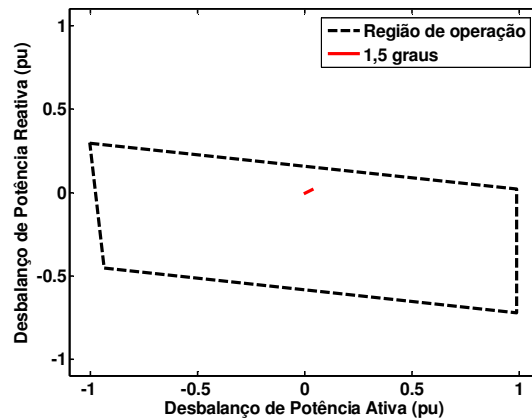


Figura 8.9: Zona de não detecção do relé de diferença angular ajustado em 1,5 graus - Controle de Q (controle variável e carga fixa, $V_{\min} = 0$ pu).

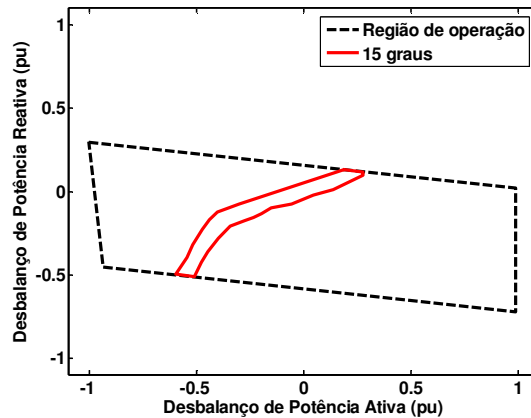


Figura 8.10: Zona de não detecção do relé de diferença angular ajustado em 15 graus - Controle de Q (controle variável e carga fixa, $V_{\min} = 0$ pu).

Potência reativa fixa e carga variável

Na Figura 8.11 e Figura 8.12 mostram-se as zonas de não detecção considerando os ajustes de 1,5 graus e 15 graus, respectivamente, e V_{\min} igual a zero. Observa-se que as zonas de não detecção sofreram um aumento significativo em relação às apresentadas na Figura 8.9 e Figura 8.10.

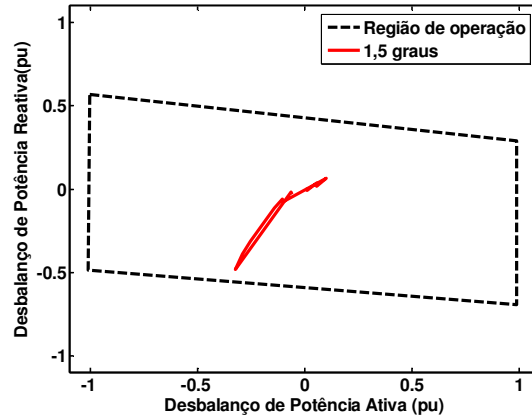


Figura 8.11: Zona de não detecção do relé de diferença angular ajustado em 1,5 graus- Controle de Q (controle fixo e carga variável, $V_{\min} = 0$ pu).

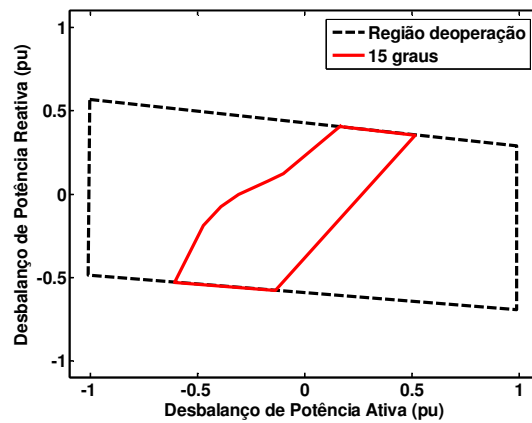


Figura 8.12: Zona de não detecção do relé de diferença angular ajustado em 15 graus – Controle de Q (controle fixo e carga variável, $V_{\min} = 0$ pu).

8.4. Falsa Operação

O desempenho do relé de diferença angular quanto à falsa operação será investigado de maneira similar à feita para os outros relés propostos neste trabalho, seguindo os procedimentos descritos no Capítulo 4. Os resultados de curto-circuito e os de corte de carga são apresentados nas seções que seguem.

8.4.1. Curto-circuito Trifásico

Seguindo a metodologia definida para a análise do desempenho do relé frente a curtos-circuitos, nesta seção são apresentados os resultados considerando os dois modos de controle do sistema de excitação do gerador distribuído.

Sistema de excitação ajustado para controle de tensão

Nesta primeira análise, a excitatriz do gerador síncrono distribuído está configurada para controlar a tensão terminal. O desempenho do relé de diferença angular frente a um curto-circuito trifásico é apresentado na Tabela 8.2 para o caso base, e na Tabela 8.3 para as variações do caso base. Observa-se que o relé atua indevidamente para todos os casos simulados.

Tabela 8.2: Caso base das simulações de curto-circuito - Controle de V - $V_{\min} = 0$ pu, $T_{\min} = 0$ s e $T_{\text{set}} = 0$ s.

Carregamento do gerador	Ajuste 1,5 grau	Ajuste 15 graus
10 MW	SIM	SIM
20 MW	SIM	SIM
30 MW	SIM	SIM

Tabela 8.3: Curto-circuito – Variações do caso base – $V_{\min} = 0$ pu, $T_{\min} = 0$ s e $T_{\text{set}} = 0$ s.

Carregamento do gerador	Potência de curto-circuito da subestação 150 MVA		Multiplicador do comprimento da Linha 3 $k = 0,2$		Constante de inércia do gerador $H = 0,5$ s		Relação $X/R = 1,4$	
	Ajuste 1,5 grau	Ajuste 15 graus	Ajuste 1,5 grau	Ajuste 15 graus	Ajuste 1,5 grau	Ajuste 15 graus	Ajuste 1,5 grau	Ajuste 15 graus
10 MW	SIM	SIM	SIM	SIM	SIM	SIM	SIM	SIM
20 MW	SIM	SIM	SIM	SIM	SIM	SIM	SIM	SIM
30 MW	SIM	SIM	SIM	SIM	SIM	SIM	SIM	SIM

Como pode ser observado nas tabelas anteriores, houve falsa operação para quase todas as condições simuladas, o que não é desejável. Para minimizar essas ocorrências, o modelo do relé de diferença angular foi modificado através da adição de dois temporizadores: um temporizador na condição de mínima tensão de operação (T_{min}) e um temporizador do relé (T_{set}), como mostra a Figura 8.13.

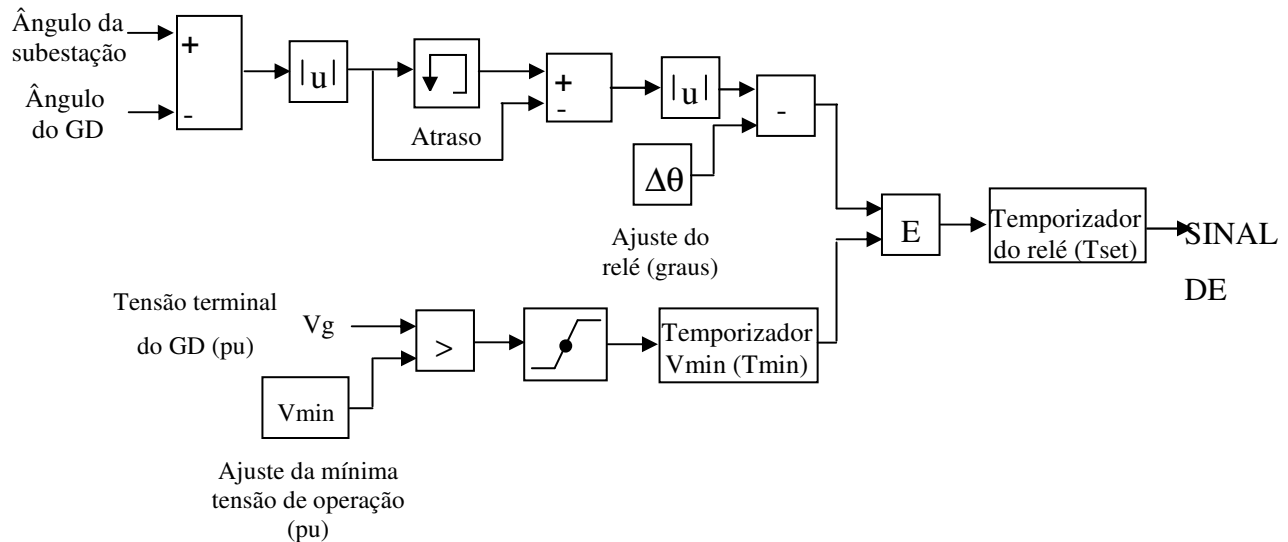


Figura 8.13: Relé de diferença angular modificado com temporizadores.

Todos os testes que foram realizados no relé sem os temporizadores (ver Figura 8.3) também foram realizados com o modelo do relé modificado (ver Figura 8.13). Na Tabela 8.4 e Tabela 8.5 são mostrados os resultados considerando V_{min} igual a 0,8 pu, T_{min} igual a 0,3 segundo e T_{set} igual a zero. Esses valores foram obtidos por meio de diversas simulações computacionais, e foram selecionados porque eliminaram todas condições de falsa operação verificadas na Tabela 8.2 e Tabela 8.3.

Tabela 8.4: Caso base - curto-circuito - Controle de V - $V_{min} = 0,8$ pu, $T_{min} = 0,3$ s e $T_{set} = 0$ s.

Carregamento do gerador	Ajuste 1,5 grau	Ajuste 15 graus
10 MW	NÃO	NÃO
20 MW	NÃO	NÃO
30 MW	NÃO	NÃO

Tabela 8.5: Curto-circuito – Variações do caso base – $V_{\min} = 0,8$ pu, $T_{\min} = 0,3$ s e $T_{\text{set}} = 0$ s.

Carregamento do gerador	Potência de curto-circuito da subestação 150 MVA		Multiplicador do comprimento da Linha 3 $k = 0,2$		Constante de inércia do gerador $H = 0,5$ s		Relação $X/R = 1,4$	
	Ajuste 1,5 grau	Ajuste 15 graus	Ajuste 1,5 grau	Ajuste 15 graus	Ajuste 1,5 grau	Ajuste 15 graus	Ajuste 1,5 grau	Ajuste 15 graus
10 MW	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO
20 MW	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO
30 MW	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO

Sistema de excitação com controle de potência reativa fixa

Considerando a excitatriz do gerador configurada para manter a potência reativa em zero e desprezando os ajustes V_{\min} , T_{\min} e T_{set} , o desempenho do relé de diferença angular frente ao curto-circuito trifásico na barra 6 é mostrado na Tabela 8.6 e na Tabela 8.7. Nestas, observa-se à atuação do relé para todos os casos simulados.

Tabela 8.6: Caso base - curto-circuito - Controle de Q - $V_{\min} = 0$ pu, $T_{\min} = 0$ s e $T_{\text{set}} = 0$ s.

Carregamento do gerador	Ajuste 1,5 grau	Ajuste 15 graus
10 MW	SIM	SIM
20 MW	SIM	SIM
30 MW	SIM	SIM

Tabela 8.7: Curto-circuito – Variações do caso base – $V_{\min} = 0$ pu, $T_{\min} = 0$ s e $T_{\text{set}} = 0$ s.

Carregamento do gerador	Potência de curto-circuito da subestação 150 MVA		Multiplicador do comprimento da Linha 3 $k = 0,2$		Constante de inércia do gerador $H = 0,5$ s		Relação $X/R = 1,4$	
	Ajuste 1,5 grau	Ajuste 15 graus	Ajuste 1,5 grau	Ajuste 15 graus	Ajuste 1,5 grau	Ajuste 15 graus	Ajuste 1,5 grau	Ajuste 15 graus
10 MW	SIM	SIM	SIM	SIM	SIM	SIM	SIM	SIM
20 MW	SIM	SIM	SIM	SIM	SIM	SIM	SIM	SIM
30 MW	SIM	SIM	SIM	SIM	SIM	SIM	SIM	SIM

Para minimizar os casos de falsa operação, os mesmos ajustes de V_{\min} , T_{\min} e T_{set} aplicados anteriormente serão aplicados para esta condição operativa, e os resultados são mostrados na Tabela 8.8 e na Tabela 8.9. Observa-se que os casos de falsa operação foram eliminados.

Tabela 8.8: Caso base - curto-circuito - Controle de Q - $V_{\min} = 0,8$ pu, $T_{\min} = 0,3$ s e $T_{\text{set}} = 0$ s.

Carregamento do gerador	Ajuste 1,5 grau	Ajuste 15 graus
10 MW	NÃO	NÃO
20 MW	NÃO	NÃO
30 MW	NÃO	NÃO

Tabela 8.9: Curto-circuito – Variações do caso base – $V_{\min} = 0,8$ pu, $T_{\min} = 0,3$ s e $T_{\text{set}} = 0$ s.

Carregamento do gerador	Potência de curto-circuito da subestação 150 MVA		Multiplicador do comprimento da Linha 3 $k = 0,2$		Constante de inércia do gerador $H = 0,5$ s		Relação $X/R = 1,4$	
	Ajuste 1,5 grau	Ajuste 15 graus	Ajuste 1,5 grau	Ajuste 15 graus	Ajuste 1,5 grau	Ajuste 15 graus	Ajuste 1,5 grau	Ajuste 15 graus
10 MW	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO
20 MW	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO
30 MW	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO

8.4.2. Corte de Carga

Os procedimentos para analisar a atuação do relé de diferença angular frente a um corte de carga na barra 6 estão descritos no Capítulo 4. Os resultados são apresentados nas subseções seguintes.

Sistema de excitação ajustado para controle de tensão

Inicialmente o desempenho o relé de diferença angular frente a um corte de carga foi avaliado considerando os valores de V_{\min} , T_{\min} e T_{set} iguais a zero. Os resultados são apresentados na Tabela 8.10 e na Tabela 8.11.

Tabela 8.10: Caso base - Corte de carga - Controle de V - $V_{\min} = 0$ pu, $T_{\min} = 0$ s e $T_{\text{set}} = 0$ s.

Carregamento do gerador	Ajuste 1,5 grau	Ajuste 15 graus
10 MW	NÃO	NÃO
20 MW	NÃO	NÃO
30 MW	NÃO	NÃO

Tabela 8.11: Corte de carga – Variações do caso base – $V_{\min} = 0$ pu, $T_{\min} = 0$ s e $T_{\text{set}} = 0$ s.

Carregamento do gerador	Potência de curto-circuito da subestação 150 MVA		Multiplicador do comprimento da Linha 3 $k = 0,2$		Constante de inércia do gerador $H = 0,5$ s		Relação $X/R = 1,4$	
	Ajuste 1,5 grau	Ajuste 15 graus	Ajuste 1,5 grau	Ajuste 15 graus	Ajuste 1,5 grau	Ajuste 15 graus	Ajuste 1,5 grau	Ajuste 15 graus
10 MW	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO
20 MW	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO
30 MW	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO

Como pode ser observado na Tabela 8.10 e na Tabela 8.11, não há casos em que o relé de diferença angular atua indevidamente. Portanto, neste caso especificamente, não há necessidade de alterar os valores de V_{\min} , T_{\min} e T_{set} .

Sistema de excitação com controle de potência reativa fixa

De maneira similar, ao ocorrido quando a excitatriz estava configurada, para controle de tensão, o relé de diferença angular não atuou para nenhum dos casos de corte de carga simulados, considerando a excitatriz controlando potência reativa em zero. Os resultados podem ser vistos na Tabela 8.12 e na Figura 8.13.

Tabela 8.12: Caso base - Corte de carga – Controle de Q – $V_{\min} = 0$ pu, $T_{\min} = 0$ s e $T_{\text{set}} = 0$ s.

Carregamento do gerador	Ajuste 1,5 grau	Ajuste 15 graus
10 MW	NÃO	NÃO
20 MW	NÃO	NÃO
30 MW	NÃO	NÃO

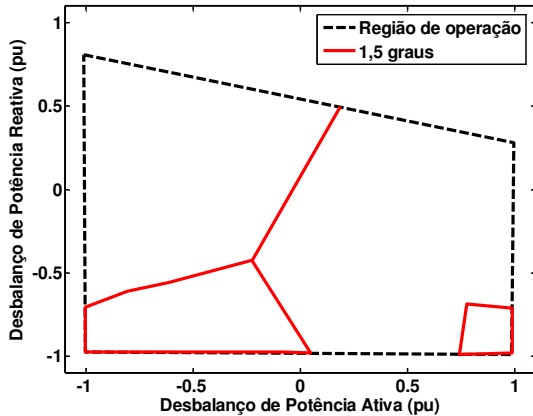
Tabela 8.13: Corte de carga – Variações do caso base – $V_{\min} = 0$ pu, $T_{\min} = 0$ s e $T_{\text{set}} = 0$ s.

Carregamento do gerador	Potência de curto-circuito da subestação 150 MVA		Multiplicador do comprimento da Linha 3 $k = 0,2$		Constante de inércia do gerador $H = 0,5$ s		Relação $X/R = 1,4$	
	Ajuste 1,5 grau	Ajuste 15 graus	Ajuste 1,5 grau	Ajuste 15 graus	Ajuste 1,5 grau	Ajuste 15 graus	Ajuste 1,5 grau	Ajuste 15 graus
10 MW	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO
20 MW	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO
30 MW	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO

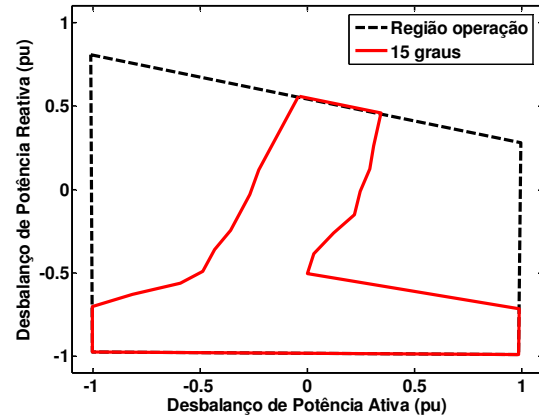
A análise dos resultados apresentados na Tabela 8.10 até a Tabela 8.13 indica que não há necessidade de mudar os valores de V_{\min} , T_{\min} e T_{set} para casos de corte de carga no sistema, porque o relé não atua indevidamente nestes casos, independente do tipo de controle a excitatriz do gerador distribuído está configurada.

8.5. Análise de Desempenho do Relé de Diferença Angular Modificado

Nesta seção novas simulações de ilhamento foram realizadas, agora com o relé de diferença angular modificado, com o intuito de obter as zonas de não detecção e verificar se a inserção dos temporizadores afeta a capacidade de detecção de ilhamento do relé. Os ajustes dos temporizadores e de V_{\min} foram àqueles utilizados para eliminar casos de falsa operação na ocorrência de curtos-circuitos trifásicos. Assim, de acordo com a seção 8.4.1, esses valores são: $V_{\min} = 0,8\text{pu}$, $T_{\min} = 0,3\text{s}$ e $T_{\text{set}} = 0\text{s}$. A Figura 8.14 mostra as zonas de não detecção obtidas com o relé modificado e com excitatriz do gerador controlando a tensão terminal em 1 pu.



(a) $V_{\min} = 0,8\text{pu}$, $T_{\min} = 0,3\text{s}$ e $T_{\text{set}} = 0\text{s}$ - Relé de diferença angular ajustado em 1,5 grau.

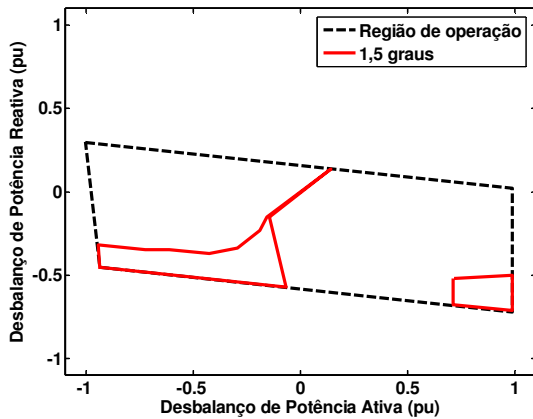


(b) $V_{\min} = 0,8\text{pu}$, $T_{\min} = 0,3\text{s}$ e $T_{\text{set}} = 0\text{s}$ - Relé de diferença angular ajustado em 15 graus.

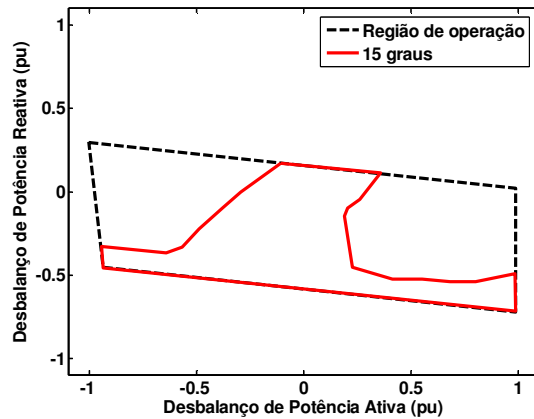
Figura 8.14: Zona de não detecção do relé de diferença angular modificado - Controle de V.

Ao comparar a Figura 8.14 com a Figura 8.7 e Figura 8.8 vê-se que zona de não detecção aumentou significativamente para os dois ajustes analisados. Contudo, observa-se que mesmo para o ajuste menos sensível, ainda há uma vasta região de operação dentro da qual o relé de diferença angular atua.

No caso em que a excitatriz do gerador está configurada para controlar potência reativa variável, observou-se o mesmo comportamento, como pode ser observado na Figura 8.15., a qual pode ser comparada com a Figura 8.9 e com a Figura 8.10.



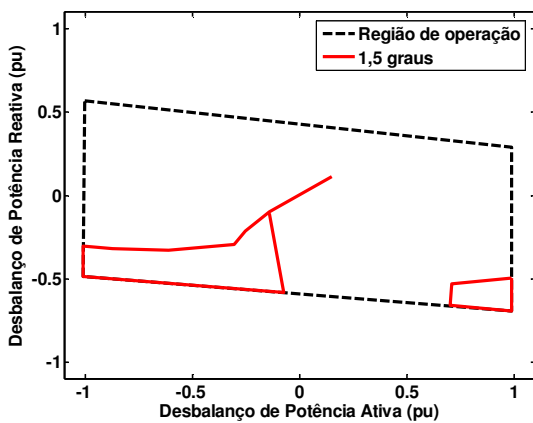
(a) $V_{\min} = 0,8\text{pu}$, $T_{\min} = 0,3\text{s}$ e $T_{\text{set}} = 0\text{s}$ - Relé de diferença angular ajustado em 1,5 grau.



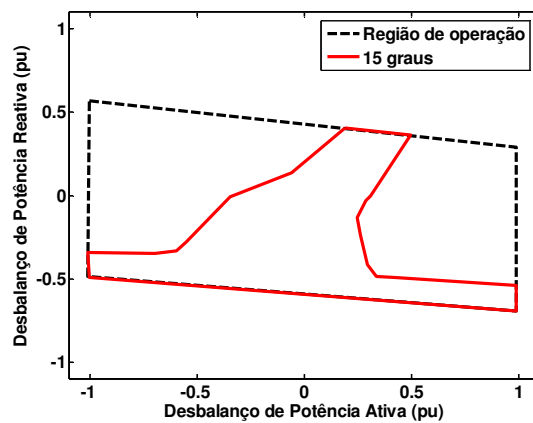
(b) $V_{\min} = 0,8\text{pu}$, $T_{\min} = 0,3\text{s}$ e $T_{\text{set}} = 0\text{s}$ - Relé de diferença angular ajustado em 15 graus.

Figura 8.15: Zona de não detecção do relé de diferença angular modificado - Controle de Q (controle variável e carga fixa).

No caso em que a excitatriz do gerador está configurada para controlar potência reativa fixa em zero, observou-se comportamento similar aos dois casos apresentados anteriormente, como pode ser observado na Figura 8.16, em comparação com a Figura 8.11 e a Figura 8.12.



(a) $V_{\min} = 0,8\text{pu}$, $T_{\min} = 0,3\text{s}$ e $T_{\text{set}} = 0\text{s}$ - Relé de diferença angular ajustado em 1,5 grau.



(b) $V_{\min} = 0,8\text{pu}$, $T_{\min} = 0,3\text{s}$ e $T_{\text{set}} = 0\text{s}$ - Relé de diferença angular ajustado em 15 graus.

Figura 8.16: Zona de não detecção do relé de diferença angular modificado - Controle de Q (controle fixo e carga variável).

Capítulo 9 Conclusões

Neste trabalho foi investigada a potencialidade de novos sinais para detecção de ilhamento de geradores síncronos distribuídos.

O primeiro sinal investigado é caracterizado pela taxa de variação de potência ativa fornecida pelo gerador distribuído em relação ao tempo (*Relé de Taxa de Variação de Potência Ativa - dP/dt*). Este sinal se mostrou bastante eficiente na detecção de ilhamento, o qual detecta o evento com um desbalanço de potência ativa de 0,1 pu. Através da análise dos resultados pode-se concluir que a variação do desbalanço de potência reativa não apresenta influência sobre o desempenho do relé de taxa de variação de potência ativa. Com base nestes resultados, o termo “*curva de desempenho*” será sempre relacionado às curvas de ***tempo de detecção versus desbalanço de potência ativa para o relé dP/dt*** . Nas análises de falsa operação do relé dP/dt , observou-se que ele atua para todos os casos simulados de curto-circuito e de corte de carga, mostrando que é passível de atuar indevidamente. Para solucionar este problema, algumas modificações no modelo do relé foram realizadas, tais como a adição de um temporizador na condição de tensão mínima de atuação (T_{min}) e de um temporizador do relé (T_{set}). Depois de efetuadas essas modificações, constatou-se que para $V_{min} = 0,8$ pu, $T_{min} = 1,15$ s e $T_{set} = 0,3$ s, os casos de falsa operação para ambas as ocorrências avaliadas (curto-circuito e corte de carga) foram eliminados. No entanto, a introdução dessas alterações prejudicou o desempenho anti-ilhamento do relé, o que foi verificado pelo aumento de sua zona de não detecção.

O segundo sinal analisado é caracterizado pela razão entre a tensão terminal do gerador e a frequência (*Relé Volts por Hertz - V/Hz*). Devido à forte dependência do relé V/Hz em relação ao desbalanço da potência reativa, o conceito “*curva de desempenho*” será empregado para indicar as curvas que relacionam o ***tempo de detecção versus desbalanço de potência reativa*** no subsistema ilhado. Sendo assim, este sinal tem um melhor desempenho quando a excitatriz do gerador distribuído está configurado para controlar a potência reativa. Na análise de falsa operação, o relé V/Hz atuou para a maioria das situações analisadas. Assim, foi necessário modificar suas características, acrescentando temporizadores. Para o sistema elétrico em questão, conclui-se que as condições de falsa operação foram eliminadas quase totalmente se os seguintes

ajustes forem praticados: $V_{\min} = 0,8\text{pu}$, $T_{\min} = 0$ e $T_{\text{set}} = 0,6\text{s}$. Contudo, ao inserir os temporizadores no relé observou-se o aumento de sua zona de não detecção em vários casos analisados.

O terceiro sinal analisado é caracterizado pela impedância vista à frente do gerador distribuído (*Relé de Impedância - Z*). Concluiu-se que o conceito “curva de desempenho” será sempre relacionado às curvas de ***tempo de detecção versus desbalanço de potência ativa*** para esse relé. Nas análises de falsa operação o relé de impedância atuava para quase todos os casos de curto-circuito simulados e para alguns casos de corte de carga. Para minimizar as atuações indevidas foram inseridos no modelo do relé dois temporizadores, os quais foram ajustados em T_{set} igual a 0,6s e T_{\min} igual a 0,03s. Além disso, V_{\min} foi ajustado em 0,8 pu. Com isso, foi possível concluir que as adições destes temporizadores ajudaram a minimizar a falsa operação, mas não são suficientes para eliminar as atuações indevidas para todos os casos simulados. Novamente, a redução significativa dos casos de falsa operação deu-se às custas do aumento das zonas de não detecção do relé de impedância.

Finalmente, o quarto sinal analisado foi o da variação da diferença angular (*Relé Diferença Angular - $\Delta\theta$*), o qual calcula a variação da diferença angular entre dois sinais de entrada, que são: o ângulo de fase da tensão do lado de baixa do transformador da subestação e o ângulo de fase da tensão medida no ponto de acoplamento entre o gerador distribuído e a rede de distribuição de energia elétrica. Com base nas análises realizadas concluiu-se que para o relé de diferença angular o termo “curva de desempenho” será sempre relacionado às curvas de ***tempo de detecção versus desbalanço de potência ativa***. Ao analisar as zonas de não detecção, foi possível confirmar a característica intrínseca deste relé que se mostra dependente da potência ativa, pois estas zonas apresentaram um formato predominantemente vertical. Na análise de falsa operação nos caso de curto-circuito trifásico o relé atua indevidamente para todos os casos simulados. O que não ocorre nos testes de corte de carga, onde não houve nenhum caso de falsa operação. Entretanto para eliminar estas atuações indevidas nos casos de curto-circuito, foram adicionados ao modelo os temporizadores T_{\min} e T_{set} , os quais foram ajustados em 0,3 segundo e zero, respectivamente. Além disso, V_{\min} foi ajustado em 0,8pu. Como resultado dessas alterações, todas as atuações indevidas do relé de diferença angular analisadas foram eliminadas. Verificou-se que a introdução dos temporizadores no modelo desse relé degradou sensivelmente sua capacidade de detecção de ilhamento.

Assim sendo, após a investigação do desempenho destes quatro sinais para detecção de ilhamento, concluiu-se que todos eles apresentam grande potencial para executar esta função. No entanto, reforça-se a necessidade de acrescentar funcionalidades visando a redução de casos de atuação indevida dos mesmos, as quais podem prejudicar de maneira significativa o seu desempenho na detecção de ilhamento. Ressalta-se também a necessidade de realizar análises mais detalhadas a fim de determinar os ajustes que minimizam os casos de falsa operação, sem degradar o desempenho dos novos relés. Logo, neste contexto, observa-se que outra importante contribuição deste trabalho é apresentar um conjunto de métodos eficientes para avaliar o desempenho da proteção anti-ilhamento considerando as possíveis condições operativas do gerador distribuído, bem como a ocorrência de eventos que possam causar atuações indevidas.

9.1. Sugestões para Trabalhos Futuros

As análises abordadas nesta dissertação abriram caminho para estudar outros tópicos nessa linha de pesquisa. Entre eles, destacam-se:

- O estudo analítico de cada um dos sinais aqui analisados, visando à melhoria na caracterização dos mesmos.
- A análise do desempenho de esquemas híbridos para detectar ilhamento, que consistem na associação de dois dos sinais aqui apresentados, pois as ações dos relés podem ser complementares, resultando em um desempenho melhor da proteção anti-ilhamento.
- O desenvolvimento de um método gráfico para caracterizar as situações e condições de falsa operação de relés empregados especificamente para detecção de ilhamento.

Referências Bibliográficas

- [1] Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Atlas de Energia Elétrica do Brasil. Ed. – Brasília: ANEEL, 2008.
- [2] Jenkins, N, Allan, R, Crossley, P, Kischen, D. and Strbac, G., Embedded Generation. London: The Institute of Electrical Engineers, 2000.
- [3] CIRED Working Group 4. Dispersed Generation. Preliminary Report for Discussion at CIRED 1999, Nice, 2 June. Disponível em: <<http://www.cired.be>>.
- [4] IEEE 1547: IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems. Norma IEEE1547TM – 2003.
- [5] Vieira, J. C. M, Correa, D. S, Freitas, W. e Xu, W., Performance curves of voltage relays for islanding detection of distributed generators. *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 20, n. 3, p. 1660-1662, Aug. 2005.
- [6] Vieira, J. C. M, Freitas, W. e 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*, vol.16, n. 2, p.251 – 261, abr.-jun. 2005.
- [7] Freitas, W, Xu, W, Affonso, C. M. e Huang, Z., Comparative analysis between ROCOF and Vector Surge relays for distributed generation applications. *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 20, n. 20, p. 1315-1324, Apr.2005.
- [8] Redfern, M. A, Barret, J. e Usta, O., A new microprocessor based islanding protection algorithm for dispersed storage and generation units. *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 10, n. 3, p. 1249-1254, Jul. 1995.
- [9] Redfern, M. A, Usta, O. e Fielding, G., Protection against loss of utility grid supply for a dispersed storage and generation unit. *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 8, n. 3, p. 948-954, Jul. 1993.

- [10] O’Kane, P. e Fox, B., Loss of mains detection for embedded generation by system impedance monitoring. *Developments in power system protection*, Conference Publication, n 434, p. 95-98, IEE, 25-27th march, 1997.
- [11] Kliber, J, Wang, W. e Xu, W., Local anti-islanding protection for distributed generators based on impedance measurements. *IEEE – Electrical Power & Energy Conference*, 2008.
- [12] Total Power Management With Complete Protection and Control. SEL powerMAX® Power Management and Control System. SEL - Schweitzer Engineering Laboratories, 2006.
- [13] SEL POWERMAX™ Guideform Specification. SEL - Schweitzer Engineering Laboratories, 2006.
- [14] Ishibashi, A, Imai, M, Omata, K, Sato, S, Takagi, T, Nakachi, Y. e Ogawa, S., New type of islanding detection system for distributed generation based on voltage angle difference between utility network and distributed generation site. *IEE International Conference on Developments in Power System Protection*, 8., 2004, Amsterdam. Proceedings [S. l.: s. n.]. p. 542-545.
- [15] Vieira, J. C. M., Metodologias para ajuste e avaliação do desempenho de relés de proteção anti-ilhamento de geradores síncronos distribuídos. 2006. *Tese de doutorado* em Engenharia Elétrica na Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação da Universidade Estadual de Campinas. Campinas, 2006.
- [16] Barker, P. e Mello, R., Determining the impact of distributed generation on power system: part 1 – radial distribution system. *IEEE, Power technologies*, Inc, 2000, p.1645-1656.
- [17] Xu, W, Mauch, K. e Martel, S., An assessment of distributed generation islanding detection methods and issues for Canada. Report # CETC – Varennes 2004-074 (TR), CANMET Energy Technology Centre – Varennes, Natural Resources Canada, July. 2004, 53 pp.
- [18] Mozina, C. J., Interconnection protection of IPP generators at commercial/industrial facilities. *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 37, n. 3, p.681-688, May/June 2001.

- [19] Freitas, W, Xu, W, e Huang, Z., A practical method for assessing the effectiveness of vector surge relays for distributed generation applications. *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 20, n. 1, p. 57-63, Jan.2005.
- [20] Pai, F-S. e Huang, S-J., A detection algorithm for islanding-prevention of dispersed consumed-owned storage and generating units. *IEEE Transactions on Energy Conversion*. vol. 16, n.14, p 346-351, Dec. 2001.
- [21] Mäki, K, Kulmala, A., Repo, S. e Järventausta, P., Problems related to islanding protection of distributed generation in distribution network. *Power Tech 2007*. Lausanne, Switzerland, n. 346, p.1-6, July 2007.
- [22] Menon, V. e Nehrir, M. H. A hybrid islanding detection technique using voltage unbalance and frequency set point. *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 22, n. 1, p. 442-448, Feb. 2007.
- [23] SimPowerSystem User's Guide, 2008. Disponível em: [http:// www.mathworks.com](http://www.mathworks.com).
- [24] P. Kundur, Power System Stability and Control, 1° ed., McGraw-Hill Inc, 1994.
- [25] Hurley, J. D, Bize, L. N. e Mummert, C. R., The adverse effects of excitation system var and power factor controllers. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 14, n. 4, p. 1636-1645. Dec. 1999.
- [26] Companhia Energética de São Paulo –CESP. Sistema de excitação de geradores síncronos. Instrução de Manutenção. São Paulo. Janeiro, 2001.
- [27] IEEE. Std 421.5: Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies. New York, 2005. (Revision of IEEE Std 421.5 - 1992).
- [28] Freitas, W. e Xu, W., False Operation of Vector Surge Relays. *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 19, n. 1, p. January. 2004.
- [29] Vieira, J. C. M, Freitas, W, Xu, W. e Morelato, A., An investigation on the nondetection zones of synchronous distributed generation anti-islanding protection. *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 23, n. 2, April 2008.
- [30] Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL. Resolução N° 676, de 19 de dezembro de 2003.

- [31] Lima, J. C. M. de, Aspectos de proteção e controle do gerador síncrono subexcitado *Dissertação de mestrado* em Engenharia Elétrica da PUC de Minas Gerais. Belo Horizonte. Novembro, 2002.
- [32] Working Group J6 of the rotating machinery protection subcommittee, Power System Committee. Performance of generator protection during major system disturbances. *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 19, n. 4, p. 1650-1662, Oct.2004.
- [33] Salles, N. J. de, Modelagem e análise dinâmica de sistemas de proteção de redes de distribuição de energia elétrica na presença de geradores síncronos, *Dissertação de mestrado* em Engenharia Elétrica na Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação da Universidade Estadual de Campinas. Campinas, 2007.

Apêndice A

A.1. Dados do Sistema Elétrico

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

O Sistema é apresentado no diagrama unifilar da Figura A.

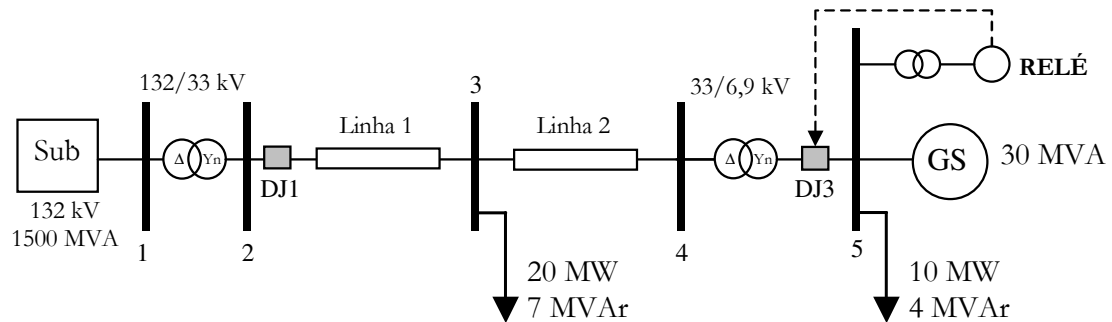


Figura A.1 – Diagrama unifilar do sistema.

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.

Tabela A.1 – Dados do sistema equivalente da concessionária do sistema.

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

Tabela A.2 – Dados dos transformadores do sistema.

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

Tabela A.3 – Dados das linhas do sistema.

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

OBS: Somente os dados de seqüência positiva são fornecidos, pois neste trabalho não foram realizadas análise considerando o sistema elétrico desbalanceado.

Tabela A.4 – Dados do gerador síncrono do sistema.

Tipo de 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	1,372
X'_q	0,800
X''_q	0,118
T'_{do} (s)	5,500
T''_{do} (s)	0,050
T'_{qo}	1,250
T''_{qo}	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 síncrono distribuído, para facilitar a localização dos parâmetros apresentados na Tabela A.5. Este sistema de excitação foi obtido no próprio SimPowerSystems.

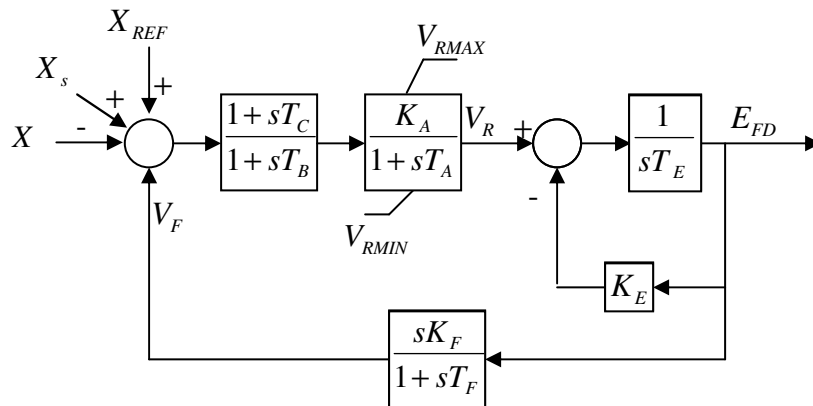


Figura A.2 - Diagrama de blocos simplificado do sistema de excitação IEEE tipo DC1A.

Tabela A.5 – Parâmetros do sistema de excitação do gerador do sistema.

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