



**UNICAMP**

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

# **Análise da Proteção Antiilhamento de Geradores de Indução Conectados em Redes de Distribuição de Energia Elétrica**

**Autor:** Paulo César Magalhães Meira

**Orientador:** Prof. Dr. Walmir de Freitas Filho

Dissertação apresentada à Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação da Universidade Estadual de Campinas como parte dos requisitos exigidos para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

## **Comissão Julgadora:**

Prof. Dr. Walmir de Freitas Filho	DSEE/FEEC/UNICAMP
Prof. Dr. Sérgio Luís Haffner	DELET/EE/UFRGS
Dr. Marcos Julio Rider Flores	DSEE/FEEC/UNICAMP

Campinas, 26 de fevereiro de 2010.

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

M478a Meira, Paulo César Magalhães  
Análise da proteção anti-ilhamento de geradores de indução conectados em redes de distribuição de energia elétrica / Paulo César Magalhães Meira. --Campinas, SP: [s.n.], 2010.

Orientador: Walmir de Freitas Filho.  
Dissertação de Mestrado - Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação.

1. Energia elétrica - Distribuição. 2. Geração distribuída de energia elétrica. 3. Sistemas de energia elétrica - Proteção. 4. Relés de proteção. 5. Máquinas elétricas de indução. I. Freitas Filho, Walmir de. II. Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação. III. Título.

Título em Inglês: Analysis of the anti-islanding protection of induction generators connected to electric power distribution systems

Palavras-chave em Inglês: Distribution systems, Distributed generation, Power system protection, Islanding detection, Induction generators

Área de concentração: Energia Elétrica

Titulação: Mestre em Engenharia Elétrica

Banca examinadora: Sérgio Luís Haffner, Marcos Julio Rider Flores

Data da defesa: 26/02/2010

Programa de Pós Graduação: Engenharia Elétrica

## COMISSÃO JULGADORA - TESE DE MESTRADO

**Candidato:** Paulo César Magalhães Meira

**Data da Defesa:** 26 de fevereiro de 2010

**Título da Tese:** "Análise da Proteção Antiilhamento de Geradores de Indução Conectados em Redes de Distribuição de Energia Elétrica"

Prof. Dr. Walmir de Freitas Filho (Presidente): \_\_\_\_\_

Prof. Dr. Sérgio Luís Haffner: \_\_\_\_\_

Dr. Marcos Julio Rider Flores: \_\_\_\_\_



The image shows three handwritten signatures in blue ink. The first signature, 'W. de Freitas Filho', is positioned above the line for the President. The second signature, 'Sérgio Luís Haffner', is written across the lines for both Prof. Dr. Sérgio Luís Haffner and Dr. Marcos Julio Rider Flores. The third signature, 'Marcos Julio Rider Flores', is written below the line for Dr. Marcos Julio Rider Flores.

# RESUMO

Em redes de distribuição, ilhação ocorre quando parte da rede elétrica é desconectada do restante do sistema da concessionária, mas continua a ser energizada por um ou mais geradores distribuídos conectados a ela. Esta ocorrência deve ser evitada porque coloca em risco a segurança de pessoas e equipamentos. Diversos trabalhos têm sido desenvolvidos na análise do comportamento ilhação e da proteção antiilhação de geradores síncronos e de geradores não-rotativos conectados via conversores eletrônicos. No entanto, pouca atenção tem sido dada aos casos envolvendo geradores de indução, sejam eles geradores duplamente alimentados ou com rotor tipo gaiola de esquilo. Portanto, o objetivo desta dissertação de mestrado é investigar o comportamento destes geradores durante ilhações, bem como analisar a eficiência dos relés baseados em medidas de frequência e tensão para a realização de proteção antiilhação. A ferramenta empregada para análise da proteção antiilhação é a zona de não-detecção, a qual é definida como a região no espaço de desbalanço de potência reativa versus desbalanço de potência ativa em que o sistema de proteção antiilhação não consegue detectar a situação de ilhação dentro do tempo especificado. Tais zonas foram obtidas através de numerosas simulações de transitórios eletromagnéticos utilizando o programa PSCAD/EMTDC.

# ABSTRACT

In distribution systems, islanding occurs when part of the electric system is disconnected from the remaining utility system, but continues to be fed by one or more distributed generators operating in the island. This occurrence should be avoided as it represents a safety risk to equipment and customers. There have been several research papers which analyze the islanding behavior and the anti-islanding protection of synchronous generators and non-rotating generators connected to the grid using electronic converters. Nonetheless, little attention has been spent to analyze the situations involving induction generators, either doubly-fed generators or squirrel-cage generators. Therefore, the objective of this dissertation is to investigate the behavior of these generators during islanded operation, as well as analyze the efficiency of anti-islanding protection schemes based on frequency and voltage relays. The analysis is conducted by using the non-detection zone, which is defined in the active versus reactive power imbalance space where the anti-islanding protection fails. These zones were determined by numerous electromagnetic transient simulations by using the software PSCAD/EMTDC.

# AGRADECIMENTOS

- Ao professor Walmir de Freitas Filho;
- Aos professores e colegas do Departamento de Sistemas de Energia Elétrica da UNICAMP;
- À minha família;
- À Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES) pelo apoio financeiro.

# SUMÁRIO

<b>1. Introdução .....</b>	<b>1</b>
<b>1.1. Objetivos e Justificativas .....</b>	<b>6</b>
<b>1.2. Organização da Dissertação .....</b>	<b>7</b>
<b>2. Modelagem e Ambiente de Simulação.....</b>	<b>9</b>
<b>2.1. PSCAD/EMTDC .....</b>	<b>9</b>
<b>2.2. Programas Auxiliares.....</b>	<b>10</b>
<b>2.3. Turbina Eólica .....</b>	<b>10</b>
2.3.1. Operação da turbina eólica com o gerador de indução.....	13
2.3.2. Operação da turbina eólica com o gerador duplamente alimentado.....	13
<b>2.4. Gerador de Indução com Rotor em Gaiola de Esquilo.....</b>	<b>15</b>
<b>2.5. Gerador de Indução Duplamente Alimentado .....</b>	<b>17</b>
2.5.1. Transformações lineares e sistemas referências .....	18
2.5.2. Controle do conversor conectado à rede.....	21
2.5.3. Controle do conversor conectado ao rotor.....	24
2.5.4. Elo CC .....	28
<b>2.6. Relé de Tensão .....</b>	<b>29</b>
<b>2.7. Relé de Frequência.....</b>	<b>30</b>
<b>2.8. Sistema Elétrico.....</b>	<b>31</b>
<b>3. Gerador de Indução com Rotor em Gaiola de Esquilo.....</b>	<b>33</b>
<b>3.1. Comportamento do Gerador de Indução com Rotor em Gaiola de Esquilo Durante Ocorrências de Ilhamentos.....</b>	<b>33</b>
<b>3.2. Zonas de Não-Deteccção.....</b>	<b>36</b>
3.2.1. Definição .....	36
3.2.2. Particularidades para geradores de indução.....	37
3.2.3. Obtenção das zonas de não-deteccção.....	40
3.2.4. Caso base .....	45

<b>3.3.</b>	<b>Estudos de Sensibilidade .....</b>	<b>49</b>
3.3.1.	Tempo máximo de detecção .....	49
3.3.2.	Temporização.....	51
3.3.3.	Ajustes dos relés .....	53
3.3.4.	Nível de compensação de potência reativa.....	54
3.3.5.	Torque mecânico.....	57
3.3.6.	Parâmetros do gerador .....	60
<b>3.4.</b>	<b>Resumo .....</b>	<b>68</b>
<b>4.</b>	<b><i>Gerador de Indução Duplamente Alimentado .....</i></b>	<b>69</b>
<b>4.1.</b>	<b>Ajuste dos Ganhos dos Reguladores.....</b>	<b>69</b>
<b>4.2.</b>	<b>Comportamento do Gerador de Indução Duplamente Alimentado Durante Ocorrências de Ilhamentos.....</b>	<b>71</b>
4.2.1.	Controle de tensão .....	71
4.2.2.	Controle de potência reativa.....	76
<b>4.3.</b>	<b>Zonas de Não-Detecção.....</b>	<b>80</b>
4.3.1.	Obtenção.....	80
4.3.2.	Caso base .....	80
<b>4.4.</b>	<b>Análise das Zonas de Não-Detecção .....</b>	<b>82</b>
4.4.1.	Tempo máximo de detecção .....	82
4.4.2.	Velocidade do vento.....	83
4.4.3.	Parâmetros do gerador .....	84
4.4.4.	Parâmetros de controle .....	89
<b>4.5.</b>	<b>Resumo.....</b>	<b>96</b>
<b>5.</b>	<b><i>Conclusões.....</i></b>	<b>97</b>
<b>5.1.</b>	<b>Trabalhos Futuros.....</b>	<b>99</b>
<b>A.</b>	<b><i>Apêndice .....</i></b>	<b>100</b>
<b>A.1.</b>	<b>Parâmetros do Caso Base.....</b>	<b>100</b>
A.1.1.	Gerador de indução com rotor em gaiola de esquilo .....	100
A.1.2.	Gerador de indução duplamente alimentado .....	102

<b>A.2. Diagramas no PSCAD .....</b>	<b>105</b>
A.2.1. Relé de tensão .....	105
A.2.2. Relé de frequência .....	106
A.2.3. Gerador de indução em gaiola de esquilo.....	107
A.2.4. Gerador de indução duplamente alimentado .....	109
<b>A.3. Código Fonte Auxiliar em C.....</b>	<b>115</b>
<b>A.4. Código Fonte Auxiliar em Python .....</b>	<b>122</b>
<b><i>Referências Bibliográficas .....</i></b>	<b><i>133</i></b>

# ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1: Sistema de distribuição de energia elétrica com geradores distribuídos.....	4
Figura 2.1: Curvas $c_p$ versus $\lambda$ para diferentes ângulos de passo. ....	12
Figura 2.2: Potência mecânica em função da velocidade da turbina, para diferentes velocidades do vento e com ângulo de passo nulo. ....	12
Figura 2.3: Controle de passo da turbina para o gerador de indução. ....	13
Figura 2.4: Exemplo da representação de limites num diagrama de controle.....	13
Figura 2.5: Curva de rastreamento (em preto) superposta a curvas de potência de diversas velocidades de vento (em cinza tracejado). ....	14
Figura 2.6: Controle de passo da turbina para o duplamente alimentado. ....	14
Figura 2.7: Representação visual da máquina de indução com rotor em gaiola de esquilo no PSCAD (“sqc100”). ....	15
Figura 2.8: Circuito equivalente de eixo direto ( $d$ ) para o modelo de transitórios eletromagnéticos da máquina. ....	15
Figura 2.9: Circuito equivalente de eixo em quadratura ( $q$ ) para o modelo de transitórios eletromagnéticos da máquina.....	15
Figura 2.10: Representação visual da máquina de indução com rotor bobinado no PSCAD (“wound_rotor”).....	17
Figura 2.11: Diagrama de conexão dos conversores à rede e à máquina de indução.....	18
Figura 2.12: Representação dos referenciais e ângulos envolvidos nas transformações utilizadas. ....	19
Figura 2.13: Utilização dos diferentes referenciais no modelo do gerador duplamente alimentado.....	19
Figura 2.14: Malha de controle da tensão direta $V_d$ do conversor da rede. ....	22
Figura 2.15: Malha de controle da tensão em quadratura $V_q$ do conversor da rede. ....	22
Figura 2.16: Conexão do conversor à rede. ....	23
Figura 2.17: Controle da referência da corrente direta do rotor utilizando uma referência de potência reativa. ....	24
Figura 2.18: Compensação <i>droop</i> da tensão terminal de referência. ....	25
Figura 2.19: Controle da referência da corrente direta do rotor utilizando uma referência de tensão do estator, com <i>droop</i> ..	25
Figura 2.20: Referência da potência ativa através de MPT.....	26
Figura 2.21: Controle da referência da corrente em quadratura do rotor utilizando o fluxo mútuo.....	26
Figura 2.22: Malhas de controle para o cálculo das referências de tensão. ....	27
Figura 2.23: Circuito simplificado do rotor. ....	27
Figura 2.24: Modelo do relé de tensão.....	30
Figura 2.25: Representação simplificada do modelo do relé de frequência.....	31
Figura 2.26: Diagrama unifilar do sistema elétrico.....	31
Figura 3.1: Comportamento de diversas grandezas frente a um ilhamento em 3 s seguido da atuação de um religador em 3,5 s considerando três diferentes conjuntos de carga. ....	35
Figura 3.2: Exemplo de uma curva de desempenho de relé.....	37
Figura 3.3: Mapeamento de curvas de desempenho de relé para a confecção da zona de não-deteção. ....	37
Figura 3.4: Diagrama circular da máquina de indução utilizada nas simulações, com alguns valores de escorregamento marcados para $V = 0,9$ pu.....	38
Figura 3.5: Curvas de desempenho dos relés de tensão e frequência, utilizando diferentes restrições.....	39

Figura 3.6: Um conjunto de 1322 pontos obtidos para uma ZND do relé de tensão. ....	41
Figura 3.7: Aplicação de $\alpha$ -shapes: discos com raio 0,3 pu. ....	44
Figura 3.8: Aplicação de $\alpha$ -shapes: círculos com raio 0,1 pu. ....	44
Figura 3.9: Zonas de não-deteccção para o caso base para um tempo máximo de deteccção de 500 ms. ....	46
Figura 3.10: Zonas de não-deteccção para o caso base subdivididas de acordo com os valores de tensão e de frequência medidos no tempo máximo requerido para a deteccção do ilhamento. ....	47
Figura 3.11: Região simulada dividida de acordo com os valores medidos no instante máximo requerido para a deteccção do ilhamento (500 ms). ....	48
Figura 3.12: Região simulada dividida de acordo com os valores medidos da velocidade do rotor ( $\omega_r$ ) e da frequência no tempo máximo requerido para a deteccção do ilhamento (500 ms). ....	48
Figura 3.13: Sensibilidade das zonas de não-deteccção em relação ao tempo máximo de deteccção. ....	50
Figura 3.14: Tempo de deteccção no plano dos desbalanços de potência. ....	51
Figura 3.15: Sensibilidade das zonas de não-deteccção em relação ao intervalo de temporização dos relés. ....	52
Figura 3.16: Comparação entre duas ZNDs para as quais foram utilizadas temporizações e tempos máximos diferentes. ....	53
Figura 3.17: Sensibilidade das zonas de não-deteccção em relação aos ajustes dos relés. ....	54
Figura 3.18: Sensibilidade das zonas de não-deteccção em relação ao nível de compensação de potência reativa. ....	56
Figura 3.19: Espaço de simulação para diferentes níveis de compensação de potência reativa. ....	57
Figura 3.20: Comparação entre as zonas de não-deteccção do modelo completo da turbina e torque constante, para velocidade do vento de 9 m/s. ....	58
Figura 3.21: Sensibilidade das zonas de não-deteccção em relação à velocidade do vento. ....	59
Figura 3.22: Espaço de simulação para diferentes velocidades do vento. ....	60
Figura 3.23: Sensibilidade das zonas de não-deteccção em relação à capacidade do gerador. ....	61
Figura 3.24: Sensibilidade das zonas de não-deteccção em relação à constante de inércia do gerador. ....	62
Figura 3.25: Sensibilidade das zonas de não-deteccção em relação à resistência do rotor $R_r$ . ....	63
Figura 3.26: Sensibilidade das zonas de não-deteccção em relação à resistência do estator $R_s$ . ....	64
Figura 3.27: Sensibilidade das zonas de não-deteccção em relação à reatância do rotor $X_r$ . ....	65
Figura 3.28: Sensibilidade das zonas de não-deteccção em relação à reatância do estator $X_s$ . ....	66
Figura 3.29: Sensibilidade das zonas de não-deteccção em relação à reatância de magnetização $X_m$ . ....	67
Figura 4.1: Comportamento de diversas grandezas frente a um ilhamento (20 s) seguido de um religamento (20,5 s) — usando controle de tensão. ....	73
Figura 4.2: Comportamento de diversas grandezas frente a um ilhamento (20 s) seguido de um religamento (20,5 s) — usando o Conjunto 2 de ganhos, controle de tensão. ....	75
Figura 4.3: Comportamento de diversas grandezas frente a um ilhamento (20 s) seguido de um religamento (20,5 s) — usando controle de potência reativa (referência nula). ....	77
Figura 4.4: Comportamento de diversas grandezas frente a um ilhamento (20 s) seguido de um religamento (20,5 s) — usando o Conjunto 1 de ganhos, controle de potência reativa. ....	79
Figura 4.5: Zonas de não-deteccção para o Conjunto 1 de ganhos, com controle de tensão. ....	81
Figura 4.6 Sensibilidade das zonas de não-deteccção em relação ao tempo máximo de deteccção. ....	83
Figura 4.7: Sensibilidade das zonas de não-deteccção em relação à velocidade do vento. ....	84

Figura 4.8: Sensibilidade das zonas de não-deteção em relação à capacidade do gerador.....	85
Figura 4.9: Sensibilidade das zonas de não-deteção em relação à inércia ( $H$ ) do gerador. ....	86
Figura 4.10: Sensibilidade das zonas de não-deteção em relação à resistência do rotor. ....	86
Figura 4.11: Sensibilidade das zonas de não-deteção em relação à resistência do estator. ....	87
Figura 4.12: Sensibilidade das zonas de não-deteção em relação à reatância do rotor.....	87
Figura 4.13: Sensibilidade das zonas de não-deteção em relação à reatância do estator.....	88
Figura 4.14: Sensibilidade das zonas de não-deteção em relação à reatância de magnetização do gerador.....	89
Figura 4.15: Zonas de não-deteção para os três conjuntos de ganhos, com controle de tensão. ....	90
Figura 4.16: Zonas de não-deteção para os três conjuntos de ganhos, com controle de potência reativa. ....	91
Figura 4.17: Zonas de não-deteção para o Conjunto 1 de ganhos, com três diferentes referências de potência reativa. ....	92
Figura 4.18: Zonas de não-deteção para Conjunto 1 e Conjunto 2, utilizando PLL virtual e controle de tensão.....	94
Figura 4.19: Zonas de não-deteção para Conjunto 1 e Conjunto 2, utilizando PLL virtual e controle de potência reativa. ..	95
Figura A.1: Diagrama no PSCAD do relé de tensão.....	105
Figura A.2: Diagrama no PSCAD do relé de frequência. ....	106
Figura A.3: Diagrama no PSCAD para o gerador de indução com rotor em gaiola de esquilo: página principal. ....	107
Figura A.4: Diagrama no PSCAD para o gerador de indução com rotor em gaiola de esquilo: ferramentas de controle e gráfico. ....	108
Figura A.5: Diagrama no PSCAD para o gerador duplamente alimentado: página principal.....	109
Figura A.6: Diagrama no PSCAD para o gerador duplamente alimentado: conversor do lado da rede. ....	110
Figura A.7: Diagrama no PSCAD para o gerador duplamente alimentado: conversor do lado do rotor da máquina. ....	111
Figura A.8: Diagrama no PSCAD para o gerador duplamente alimentado: modelo do elo de corrente contínua. ....	112
Figura A.9: Diagrama no PSCAD para o gerador duplamente alimentado: leitura de parâmetros através das variáveis de ambiente.....	112
Figura A.10: Diagrama no PSCAD para o gerador duplamente alimentado: relés e gravação dos resultados. ....	113
Figura A.11: Diagrama no PSCAD para o gerador duplamente alimentado: ferramentas de controle e gráficos.....	114

# ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 1.1: Capacidade instalada de geração eólica no mundo ([5]).	2
Tabela 3.1: Potências nominais das cargas e bancos de capacitores para os exemplos de religamento.	34
Tabela 3.2: Influências dos parâmetros estudados nas zonas de não-deteccção.	68
Tabela 4.1: Influências dos parâmetros estudados nas zonas de não-deteccção.	96
Tabela 5.1: Influências dos principais parâmetros estudados nas zonas de não-deteccção.	98
Tabela A.1: Parâmetros da máquina de indução com rotor tipo gaiola de esquilo.	100
Tabela A.2: Parâmetros da turbina eólica usada com o gerador de indução com rotor tipo gaiola de esquilo.	100
Tabela A.3: Parâmetros do sistema elétrico utilizado com o gerador de indução com rotor tipo gaiola.	101
Tabela A.4: Parâmetros da máquina de indução com rotor bobinado.	102
Tabela A.5: Parâmetros da turbina eólica usada com o gerador de indução duplamente alimentado.	102
Tabela A.6: Ganhos dos controladores PI do conversor do lado da rede.	103
Tabela A.7: Ganhos dos controladores PI do conversor do lado do rotor da máquina.	103
Tabela A.8: Parâmetros do sistema elétrico utilizado com o gerador de indução duplamente alimentado.	104

# CAPÍTULO 1:

## INTRODUÇÃO

O uso de geradores distribuídos, consistindo em geradores de pequeno e médio porte integrados à rede de distribuição e subtransmissão, tem crescido bastante nas duas últimas décadas devido a mudanças de regulamentação, avanços tecnológicos e preocupações ecológicas ([1]-[4]). Entre as fontes primárias disponíveis para a aplicação em geração distribuída, a geração eólica tem sido bastante explorada recentemente e há muitos investimentos previstos para os próximos anos. Em termos mundiais, a capacidade total instalada de geração eólica em 2008 superou os 120 GW, destacando-se um aumento considerável da capacidade instalada nos EUA, que passou a ser o país com o maior parque eólico no mundo, e na China, que multiplicou por dez sua capacidade instalada nos últimos quatro anos ([5]), ocupando a terceira posição entre os países líderes em uso da geração eólica. A Tabela 1.1 mostra a evolução da capacidade instalada nos países líderes em geração eólica nos últimos quatro anos. Os números ainda não consolidados de 2009 indicam que a capacidade mundial instalada ultrapassou os 140 GW.

Tabela 1.1: Capacidade instalada de geração eólica no mundo ([5]).

País	2005 (GW)	2006 (GW)	2007 (GW)	2008 (GW)
EUA	9,149	11,603	16,819	25,170
Alemanha	18,428	20,622	22,247	23,903
China	1,266	2,599	5,912	12,210
Espanha	10,028	11,630	15,145	16,740
Índia	4,430	6,270	7,850	9,587
Itália	1,718	2,123	2,726	3,537
França	779,000	1,589	2,477	3,426
Reino Unido	1,353	1,963	2,389	3,288
Dinamarca	3,132	3,140	3,129	3,164
Portugal	1,022	1,716	2,130	2,862
Total mundial	59,024	74,151	93,927	121,188

No Brasil, a quantidade de geradores eólicos em operação ainda é restrita, totalizando cerca de 660 MW, representando apenas 0,62% da capacidade instalada de geração. Contudo, há uma previsão de aumento considerável dessa quantidade de geradores como pode ser atestado pela quantidade de empreendimentos em construção (9 totalizando cerca de 200 MW em geração) e outorgados (44 totalizando cerca de 2.120 MW, o que representa cerca de 10% dos empreendimentos outorgados considerando todas as formas de geração de energia elétrica) ([4]).

Neste contexto de geração eólica, o uso de máquinas de indução é bastante comum, sendo que basicamente há dois tipos de geradores de indução em uso comercial: o gerador de indução com rotor tipo gaiola de esquilo e o gerador de indução duplamente alimentado. Historicamente, a principal motivação para o uso de geradores de indução com turbinas eólicas refere-se ao elevado amortecimento eletromecânico propiciado por essas máquinas visto que a velocidade mecânica do rotor e a velocidade elétrica do campo girante são diferentes. No caso do gerador com rotor em gaiola de esquilo, estes são bastante utilizados também por características como menor volume e peso, bem como menor necessidade de manutenção. Sua operação é geralmente limitada a configurações de velocidade fixa, o que os torna menos adequados para grandes parques geradores na faixa de vários megawatts ([6]). Apesar disso, uma grande parcela dos geradores eólicos instalados utilizam máquinas de indução com rotor em gaiola de velocidade fixa ([7]). Os geradores de indução duplamente alimentados, nos quais os terminais do estator são conectados diretamente à rede e os terminais do rotor, do tipo bobinado, se conectam à rede por intermédio de um conversor eletrônico CA-CC-CA, têm visto uso crescente. Estes

geradores têm vantagens como uma maior faixa de operação de velocidade do vento, melhores eficiências quando comparados aos geradores tradicionais ([8]) e bastante versatilidade para implementação de seu controle, possibilitando o controle das potências ativa e reativa geradas ([9]).

A instalação de geradores distribuídos em um determinado sistema de distribuição ou de subtransmissão demanda que uma série de estudos seja realizada para garantir que a operação desses não afetará a operação da rede. Um importante requisito técnico em sistemas de distribuição refere-se ao uso e ajuste adequado da proteção antiilhamento. Em redes de distribuição, ilhamentos ocorrem quando parte da rede elétrica torna-se eletricamente isolada da concessionária, mas ainda continua a ser energizada por geradores distribuídos conectados no subsistema isolado. A perda do suprimento da rede acontece devido a desligamentos de trechos de linha, ramos ou subestações provocados pela atuação dos dispositivos de proteção em resposta a faltas no sistema elétrico, bem como em razão de desligamentos indevidos/acidentais provocados por algum procedimento operativo. Um diagrama unifilar de um típico sistema de distribuição é mostrado na Figura 1.1. Nessa figura há uma subestação abaixadora, a qual fornece energia para diversos alimentadores, sendo que um dos alimentadores, com diversos consumidores e três geradores distribuídos (GDs), é representado em detalhe. Além disso, nesse alimentador há vários disjuntores e fusíveis. Se o disjuntor “C” abre devido a uma falta, por exemplo, a parte da rede em destaque se tornará eletricamente isolada da subestação, mas continuará energizada pelo gerador “GD1”, formando uma ilha. Para evitar problemas técnicos, nessas situações, as concessionárias estabelecem que o sistema de proteção do gerador distribuído deve ser capaz de detectar tal ilhamento e desligar automaticamente o gerador tão logo o evento seja identificado ou dentro de um prazo máximo após sua ocorrência ([2],[3],[10]-[15]). Normalmente o tempo requerido para a detecção do ilhamento e posterior desconexão do gerador é inferior a 500 milissegundos (ms), mas alguns guias técnicos mencionam que o desligamento dos geradores distribuídos pode ocorrer em até 2 segundos ([15]). Entre os fatores que determinam intervalos de tempo tão curtos para a detecção de ilhamentos e desconexão dos geradores, está o fato de que em muitos casos o religamento automático dos circuitos desligados acontece em menos de 1 segundo e também porque quanto mais breve a ilha formada permanecer energizada, menores são as probabilidades de ocorrerem outros tipos de contingências que, neste caso, estarão fora do controle da concessionária.

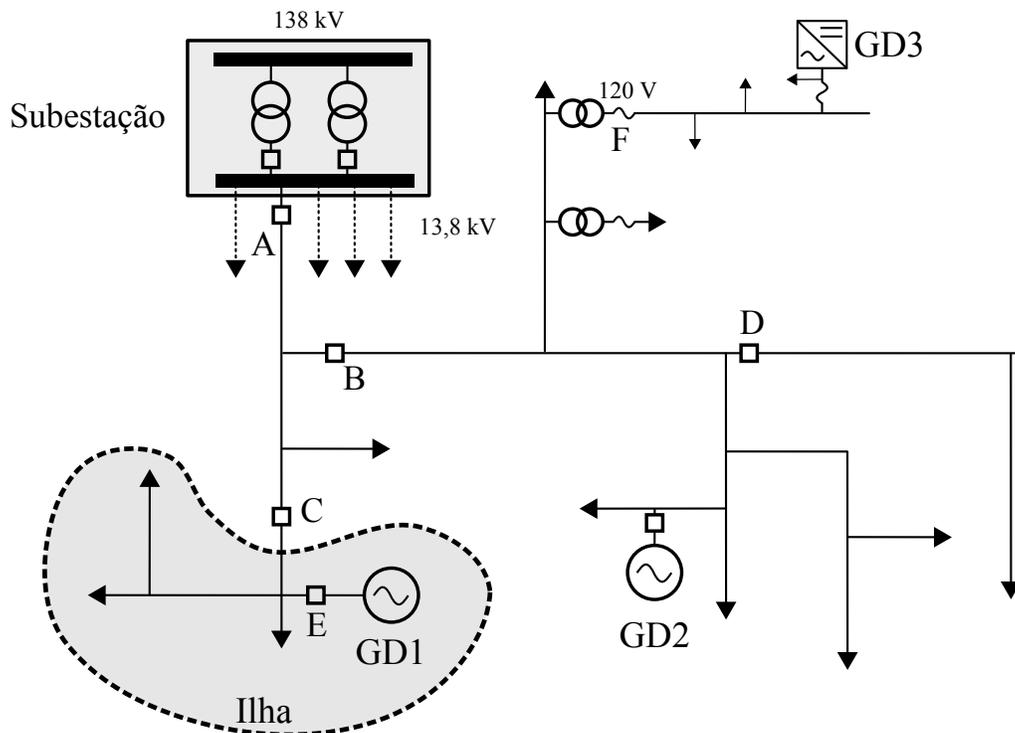


Figura 1.1: Sistema de distribuição de energia elétrica com geradores distribuídos.

Os problemas que a operação ilhada de geradores distribuídos traz aos sistemas elétricos estão relacionados a aspectos de segurança, comerciais e técnicos. Alguns dos mais importantes são apresentados a seguir ([16]).

- A segurança do pessoal técnico da concessionária envolvido na operação e manutenção dos sistemas elétricos é ameaçada, uma vez que após a perda do suprimento da concessionária, parte da rede elétrica permanece energizada sem o conhecimento da mesma.
- A concessionária, usualmente, não tem controle da tensão e frequência dentro do sistema ilhado, uma vez que os geradores distribuídos normalmente não pertencem a ela. Assim, a qualidade da energia fornecida aos consumidores dentro da ilha energizada não pode ser garantida, embora a concessionária seja a responsável legal pela manutenção dos níveis de qualidade.
- Os dispositivos de proteção contra curtos-circuitos existentes dentro da ilha podem perder completamente a coordenação entre si, uma vez que ocorre a redução drástica das correntes de curto-circuito após a perda da conexão com a concessionária.
- O subsistema ilhado pode apresentar aterramento inadequado para sua operação, pois a perda da conexão com a concessionária pode torná-lo não-aterrado. Com isso, a ocorrência de curtos-

circuitos fase a terra é de difícil ou impossível detecção pelos relés de sobrecorrente, pois a corrente de curto-circuito torna-se muito pequena ou nula. Logo, a não-detecção desse tipo de defeito permite que o sistema opere continuamente, prejudicando a isolação dos cabos e equipamentos conectados às fases sãs, uma vez que aparecem sobretensões da ordem de 1,73 vezes a tensão nominal de fase se o curto-circuito for franco, ou até de 6 a 8 vezes esse valor se o defeito for intermitente. Além disso, há o risco de múltiplos curtos-circuitos fase a terra e o aparecimento de sobretensões transitórias ([17],[18]).

- Em sistemas de subtransmissão de energia existem linhas com religamento automático, assim como em sistemas de distribuição há religadores automáticos cuja função é religar a linha ou o trecho do sistema elétrico que foi desconectado após a ocorrência e eliminação de uma falta. Assim, os geradores distribuídos podem sofrer graves danos caso ocorra a reconexão da ilha ao sistema elétrico, estando os mesmos fora de sincronismo com a rede elétrica. Adicionalmente, elevadas correntes podem surgir nesses casos, danificando outros equipamentos elétricos conectados na rede ilhada.
- Ilhas energizadas podem interferir na restauração manual ou automática do suprimento de energia aos consumidores.

O ilhamento não-intencional de geradores distribuídos tem chamado a atenção da comunidade científica e tecnológica ([16],[19]-[23]), contudo, a maioria dos estudos disponíveis na literatura avaliam o comportamento e a proteção de geradores síncronos ([16],[20]) e/ou geradores conectados à rede utilizando inversores ([21],[22]) frente a ilhamentos não-intencionais. Não há, por outro lado, estudos que explorem características frente a ilhamentos de geradores de indução, apesar do crescente investimento em geradores eólicos. É neste contexto que se insere esta dissertação de mestrado.

A detecção de ilhamentos pode ser realizada utilizando diferentes técnicas. Tais técnicas podem ser classificadas de acordo com a sua forma de operação e de implementação. Conforme exposto em [24], pode-se classificar as técnicas em remotas e locais.

As técnicas remotas envolvem algum tipo de comunicação entre os elementos envolvidos — concessionárias, geradores, e dispositivos de proteção e de manobra. Apesar de esse tipo de técnica apresentar grande eficácia na detecção de ilhamentos, requerem altos investimentos para instalação e criação da infra-estrutura de comunicação necessária. Técnicas remotas podem ser baseadas, por exemplo, em: SCADA (*Supervisory Control and Data Acquisition*), PLCC (*Power Line Carrier Communication*) e redes de comunicação entre relés ([22],[25]-[28]).

As técnicas locais de proteção antiilhamento empregam a utilização da medição de grandezas como tensão e corrente no local de instalação do gerador distribuído. Estas técnicas podem ser passivas ou ativas. Técnicas passivas são baseadas somente na medição de grandezas no ponto de interconexão entre o gerador e a rede da concessionária sem que haja a introdução de distúrbios intencionais, e os esquemas passivos de proteção mais utilizados empregam relés de tensão e de frequência e suas variantes. Já nas técnicas ativas, um distúrbio é injetado na rede pelo gerador ou pelo sistema de proteção e, dependendo do comportamento dos sinais injetados e/ou de outras variáveis elétricas, classifica-se a situação em operação normal ou em operação ilhada.

Atualmente, as técnicas passivas baseadas em medições de tensão e frequência são as principais soluções adotadas pelas concessionárias devido ao baixo custo e simplicidade ([23],[29]). Contudo, como os esquemas de proteção antiilhamento que empregam técnicas locais apresentam regiões de operação onde situações de ilhamento não podem ser detectadas em tempo hábil ([23],[24]), é necessário avaliar a eficácia dos esquemas de proteção aplicado a um determinado gerador distribuído. Dois métodos utilizados para realizar esta avaliação são o método das curvas de desempenho e o método das zonas de não-deteção.

O método das curvas de desempenho ([24]) é baseado num conjunto de curvas que relacionam o tempo de detecção de ilhamento versus o desbalanço de potência ativa (ou potência reativa). Dado um tempo requerido de detecção, é possível obter os valores críticos de potência a partir dos quais não ocorre a detecção quando utilizado o esquema de proteção em análise.

Já o método das zonas de não-deteção consiste em, fixado um tempo máximo de detecção após o sistema tornar-se ilhado, mapear todas as situações nas quais não ocorre a detecção do ilhamento em tempo hábil em um plano ([20],[21],[24]). Este plano pode ser definido por parâmetros da carga que o gerador alimenta, como normalmente utilizado para inversores, ou também representar os desbalanços de potência, como utilizado para geradores síncronos. Os pontos não detectados são definem regiões onde não ocorre a detecção para o tempo requerido, regiões estas conhecidas como zonas de não-deteção.

### ***1.1. Objetivos e Justificativas***

O principal objetivo desta dissertação de mestrado é investigar a eficiência da proteção antiilhamento composta por relés de tensão e de frequência quando utilizados com geradores de indução com rotor tipo gaiola de esquilo e duplamente alimentados, visto que tais relés são a primeira escolha para implementar um sistema de proteção antiilhamento. O estudo é baseado na obtenção, através de simulações computacionais, das zonas de não-deteção do sistema de proteção, sendo que tal

ferramenta já foi utilizada com sucesso para os estudos com geradores síncronos e inversores ([20],[21]). De forma simplificada, tal metodologia consiste em representar a capacidade de detecção de um determinado esquema de proteção antiilhamento no espaço desbalanço de potência reativa versus desbalanço de potência ativa. Uma das vantagens dessa metodologia é permitir que sistemas de proteção constituídos simultaneamente de relés baseados em medidas de tensão e de frequência sejam caracterizados em um mesmo espaço considerando todas as possíveis condições operacionais de interesse.

Para a obtenção de tais zonas de não-deteção através de repetidas simulações de transitórios eletromagnéticos, são desenvolvidos modelos para representar os diversos componentes de rede bem como dos geradores e seus respectivos sistemas de proteção. Para ganhar maior entendimento das características das zonas de não-deteção, elas são exploradas através da realização de diversos estudos de sensibilidade em que os parâmetros do gerador e do sistema são variados.

## ***1.2. Organização da Dissertação***

A disposição do conteúdo deste trabalho é como segue.

- No Capítulo 2, são apresentados detalhadamente os modelos computacionais das máquinas e turbinas, com seus respectivos controladores, e o ambiente de simulação que foram utilizados para os estudos realizados.
- No Capítulo 3, a eficiência do sistema de proteção antiilhamento composto por relés de tensão e de frequência utilizado com geradores de indução com rotor tipo gaiola de esquilo é investigada e discutida através das zonas de não-deteção. Detalhes sobre a obtenção das zonas de não-deteção e do comportamento desses geradores durante o ilhamento também são apresentados.
- O comportamento do gerador de indução duplamente alimentado durante a ocorrência de ilhamentos é explorado no Capítulo 4. Além dos parâmetros da máquina e do sistema, os estudos de sensibilidade permitem a investigação de diferentes variações de controle, com diferentes conjuntos de ganhos, apresentando as zonas de não-deteção de cada caso.
- As principais conclusões derivadas dos resultados apresentados nos capítulos anteriores, acompanhadas de sugestões para possíveis trabalhos futuros, encontram-se no Capítulo 5.
- No Apêndice encontram-se os principais dados, códigos fonte e diagramas necessários para reprodução dos resultados expostos.
- Por fim, são listadas as referências empregadas no decorrer no trabalho.

## CAPÍTULO 2:

# MODELAGEM E AMBIENTE DE

# SIMULAÇÃO

As ferramentas e modelos computacionais utilizados para a realização das simulações de transitórios eletromagnéticos necessárias para a obtenção das zonas de não-detecção são expostos neste capítulo, com especial atenção às malhas de controle do gerador de indução duplamente alimentado.

### 2.1. PSCAD/EMTDC

As simulações de transitórios eletromagnéticos necessárias para a obtenção dos resultados apresentados neste trabalho foram realizadas utilizando o *software* PSCAD/EMTDC, versão 4.2.1 ([30],[31]). Ao contrário das versões anteriores, esta versão é disponibilizada somente para o sistema operacional Microsoft Windows.

PSCAD (*Power System Computer Aided Design*) é o ambiente visual que permite a edição de diagramas elétricos e é acompanhado de uma extensa biblioteca de modelos para componentes elétricos e blocos para modelagem de malhas de controle. O programa também acompanha ferramentas de interação que podem ser utilizadas enquanto a simulação é realizada, como painéis nos quais podem ser impressos dinamicamente os gráficos e painéis de controle nos quais podem ser adicionados chaves, *dials* e barras de rolagem para alteração de parâmetros.

EMTDC é a ferramenta utilizada pelo PSCAD para a resolução das equações que representam o sistema eletromecânico. Consiste de uma biblioteca que contém as rotinas que são utilizadas pela

biblioteca padrão de componentes que acompanha o PSCAD para realização de simulações de transitórios eletromagnéticos em sistemas de energia elétrica.

O ambiente do PSCAD permite criar novos componentes através da inclusão de código-fonte em linguagens de programação como Fortran e C, permitindo um maior controle da simulação. Exemplos de uso de código fonte auxiliar em C neste trabalho são as implementações da turbina eólica, rotinas para leitura de variáveis de ambiente (*e.g.* valores nominais das cargas), e rotinas de impressão de dados. O encerramento prematuro da simulação após a detecção do ilhamento também foi realizado em C e permitiu uma grande economia de recursos computacionais.

## 2.2. *Programas Auxiliares*

Embora o PSCAD inclua uma ferramenta para execução de múltiplas simulações sequenciais, acompanhadas da alteração de parâmetros, sua funcionalidade é muito limitada. O número de simulações é limitado em 10000 e somente parâmetros que são associados a variáveis no código em Fortran gerado pelo PSCAD, chamados de “sinais” (*signals*) na nomenclatura do programa, podem ser alterados. Parâmetros dos transformadores e dos geradores, entre outros, não podem ser alterados por esta ferramenta, já que são dados providos em arquivos de dados em formato específico do EMTDC.

Para contornar estas limitações, programas auxiliares foram desenvolvidos para alteração dos arquivos de dados de entrada diretamente no formato utilizado pelo EMTDC, configuração das variáveis de ambiente e gravação dos resultados selecionados em disco, entre outros. Como estes programas não envolvem cálculos extensivos e sua principal função é o controle dos programas de simulação, sua implementação foi realizada em linguagem Python ([32]).

## 2.3. *Turbina Eólica*

O modelo da turbina eólica segue a implementação utilizada no MATLAB/SimPowerSystems ([33]), que usa uma expressão genérica para o cálculo da potência fornecida pela turbina, baseada na modelagem encontrada em [34]. Ressalta-se que tal expressão é muito próxima a outras disponíveis na literatura.

A potência mecânica da turbina pode ser calculada através de:

$$P_m = c_p(\lambda, \beta) A v_v^3 \frac{\rho}{2} \quad (2.1)$$

onde:

$P_m$ : potência mecânica da turbina (W);

$c_p$ : coeficiente de potência da turbina;

- $\rho$ :** densidade do ar ( $\text{kg/m}^3$ );  
 **$A$ :** área do rotor da turbina ( $\text{m}^2$ );  
 **$v_v$ :** velocidade do vento ( $\text{m/s}$ );  
 **$\lambda$ :** razão de velocidade entre ponta das pás e o vento;  
 **$\beta$ :** ângulo de passo da turbina ( $^\circ$ ).

Em termos dos valores nominais e dos valores máximos, pode-se escrever em pu:

$$P_{m,pu} = k_p c_{p,pu} v_{v,pu}^3 \quad (2.2)$$

onde:

- $P_{m,pu}$ :** potência mecânica da turbina (pu);  
 **$c_{p,pu}$ :** coeficiente de potência da turbina (pu), usando o valor máximo de  $c_p$  como base;  
 **$v_{v,pu}$ :** velocidade do vento (pu), usando a velocidade nominal do vento como base;  
 **$k_p$ :** ganho de potência para  $c_{p,pu} = 1$  e  $v_{v,pu} = 1$ .

A expressão empírica empregada para o cálculo do coeficiente de potência  $c_p$  é ([33]):

$$c_p(\lambda, \beta) = 0,22 \left( \frac{116}{\lambda_1} - 0,4\beta - 5 \right) e^{-\frac{12,5}{\lambda_1}} + 0,0068\lambda \quad (2.3)$$

onde:

$$\lambda_1 = \left( \frac{1}{\lambda + 0,08\beta} - \frac{0,035}{\beta^3 + 1} \right)^{-1} \quad (2.4)$$

Para ilustrar as características do coeficiente de potência, na Figura 2.1 é apresentado um conjunto de curvas  $c_p$  versus  $\lambda$  para diferentes ângulos de passo, utilizando os dados de turbina indicados na Tabela A.5 do apêndice. Na Figura 2.2, estão expostas as curvas de potência de saída desta turbina em função de sua velocidade mecânica, para diferentes velocidades do vento.

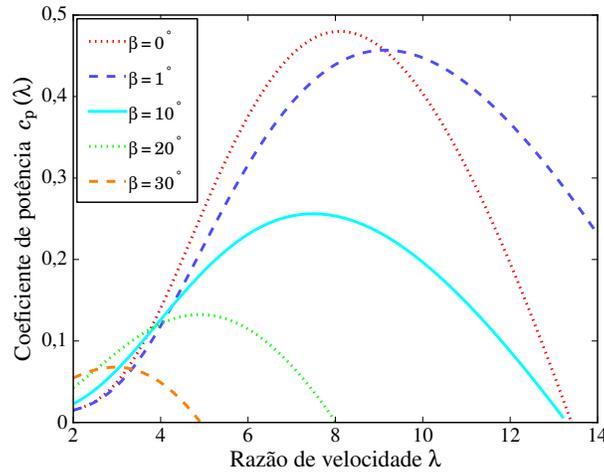


Figura 2.1: Curvas  $c_p$  versus  $\lambda$  para diferentes ângulos de passo.

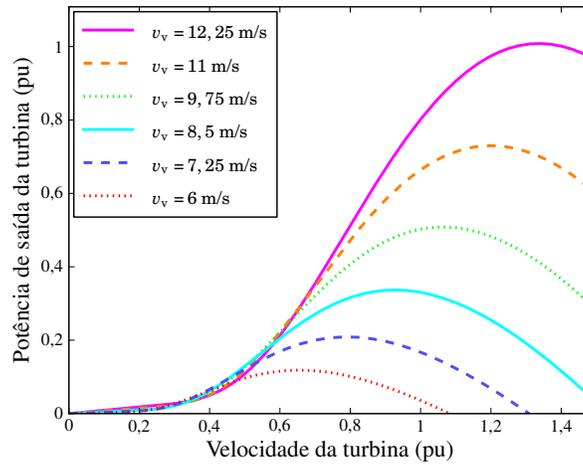


Figura 2.2: Potência mecânica em função da velocidade da turbina, para diferentes velocidades do vento e com ângulo de passo nulo.

No modelo que foi implementado para uso no PSCAD/EMTDC, a turbina fornece como saída o ângulo  $\beta$  e o torque mecânico em pu do gerador:

$$T_{m,pu} = \frac{P_{m,pu}}{\omega_r} \times \frac{P_{m,nominal}}{S_{g,base}} \quad (2.5)$$

onde:

$\omega_r$ : velocidade angular do rotor do gerador (pu);

$P_{m,nominal}$ : potência nominal da turbina (MW);

$S_{g,base}$ : potência de base do gerador (MVA).

### 2.3.1. Operação da turbina eólica com o gerador de indução

Para o gerador de indução com rotor em gaiola de esquilo, como pode ser visto na Figura 2.3, o controle do ângulo de passo  $\beta$  é realizado através de um controlador PI que calcula o erro da potência mecânica em relação à potência nominal da turbina. A saída do controlador proporcional-integral (PI) é limitada entre  $0^\circ$  e  $45^\circ$ , e a taxa de variação de  $\beta$  é limitada em 2 graus por segundo.

Nas figuras que representam os diagramas de controle, os limitadores de um sinal são representados como na Figura 2.4. Para uma entrada  $x$ , é calculada a saída  $y$ . O valor desta saída é limitada entre  $y_{\min}$  e  $y_{\max}$ , enquanto sua taxa de variação é limitada ao máximo de  $\Delta y/\Delta t_{\max,s}$  na subida, e ao máximo de  $\Delta y/\Delta t_{\max,d}$  na descida. Os valores numéricos dos limites são representados diretamente nas figuras, omitindo-se as unidades, conforme exemplificado na Figura 2.3.

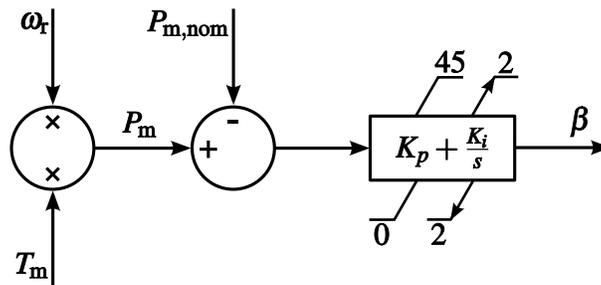


Figura 2.3: Controle de passo da turbina para o gerador de indução.

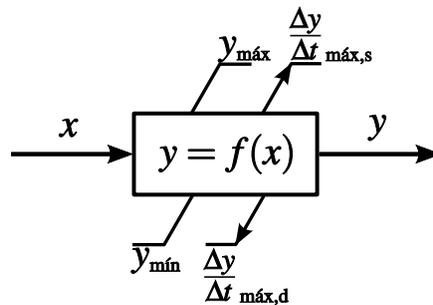


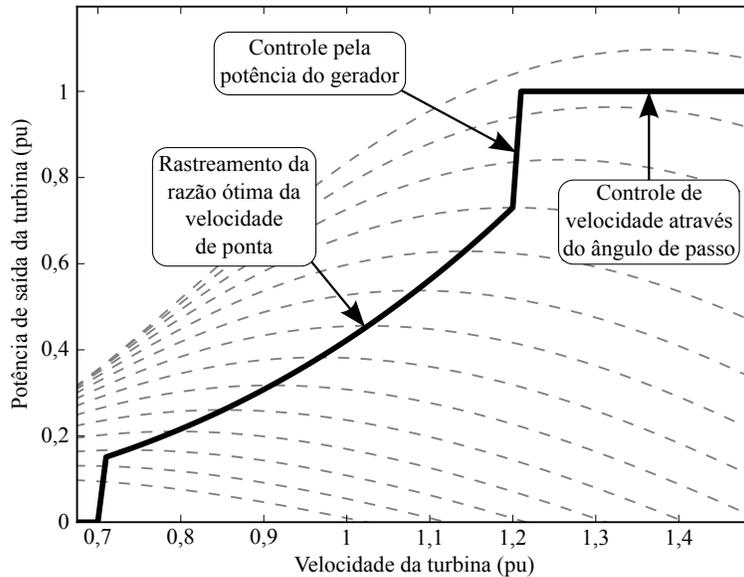
Figura 2.4: Exemplo da representação de limites num diagrama de controle.

### 2.3.2. Operação da turbina eólica com o gerador duplamente alimentado

A turbina apresenta uma diferente curva de potência para cada velocidade do vento, como visto na Figura 2.2. A máxima potência que pode ser extraída para cada velocidade do vento estará localizada em diferentes velocidades da turbina. Já que um gerador de indução duplamente alimentado pode operar numa ampla faixa de velocidades, uma forma de extrair sempre a potência máxima é realizar o controle da velocidade da turbina através do controle da velocidade do rotor do gerador. Esta estratégia

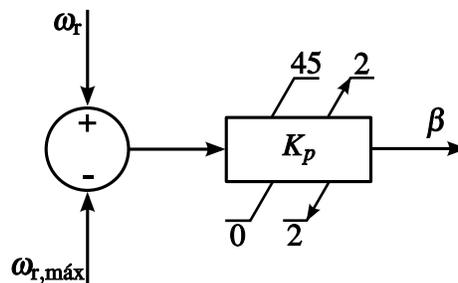
de controle é conhecida como rastreamento máximo de potência (MPT — do inglês *maximum power tracking*).

Na Figura 2.5 apresenta-se a curva utilizada na malha de controle do gerador para realizar o rastreamento da potência máxima. A partir da velocidade máxima ( $\omega_{r,m\acute{a}x} = 1,21$  pu), o controle de passo entra em funcionamento para limitar a potência ao valor nominal. As regiões da curva nas quais ocorrem o rastreamento da razão ótica, a limitação pela potência nominal do gerador e a limitação da velocidade através do ângulo de passo estão indicadas nessa figura ([35]).



**Figura 2.5:** Curva de rastreamento (em preto) superposta a curvas de potência de diversas velocidades de vento (em cinza tracejado).

Conforme a Figura 2.6, o ângulo de passo é controlado pelo erro da velocidade do rotor em relação à velocidade máxima, multiplicado por um ganho proporcional. O controlador proporcional apresenta limites 0 e  $\beta_{m\acute{a}x}$ , e a taxa de variação de  $\beta$  é limitada em 2 graus por segundo.



**Figura 2.6:** Controle de passo da turbina para o duplamente alimentado.

### 2.4. Gerador de Indução com Rotor em Gaiola de Esquilo

O modelo utilizado para o gerador com rotor em gaiola de esquilo foi o modelo já implementado pelo PSCAD/EMTDC, *Squirrel Cage Induction Machine* — “sqc100”, cuja representação no ambiente gráfico do programa está reproduzida na Figura 2.7.

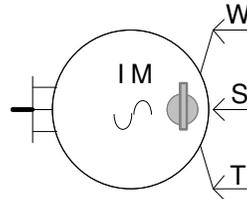


Figura 2.7: Representação visual da máquina de indução com rotor em gaiola de esquilo no PSCAD (“sqc100”).

Efeitos de saturação não foram modelados e, como este modelo apresenta gaiola dupla, a resistência e a reatância da segunda gaiola foram feitos altos o suficiente para eliminar os efeitos desta gaiola, de modo a obter-se um modelo equivalente ao reproduzido nas Figuras 2.8 e 2.9.

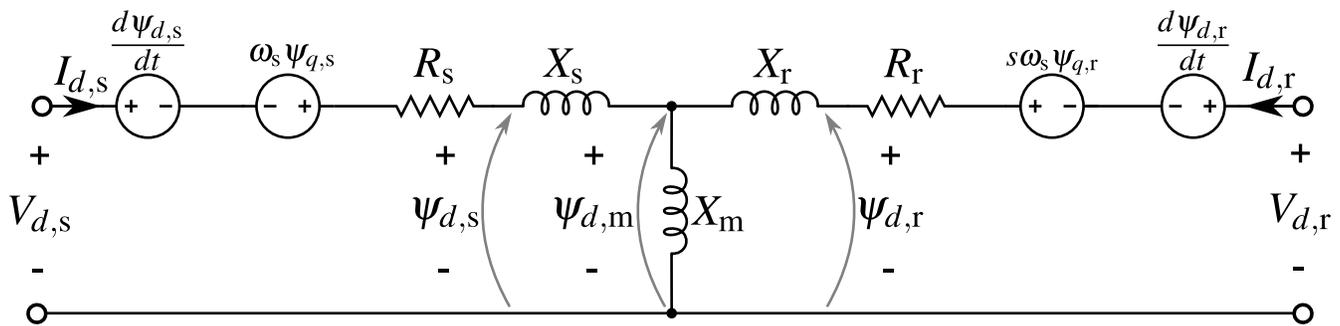


Figura 2.8: Circuito equivalente de eixo direto (d) para o modelo de transitórios eletromagnéticos da máquina.

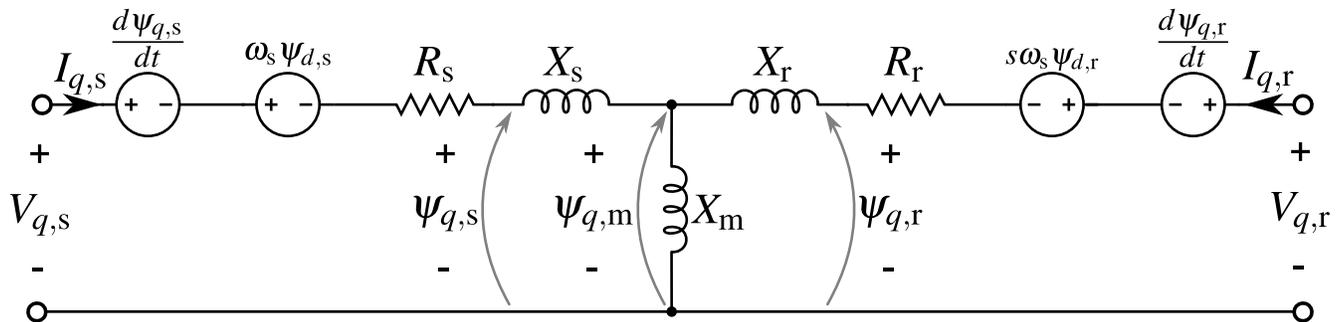


Figura 2.9: Circuito equivalente de eixo em quadratura (q) para o modelo de transitórios eletromagnéticos da máquina.

As grandezas apresentadas nas Figuras 2.8 e 2.9, todas no sistema por unidade, são:

- $R_s$ : resistência do estator;
- $X_s$ : reatância do estator;
- $X_r$ : reatância de dispersão do rotor;
- $R_r$ : resistência do rotor;

- $X_m$ : reatância de magnetização;  
 $V_s$ : tensão aplicada aos terminais do estator;  
 $V_r$ : tensão induzida nos terminais do rotor;  
 $I_s$ : corrente entrando no estator;  
 $I_r$ : corrente entrando no rotor;  
 $\psi_r$ : fluxo concatenado no rotor;  
 $\psi_s$ : fluxo concatenado no estator;  
 $\psi_m$ : fluxo concatenado mútuo;  
 $\omega_s$ : velocidade síncrona;  
 $\omega_r$ : velocidade do rotor.

Com todos os parâmetros da máquina referidos ao estator e com as grandezas envolvidas representadas no referencial  $dq$ , a máquina de indução pode ser modelada pelas equações (2.6) a (2.19), em pu ([36]):

$$s = \frac{\omega_s - \omega_r}{\omega_s} \quad (2.6)$$

$$v_{d,s} = \frac{d\psi_{d,s}}{dt} - \omega_s \psi_{q,s} + R_s i_{d,s} \quad (2.7)$$

$$v_{q,s} = \frac{d\psi_{q,s}}{dt} + \omega_s \psi_{d,s} + R_s i_{q,s} \quad (2.8)$$

$$v_{d,r} = \frac{d\psi_{d,r}}{dt} - s\omega_s \psi_{q,r} + R_r i_{d,r} \quad (2.9)$$

$$v_{q,r} = \frac{d\psi_{q,r}}{dt} + s\omega_s \psi_{d,r} + R_r i_{q,r} \quad (2.10)$$

$$T_e = \psi_{d,s} i_{q,s} - \psi_{q,s} i_{d,s} \quad (2.11)$$

$$\psi_{d,m} = X_m (i_{d,r} + i_{d,s}) \quad (2.12)$$

$$\psi_{q,m} = X_m (i_{q,r} + i_{q,s}) \quad (2.13)$$

$$\psi_{d,s} = X_s i_{d,s} + \psi_{d,m} \quad (2.14)$$

$$\psi_{q,s} = X_s i_{q,s} + \psi_{q,m} \quad (2.15)$$

$$\psi_{d,r} = X_r i_{d,r} + \psi_{d,m} \quad (2.16)$$

$$\psi_{q,r} = X_r i_{q,r} + \psi_{q,m} \quad (2.17)$$

$$\frac{d\omega_r}{dt} = \frac{1}{2H} (T_e - T_m) \quad (2.18)$$

$$\frac{d\theta_r}{dt} = \omega_r \quad (2.19)$$

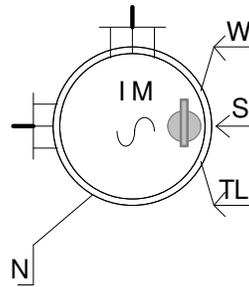
Para o gerador de indução com rotor tipo gaiola de esquilo, o rotor é curto-circuitado. Dessa forma, (2.9) e (2.10) tornam-se (2.20) e (2.21), respectivamente:

$$0 = \frac{d\psi_{d,r}}{dt} - s\omega_s \psi_{q,r} + R_r i_{d,r} \quad (2.20)$$

$$0 = \frac{d\psi_{q,r}}{dt} + s\omega_s \psi_{d,r} + R_r i_{q,r} \quad (2.21)$$

### 2.5. Gerador de Indução Duplamente Alimentado

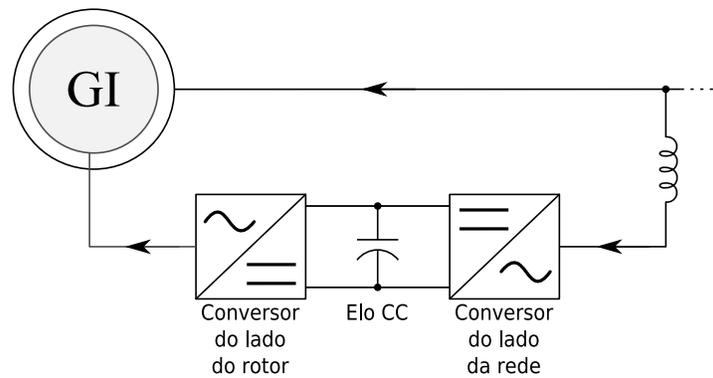
O modelo utilizado para o gerador com rotor bobinado, utilizado no conjunto do gerador duplamente alimentado, foi o modelo já implementado pelo PSCAD/EMTDC, *Wound Rotor Induction Machine* — “wound\_rotor”, cuja representação no ambiente gráfico do programa está reproduzida na Figura 2.10.



**Figura 2.10:** Representação visual da máquina de indução com rotor bobinado no PSCAD (“wound\_rotor”).

Efeitos de saturação não foram modelados. A implementação possibilita a inclusão de gaiolas no modelo, mas elas foram desativadas. Obtém-se então um modelo equivalente ao já introduzido na seção anterior para o gerador com rotor em gaiola, apresentado na Figuras 2.8 e 2.9 bem como nas equações (2.6) a (2.19).

A topologia de conexão dos conversores à rede e ao gerador de indução está representada na Figura 2.11. Essa é a topologia usualmente empregada para geradores de indução duplamente alimentados.



**Figura 2.11: Diagrama de conexão dos conversores à rede e à máquina de indução.**

São utilizados dois conversores CA-CC, interconectados por um elo de corrente contínua (elo CC). A potência nominal dos conversores é, em geral, 25% da potência nominal do gerador ([9]). Conforme a Figura 2.11, o conversor do lado da rede é conectado à rede através de um filtro, que pode ser um transformador. As setas indicam a convenção de corrente utilizada. O conversor do lado do rotor pode ser conectado diretamente ao rotor, como foi realizado neste trabalho, ou pode ser utilizado também um filtro para reduzir o conteúdo harmônico resultante do chaveamento dos conversores. Ainda que várias propostas de proteção estejam disponíveis na literatura ([37],[38]), não foram modelados circuitos de proteção do rotor (*crowbar*) nem do elo CC, de forma a obter resultados mais gerais que os que seriam alcançados ao utilizar uma abordagem específica de proteção.

Considerou-se que a frequência de chaveamento dos conversores é alta o suficiente para que as interfaces entre os conversores e as conexões CA possam ser realizadas utilizando fontes de tensão. Esta abordagem é utilizada por vários autores para obtenção de modelos de ordem reduzida como, por exemplo, em [39].

As subseções seguintes apresentam maiores detalhes do controle dos conversores, após a apresentação das transformações e referências empregadas.

### 2.5.1. Transformações lineares e sistemas referências

As grandezas trifásicas de corrente e tensão medidas no sistema  $abc$  são expressas no plano  $dq$  utilizando a transformação de Park ( $abc \rightarrow dq0$ ), desprezando a seqüência zero, efetivamente realizando  $abc \rightarrow dq$ . Neste plano, em diferentes referenciais rotacionais, são realizados os controles do gerador e dos conversores. A utilização desta transformação de coordenadas permite o desacoplamento das variáveis envolvidas, facilitando a manipulação das grandezas associadas ao controle do sistema. Esta abordagem é também conhecida como controle vetorial ([40]).

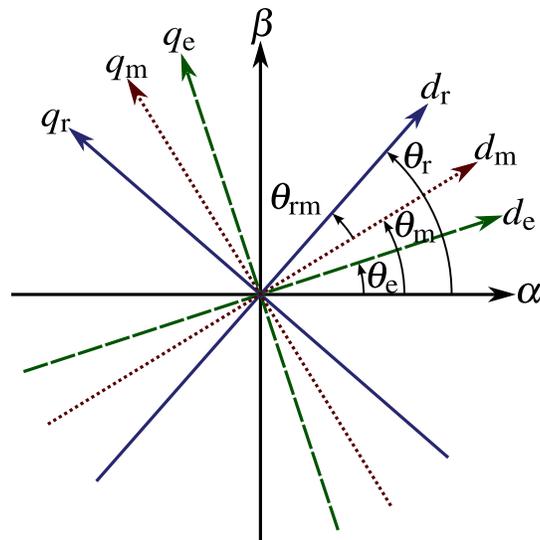


Figura 2.12: Representação dos referenciais e ângulos envolvidos nas transformações utilizadas.

Na Figura 2.12 estão ilustrados os referenciais utilizados na modelagem do controle da máquina, em que:

- $\alpha\beta$ : referencial estático;
- $dq_e$ : referencial (girante) elétrico da tensão do estator;
- $dq_m$ : referencial (girante) do fluxo mútuo da máquina;
- $dq_r$ : referencial (girante) mecânico do rotor;
- $\theta_r$ : posição angular instantânea mecânica do rotor;
- $\theta_e$ : posição angular instantânea da tensão do estator;
- $\theta_m$ : posição angular instantânea do fluxo mútuo da máquina;
- $\theta_{rm}$ : diferença entre os ângulos do rotor e do fluxo mútuo do gerador.

As regiões onde cada referencial é utilizado são mostradas na Figura 2.13.

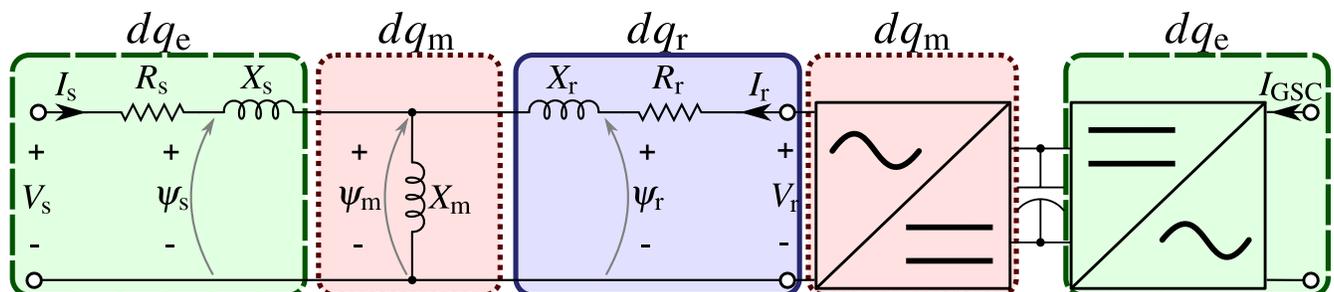


Figura 2.13: Utilização dos diferentes referenciais no modelo do gerador duplamente alimentado.

Para facilitar a manipulação de expressões, um vetor num referencial  $dq$  pode ser representado como um número complexo, no qual a parte real representa o eixo  $d$  e a parte imaginária, o eixo  $q$ .

A transformação  $abc \rightarrow dq$  pode ser realizada através de:

$$x_{dq} = K_r x_{abc} \quad (2.22)$$

onde as variáveis envolvidas são definidas pelas equações (2.23) a (2.25), para um dado ângulo de transformação  $\theta$ :

$$K_r = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \sin \theta & \sin(\theta - 2\pi/3) & \sin(\theta + 2\pi/3) \\ \cos \theta & \cos(\theta - 2\pi/3) & \cos(\theta + 2\pi/3) \end{bmatrix} \quad (2.23)$$

$$x_{abc} = \begin{bmatrix} x_a \\ x_b \\ x_c \end{bmatrix} \quad (2.24)$$

$$x_{dq} = \begin{bmatrix} x_d \\ x_q \end{bmatrix} \quad (2.25)$$

O valor utilizado para  $\theta_r$  é proveniente da saída disponível no modelo da máquina de indução do PSCAD/EMTDC. Caso não houvesse tal saída, seria possível obter a posição através da integração da velocidade do rotor. Numa implementação real, poderia ser utilizado um sensor de posição (*position encoder*) ou um estimador de estado.

Para o cálculo do valor de  $\theta_e$ , foi utilizado o componente PLL (*Phase-Locked Loop*) do PSCAD/EMTDC, aplicado sobre a tensão do estator após passar por um filtro passa-faixa em torno da frequência nominal (limites 50 e 70 Hz). Este filtro mostrou-se necessário depois de observado que distorções no sinal afetavam drasticamente o funcionamento do PLL, fazendo com que a fase do sinal de entrada não fosse mais acompanhada. Além disso, é razoável assumir que um equipamento real apresente seu funcionamento sintonizado em torno da frequência nominal.

Já o cálculo da posição angular do fluxo mútuo envolve as correntes do estator (no referencial  $dq_e$ ) e do rotor (no referencial  $dq_r$ ). O fluxo mútuo pode ser calculado em termos das correntes a partir de (2.12) e (2.13). O ângulo procurado,  $\theta_m$ , é o argumento do vetor  $\psi_m$ .

Para realizar a mudança de uma variável  $x$  no referencial  $r1$  para o referencial  $r2$ , é realizada uma rotação simples do ângulo  $\theta_{12}$ , que representa a diferença angular entre os dois referenciais. Esta transformação pode ser expressa por (2.26):

$$\begin{bmatrix} x_d \\ x_q \end{bmatrix}_{r2} = \begin{pmatrix} \cos \theta_{12} & -\text{sen } \theta_{12} \\ \text{sen } \theta_{12} & \cos \theta_{12} \end{pmatrix} \begin{bmatrix} x_d \\ x_q \end{bmatrix}_{r1} \quad (2.26)$$

O controle do conversor do lado da rede utiliza o referencial  $dq_e$  enquanto o controle do rotor é realizado no referencial  $dq_m$ .

Após a realização do cálculo das referências de tensão pelas malhas de controle dos conversores do lado da rede e da máquina, é realizada a transformação de Park inversa, resultando num conjunto de tensões no espaço  $abc$ , compatíveis com o restante dos modelos da simulação.

É importante esclarecer que apesar de os componentes das máquinas de indução do PSCAD/EMTDC utilizarem internamente a transformação de Park para representação dos modelos apresentados na Seção 2.4, não é provido acesso às variáveis internas no espaço  $dq0$ . Se fosse provido o acesso à leitura e à modificação das variáveis das máquinas, parte das transformações realizadas nesta seção para implementação dos controladores não seria necessária.

### 2.5.2. Controle do conversor conectado à rede

O conversor conectado à rede usualmente é responsável pelo controle da tensão do elo CC e sua corrente é regulada de forma a resultar em troca nula de potência reativa com a rede. Como será visto na próxima seção, o controle da troca de potência reativa entre gerador e a rede é realizado tipicamente através do conversor do lado do rotor.

No referencial  $dq_e$ , do estator, a componente direta da corrente do conversor representa a parcela ativa da corrente, *i.e.* componente de corrente responsável por controlar o intercâmbio de potência ativa entre o elo CC e a rede elétrica, ao passo que a componente em quadratura representa a parcela reativa, *i.e.* componente de corrente responsável por controlar o intercâmbio de potência reativa entre o elo CC e a rede elétrica. Portanto, o controle da tensão do elo CC é realizado pela componente  $I_d$  de corrente, e o diagrama do controle responsável pela manutenção desta tensão constante está ilustrado na Figura 2.14. O valor de referência  $V_{CC}^*$  é o valor nominal do elo CC. O erro da tensão do elo CC alimenta um controlador PI, resultando numa referência para a corrente  $I_d$ . O erro desta corrente por sua vez alimenta outro controlador PI, com constante de tempo maior, que terá como saída a referência  $V_d'$  utilizada para obter a tensão  $V_d$  a ser sintetizada pelo conversor do lado da rede. Na realidade, de forma simplificada, este conversor é responsável por injetar ou consumir potencia ativa

produzida/demandada pelo rotor da máquina. A opção em se manter a tensão do elo CC constante objetiva sobretudo viabilizar o controle de potência ativa e reativa através do conversor conectado ao rotor da máquina (como será discutido na próxima subseção), e não melhorar o desempenho energético da máquina por si só devido a injeção de potência ativa produzida pelo rotor ([41]).

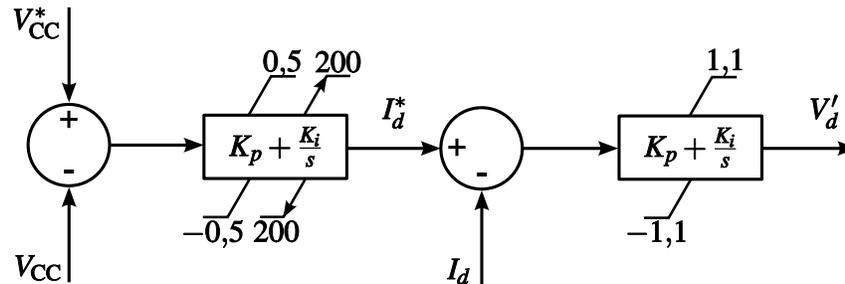


Figura 2.14: Malha de controle da tensão direta  $V_d$  do conversor da rede.

A referência da parcela reativa da corrente foi fixada em zero, resultando num balanço nulo de potência reativa. Tal forma de controle usualmente é empregada para evitar conflitos entre os controladores de potência reativa do conversor do rotor e da rede ou mesmo sobrecarregar os conversores ([41],[42]). O erro da corrente alimenta um controlador PI, como ilustrado na Figura 2.15, o que resultará no valor de correção  $V_q'$  utilizado para o controle de  $V_q$  a ser sintetizado pelo conversor do lado da rede.

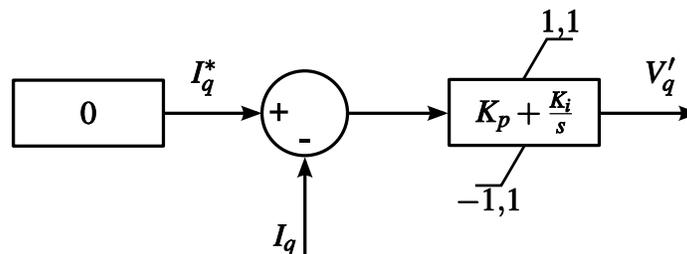


Figura 2.15: Malha de controle da tensão em quadratura  $V_q$  do conversor da rede.

Apesar de não estar mostrado nas figuras, a corrente total do conversor da rede é limitada em 0,5 pu. Além disso, é dada prioridade para a corrente  $I_d^*$ , que é responsável pela manutenção do nível de tensão do elo CC próximo ao valor nominal ([43]). A corrente  $I_q^*$  fica limitada (máximo em módulo) a um valor tal que o módulo da corrente seja menor que ou igual a 0,5 pu.

Como a conexão deste conversor é feita através de um transformador ou de um filtro, que apresentam resistência e reatância não nulas, é recomendável compensar os valores de referência calculados nas Figuras 2.14 e 2.15,  $V_d'$  e  $V_q'$ , antes de sua aplicação para o gerador de sinal que controla o conversor. Lembrando que neste trabalho cada conversor é representado por uma fonte de tensão trifásica controlada, a qual tem como saída as tensões  $V_a$ ,  $V_b$  e  $V_c$  determinadas a partir de  $V_d$  e

$V_q$ . A tensão trifásica  $V^*$  aplicada pelo conversor não é a tensão terminal do gerador; ela é a tensão vista pelo conversor abaixo do filtro de conexão ou transformador. Conforme ilustrado na Figura 2.16,  $V^*$  pode ser escrita como:

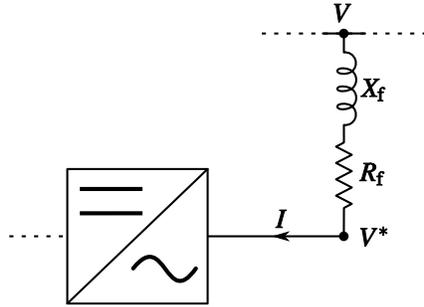


Figura 2.16: Conexão do conversor à rede.

$$V^* = V - V' - (R_f + jX_f) I \quad (2.27)$$

onde:

- $V^*$ : tensão a ser aplicada pelo conversor;
- $V$ : tensão terminal do gerador (da rede);
- $V'$ : parcela de correção da tensão calculada pelas malhas de controle anteriores;
- $R_f$ : resistência do filtro de conexão do conversor à rede;
- $X_f$ : reatância do filtro de conexão do conversor à rede;
- $I$ : corrente entrando no conversor da rede.

No referencial  $dq_e$ , pode-se escrever (2.27) como:

$$(V_d^* + jV_q^*) = (V_d + jV_q) - (V_d' + jV_q') - (R_f + jX_f)(I_d + jI_q) \quad (2.28)$$

ou

$$V_d^* = V_d - V_d' - R_f I_d + X_f I_q \quad (2.29)$$

e

$$V_q^* = V_q - V_q' - R_f I_q - X_f I_d \quad (2.30)$$

Deve ser observado que o valor de  $V_q$  é nulo, já que o referencial da rede é alinhado com a tensão terminal.

Os valores calculados em (2.29) e (2.30) devem ser convertidos de pu para kV e aplicados pela fonte de tensão. A conversão envolve o índice de modulação do conversor ([40],[43]), que pode ser calculado por:

$$m = 2\sqrt{\frac{2}{3}} \frac{V_n}{V_{CC}} \quad (2.31)$$

onde:

- $m$** : índice de modulação do conversor
- $V_n$** : tensão de linha nominal, do gerador
- $V_{CC}$** : tensão do elo CC

A magnitude de  $V^*$  é multiplicada pelo índice de modulação, limitada a 1 pu, passando em seguida por um ganho de  $(V_{CC}/2)$ . Após a transformação  $dq \rightarrow abc$ , tem-se o vetor de tensões instantâneas que devem ser aplicadas pela fonte de tensão trifásica que representa o conversor.

### 2.5.3. Controle do conversor conectado ao rotor

O conversor do lado do rotor controla as potências ativa e reativa injetadas pelo gerador através do estator da máquina. A implementação do controle da potência reativa permite dois modos de controle: direto, tentando alcançar uma referência de potência reativa; e indireto, através do controle de tensão.

Para o modo de controle de potência reativa, o controle segue o diagrama da Figura 2.17, onde o erro da potência reativa é a entrada de um controlador PI, resultando na referência de corrente  $I_d^*$ . Deve ser observado que os sinais da referência e do valor da corrente da potência reativa estão trocados para consistência com a transformação  $abc \rightarrow dq$  utilizada. Ressalta-se que a potência reativa é medida no ponto de conexão do gerador, portanto, caso o conversor da rede injete ou consuma potência reativa, isso será considerado pelo controlador.

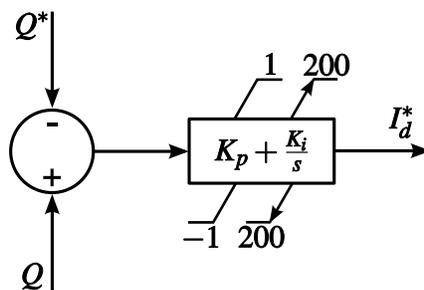


Figura 2.17: Controle da referência da corrente direta do rotor utilizando uma referência de potência reativa.

O modo de controle de tensão terminal inclui um termo de compensação com estatismo (*droop*) no cálculo do erro da tensão de forma a evitar instabilidade do controlador. A corrente reativa total do gerador no referencial da rede é a soma das correntes no eixo  $q$  injetada através do estator da máquina ( $I_{q,\text{estator}}$ ) e através da conversor da rede ( $I_{q,\text{GSC}}$  em que GSC significa *Grid-Side Converter*). Esta corrente reativa total multiplicada pelo ganho  $X_{\text{dr}}$  resulta num valor de compensação  $V'_{\text{dr}}$ . Esta compensação é subtraída do valor de referência de tensão terminal do gerador, resultando numa tensão de referência efetiva,  $V_{\text{ef}}^*$ . Desta forma, se o gerador injeta potência reativa na rede, a tensão de referência efetiva será menor que a referência original, ao passo que se o gerador consome potência reativa da rede, a referência efetiva será maior que a original. Para a troca nula de reativos com a rede, a referência efetiva de tensão é igual ao valor original. Esta característica está ilustrada na Figura 2.18, onde a referência original foi marcada com um ponto.

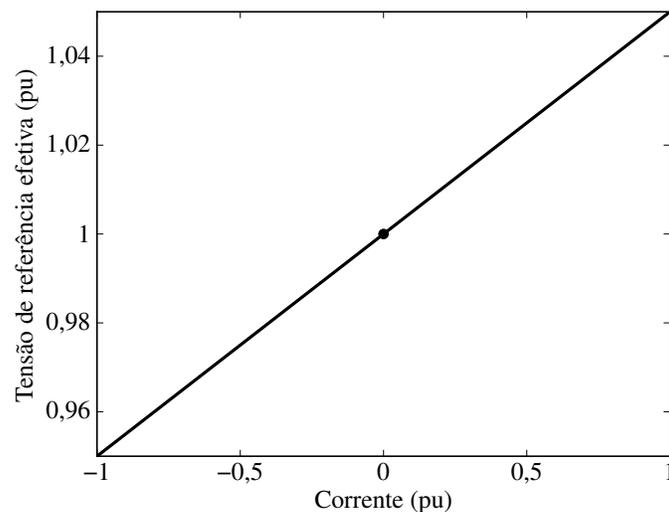


Figura 2.18: Compensação *droop* da tensão terminal de referência.

Após a compensação, o erro da tensão calculado é aplicado a um controlador PI, resultando na referência de corrente  $I_d^*$ , conforme Figura 2.19.

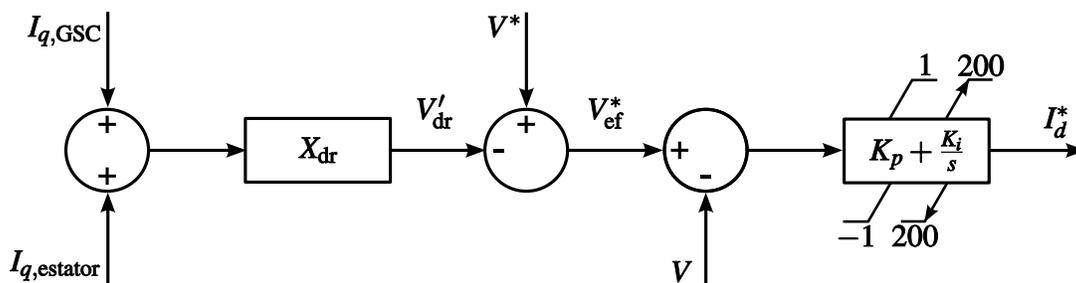
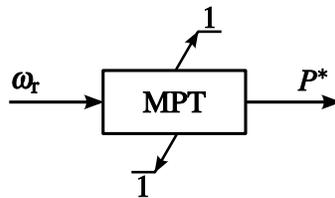


Figura 2.19: Controle da referência da corrente direta do rotor utilizando uma referência de tensão do estator, com *droop*.

Para o controle de potência ativa, duas estratégias foram testadas. A primeira foi usar um controlador PI, análogo ao da Figura 2.17, enquanto que a segunda envolve o cálculo direto da corrente

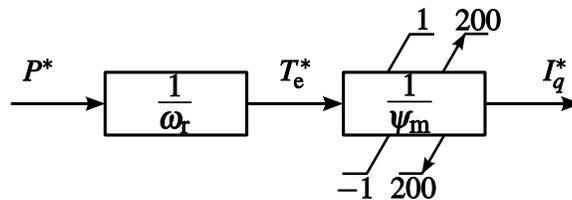
desejada através do fluxo mútuo e foi a abordagem escolhida para ser representativa deste tipo de gerador neste trabalho, pois esta é a forma de controle empregada pelo principais fabricantes. Outras estratégias complementares como, por exemplo, a inclusão de termos para a realização de amortecimento ativo ([8]) e ou de termos para compensação e controle de frequência ([44]-[46]), não foram exploradas.

A referência de potência ativa é calculada utilizando a técnica de rastreamento da potência máxima (MPT), conforme exposto na Seção 2.3.2 e apenas simbolizado na Figura 2.20. A partir de um valor de velocidade, calcula-se a potência ótima da turbina. Este valor é transformado da base da turbina para a base do gerador, resultando no valor  $P^*$  indicado. A taxa de variação da potência de referência é limitada em 1 pu/s.



**Figura 2.20: Referência da potência ativa através de MPT.**

A partir da referência de potência ativa é então calculada uma referência de corrente, conforme a Figura 2.21. Dividindo o valor de referência da potência pela velocidade do rotor, obtém-se uma referência para o torque eletromagnético. Se desprezada a resistência do rotor, pode-se mostrar que o torque eletromagnético depende diretamente da corrente  $I_q$  do rotor e do fluxo mútuo ([43],[47]), e dessa forma pode-se calcular a referência da corrente dividindo esse torque pelo fluxo mútuo.



**Figura 2.21: Controle da referência da corrente em quadratura do rotor utilizando o fluxo mútuo.**

Assim como para o conversor do lado da rede, a corrente total do conversor do rotor é limitada através das referências de corrente. É dada prioridade para a corrente  $I_d^*$ , ou seja, ao controle relacionado à potência reativa. A corrente  $I_q^*$  fica limitada (máximo em módulo) a um valor tal que o módulo da corrente seja menor que ou igual a 1 pu. Os valores calculados para  $I_d^*$  e  $I_q^*$  alimentam um segundo nível de controle, ilustrado na Figura 2.22, que calculam as tensões de referência  $V_d^*$  e  $V_q^*$  através de dois controladores PI.

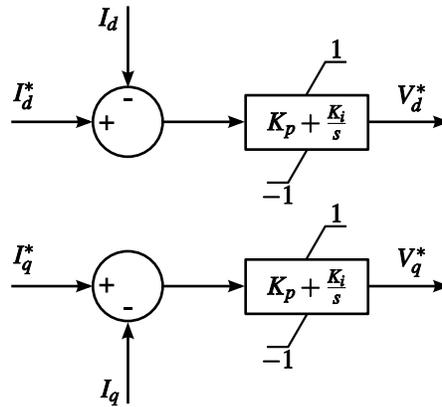


Figura 2.22: Malhas de controle para o cálculo das referências de tensão.

Para que o controle das correntes seja eficiente, deve-se levar em consideração o acoplamento entre o estator e o rotor da máquina, além da própria presença da impedância do rotor, que resulta no acoplamento cruzado entre as componentes direta e em quadratura da tensão. Termos de compensação são adicionados a  $V^*$  para a obtenção da tensão efetiva  $V_{ef}^*$  a ser aplicada pelo conversor. Um circuito simplificado do rotor, evidenciando as correntes e impedâncias envolvidas, está representado na Figura 2.23, com a corrente  $I_s$  representada no referencial mútuo.

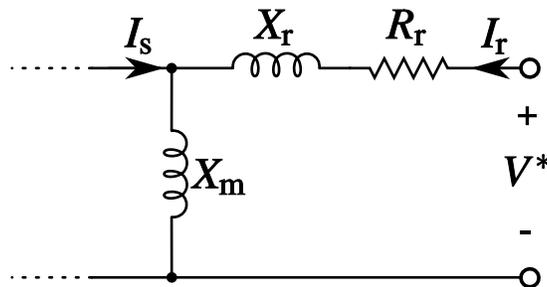


Figura 2.23: Circuito simplificado do rotor.

Utilizando  $X_m$  e  $X_r$  como as reatâncias das indutâncias na frequência de escorregamento  $s$ , pode-se escrever:

$$V_{ef}^* = V^* + (R_r + jX_r + jX_m) I_r + jX_m I_s \quad (2.32)$$

Ou na representação  $dq$ :

$$V_{d,ef}^* + jV_{q,ef}^* = V_d^* + jV_q^* + (R_r + jX_r + jX_m) (I_{d,r} + jI_{q,r}) + jX_m (I_{d,s} + jI_{q,s}) \quad (2.33)$$

Separando as partes real e imaginária, tem-se:

$$V_{d,ef}^* = V_d^* + R_r I_{d,r} - (X_r + X_m) I_{q,r} - X_m I_{q,s} \quad (2.34)$$

e

$$V_{q,ef}^* = V_q^* + R_r I_{q,r} + (X_r + X_m) I_{d,r} + X_m I_{d,s} \quad (2.35)$$

É importante notar que, apesar de serem comumente desprezados com base na suposição de que os controladores PI das correntes conseguem naturalmente se compensar, os termos de compensação não são tão insignificantes, principalmente para o controle da potência ativa. Em [48] foi mostrado que a resposta da potência ativa frente a um degrau na corrente  $I_q^*$  do rotor utilizando os termos de compensação é bem mais rápida, além de não apresentar oscilações significativas.

Os valores calculados pelas expressões (2.34) e (2.35) são convertidos para kV e aplicados pela fonte de tensão trifásica controlada utilizada para representar o conversor, de forma análoga ao que é realizado para o conversor do lado da rede na Seção 2.5.2.

#### 2.5.4. Elo CC

O elo de corrente contínua (ou elo CC) que interliga os dois conversores foi modelado como um capacitor e com base no princípio de conservação de energia. A corrente que alimenta esse capacitor é calculada pelo balanço da potência instantânea entre os dois conversores. Lembrando que as correntes são medidas entrando no conversor da rede e saindo do conversor do rotor, a corrente no elo é calculada pela expressão (2.36) e a tensão através de (2.37):

$$I_{CC} = \frac{P_{GSC} - P_{RSC}}{V_{CC}} \quad (2.36)$$

$$V_{CC} = \int \frac{I_{CC}}{C_{CC}} dt \quad (2.37)$$

onde:

$I_{CC}$ : corrente do elo CC.

$P_{GSC}$ : potência consumida pelo conversor da rede.

$P_{RSC}$ : potência fornecida pelo conversor do rotor.

$C_{CC}$ : capacitância do elo CC.

A simulação é iniciada com  $V_{CC}$  igual ao valor nominal da tensão do elo ( $V_{CC,nom}$ ).

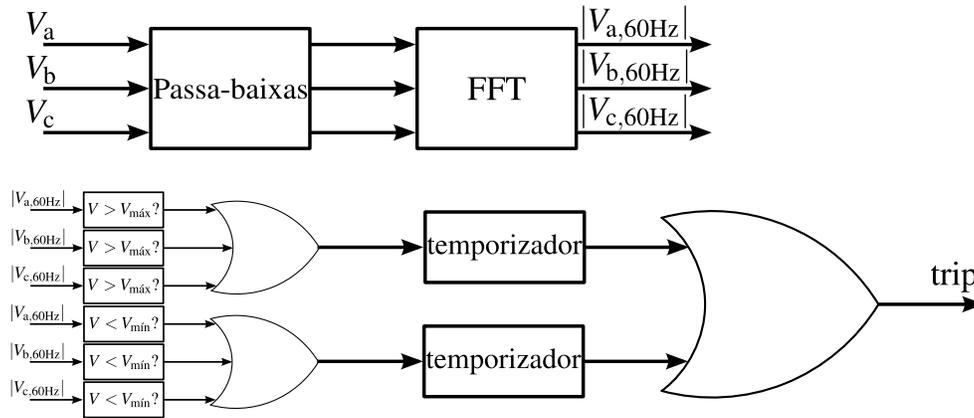
Pelas expressões (2.36) e (2.37), para que a corrente  $I_{CC}$  se torne nula resultando em  $V_{CC}$  constante, a potência líquida deve ser nula, ou seja, a potência fornecida ou consumida pelo rotor do gerador é injetada na rede ou retirada desta pelo conversor conectado ao sistema ([34]).

## 2.6. Relé de Tensão

Um dos maiores problemas para a implementação dos modelos dos relés é a escolha da forma de medição das grandezas. Para o relé de tensão, pode-se utilizar, por exemplo, medição através do valor RMS calculado pelo PSCAD/EMTDC ou através de transformadas. O valor RMS calculado pelo PSCAD/EMTDC é de fácil obtenção, mas inclui frequências não desejadas se não for aplicado um filtro adequado. Neste contexto, é importante observar que o medidor do PSCAD/EMTDC (“*multimeter*” e outros componentes) não é apropriado para todos os casos, pois não mede o valor RMS diretamente, já que são utilizados artifícios para tornar o cálculo mais rápido e que tornam o medidor válido somente para casos em que a frequência não varia muito e em que não haja outras componentes além da fundamental.

A abordagem utilizada neste trabalho emprega a transformada rápida de Fourier (FFT), também disponível no PSCAD/EMTDC. Mais complexa, mas de uso comum, permite calcular o valor da componente fundamental. A opção de rastreamento de frequência do componente “*fft — On-Line Frequency Scanner*”, foi desativada, medindo-se sempre o valor associado à fundamental em 60 Hz, de forma a emular o comportamento típico de relés comerciais ([49]). Desta forma, um desvio na frequência do sinal resulta numa medição não-precisa. Apesar disso, o desvio não afeta significativamente o funcionamento dos relés para frequências próximas à nominal.

A transformada é aplicada para os sinais das três tensões filtrados através de um passa-baixas de 360 Hz. Cada um dos três valores resultantes é então comparado aos limites de tensão utilizados (0,5 pu e 1,2 pu). O conjunto de três sinais é convertido para um sinal utilizando uma porta “ou” e este é aplicado a um temporizador. Assim, para que o sinal de desconexão (*trip*) seja gerado, é necessário que uma ou mais das tensões permaneçam fora dos limites permitidos por um intervalo superior ao tempo programado no temporizador. Esta lógica de detecção é baseada em [49]. Um diagrama representando o modelo é apresentado na Figura 2.24.



**Figura 2.24: Modelo do relé de tensão.**

No modelo em PSCAD/EMTDC, cujo diagrama está reproduzido no item A.2.1 do apêndice, as funções de sobretensão e subtensão possuem sinais de *trips* separados, sendo processados através de uma porta “ou” fora do modelo do relé. Embora não tenha sido realizada uma verificação experimental, espera-se que este modelo de relé seja próximo o suficiente dos modelos utilizados pelos equipamentos comerciais ([49]).

## 2.7. Relé de Frequência

Para a escolha e a implementação do modelo de simulação do relé de frequência, foram avaliadas diferentes alternativas para a medição da frequência: PLL, cruzamento de zero e FFT.

O componente que implementa o PLL no PSCAD/EMTDC, além do ângulo de fase do sinal utilizado na Seção 2.5.1, também disponibiliza o valor da frequência rastreada. Infelizmente, frente à presença de distorções no sinal, esse componente pode não conseguir mais rastrear a frequência e mantém o último valor calculado — isto acontece mesmo para valores de frequência próximos ao nominal. Como a empresa que desenvolve o programa não disponibiliza documentação detalhada explicando o comportamento do modelo do PLL, optou-se por não utilizá-lo para a medição de frequência.

Outra alternativa seria calcular o período do sinal através da detecção de seu cruzamento com o zero. Para um sinal senoidal sem distorções e deslocamento de nível CC, ocorre um cruzamento com o zero a cada meio ciclo. Desta forma, pode-se calcular a frequência como sendo a metade do inverso do período entre dois cruzamentos com o zero. Com a presença de distorções, mesmo que pequenas, a qualidade da frequência medida é facilmente degradada, já que podem ocorrer múltiplos cruzamentos num semiciclo do sinal fundamental. Isto pode tornar o valor medido inutilizável.

Assim como para o relé de tensão, optou-se novamente por utilizar o componente do PSCAD/EMTDC para o cálculo da FFT de um sinal trifásico. Além das diversas amplitudes das

componentes, esse componente apresenta uma opção de rastreamento da frequência fundamental e comparativamente o resultado deste rastreamento mostrou-se confiável mesmo na presença de ruído. Desta forma, apesar de ser comum utilizar o cruzamento com o zero em implementações de relés reais ([49]), preferiu-se utilizar FFT. Para garantir uma medida somente em torno da fundamental, foi utilizado um filtro passa-faixa de limite inferior de 40 Hz e superior de 80 Hz.

É realizada uma média móvel dos seis últimos ciclos (em 60 Hz) do sinal de frequência medido pelo FFT e finalmente a média é comparada com os valores limites (57 Hz e 62 Hz), passando por um temporizador. Uma representação simplificada do modelo implementado é mostrada na Figura 2.25 e o diagrama completo do PSCAD está reproduzido no apêndice, item A.2.2.

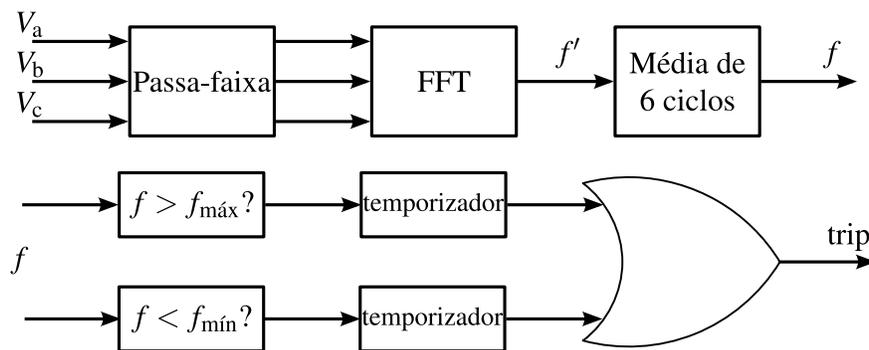


Figura 2.25: Representação simplificada do modelo do relé de frequência.

## 2.8. Sistema Elétrico

O diagrama unifilar do sistema elétrico utilizado está mostrado na Figura 2.26. O sistema utilizado foi o mesmo para os dois tipos estudados de gerador, com exceção de que para o gerador com rotor em gaiola foi conectado um banco de capacitores na barra 4. A tensão do secundário do transformador entre as barras 3 e 4, indicada por  $V_b$  na Figura 2.26, também é diferente para os dois casos, sendo 0,69 kV para o gerador com rotor em gaiola e 0,575 kV para o gerador duplamente alimentado.

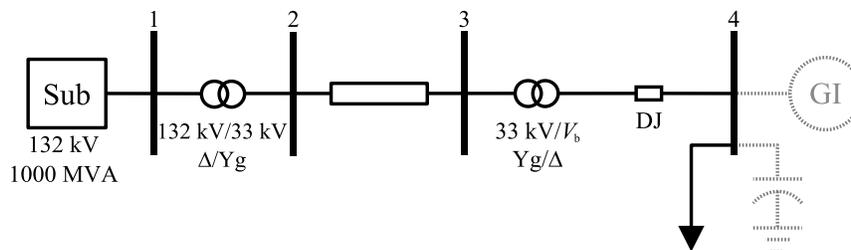


Figura 2.26: Diagrama unifilar do sistema elétrico.

Para o gerador de indução com rotor em gaiola de esquilo, o *tap* do transformador 1-2 é ajustado de forma a tentar manter a tensão pré-ilhamento da barra 4 dentro dos limites 0,95 pu e 1,05 pu. O *tap* é limitado entre 0,9 e 1,1.

A subestação “Sub” é modelada como uma fonte de tensão trifásica ideal atrás da impedância de curto-circuito, a linha 2-3 é modelada como uma impedância simples, e os transformadores utilizam a implementação do modelo clássico disponível no PSCAD/EMTDC.

A carga foi modelada como impedância constante, visto que os trabalhos que avaliam a detecção de ilhamento com relés de tensão e de frequência para geradores síncronos e inversores demonstram que esta modelagem é a mais pessimista ([50],[51]). No PSCAD/EMTDC, foi utilizado um ramo cujos valores de resistência, de capacitância e de indutância são ajustados ao iniciar a simulação. Os valores de potência nominal da carga foram passados através do *script* de controle em Python.

O ilhamento é realizado através da abertura do disjuntor “DJ” após o sistema ter alcançado regime permanente. Os parâmetros e outros dados de entrada dos modelos podem ser encontrados no apêndice, Tabelas A.3 e A.8.

## **CAPÍTULO 3:**

# **GERADOR DE INDUÇÃO COM ROTOR EM**

# **GAIOLA DE ESQUILO**

Neste capítulo, inicialmente apresenta-se o comportamento do gerador de indução com rotor em gaiola de esquilo durante ocorrências de ilhamentos seguido dos estudos das zonas de não-deteção do sistema de proteção composto por relés de tensão e de frequência obtidas através de simulações. As características das zonas de não-deteção são analisadas através de estudos de sensibilidade e detalhes relevantes são explorados.

### ***3.1. Comportamento do Gerador de Indução com Rotor em Gaiola de Esquilo Durante Ocorrências de Ilhamentos***

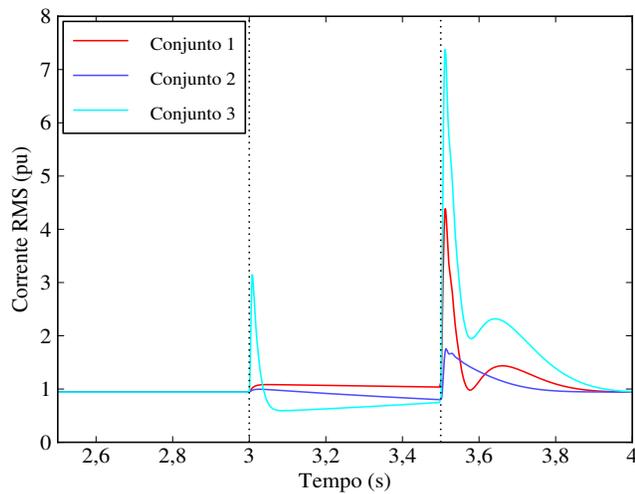
A análise do comportamento de geradores de indução com rotor em gaiola não tem chamado muito a atenção da comunidade científica e tecnológica visto que é bem sabido que tal tipo de gerador não é hábil a manter sua excitação por longos períodos ([23]). No entanto, para certas condições de ilhamento, como a combinação de carga-geração, nível de compensação de potência reativa e parâmetros do conjunto turbina-gerador, o sistema ilhado pode se manter em operação sem variações suficientemente elevadas das grandezas elétricas para o que o sistema de proteção antiilhamento detecte tal situação dentro do intervalo de tempo exigido pela concessionária. Esta operação ilhada não-proposital, também conhecida como ilhamento não-intencional, tem grandes chances de causar problemas de qualidade de energia para o consumidor bem como danificar as cargas do subsistema

ilhado ou mesmo o gerador. Por exemplo, no caso em que a concessionária utilize religadores automáticos, tal religamento pode ocorrer antes do gerador ser desconectado levando a consideráveis transitórios eletromecânicos no conjunto turbina-gerador. Esses transitórios podem acarretar danos à máquina, resultando em redução de sua vida útil.

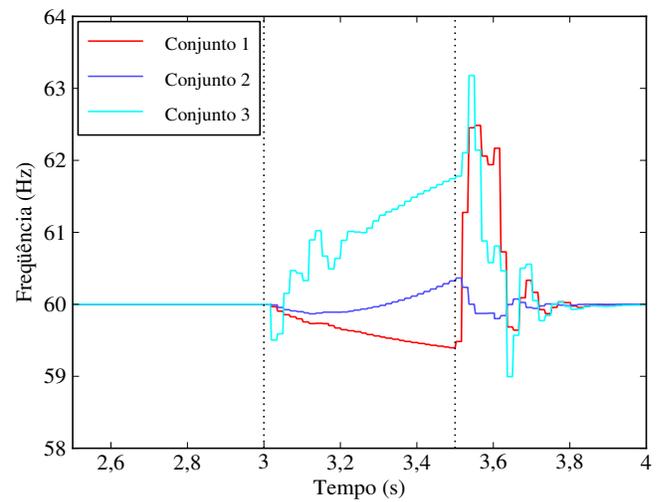
Com o objetivo de investigar os transitórios causados pela atuação de um religador automático após a ocorrência de um ilhamento diversas simulações de transitórios eletromagnéticos foram realizadas. Alguns desses resultados são apresentados na Figura 3.1 considerando que o religamento ocorre em 500 ms após o início do ilhamento e para os três diferentes conjuntos de carga e compensação de potência reativa listados na Tabela 3.1. Tais gráficos ilustram o comportamento das principais grandezas de interesse durante um ilhamento seguido de um religamento, cujos instantes são indicados no tempo por duas linhas verticais tracejadas. Nota-se que em tais casos, os ajustes típicos dos relés de tensão (0,5 pu e 1,2 pu) e de frequência (57 Hz e 62 Hz) não detectariam o ilhamento antes da atuação do religador. Observa-se que, no instante do religamento, a corrente fornecida pelo gerador atinge picos bastante elevados e variações bruscas são notadas no torque eletromagnético. Isso pode causar sérios problemas ao conjunto turbina-gerador como redução drástica de vida útil ou mesmo causar problemas para outras cargas instaladas próxima ao gerador devido, por exemplo, ao afundamento de tensão. Em vista desse comportamento, verifica-se que tais geradores devem ser equipados com proteção antiilhamento, sobretudo na presença de religadores automáticos.

**Tabela 3.1: Potências nominais das cargas e bancos de capacitores para os exemplos de religamento.**

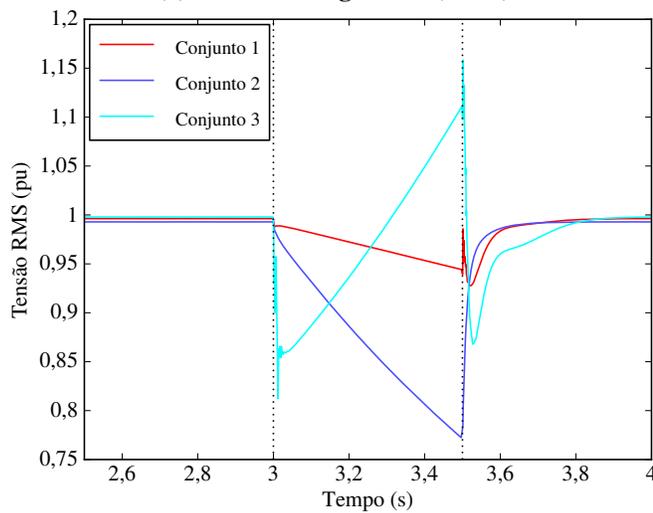
<b>Parâmetro</b>	<b>Conjunto 1</b>	<b>Conjunto 2</b>	<b>Conjunto 3</b>
Potência nominal do banco de capacitores (MVA)	1,0	0,7	0,8
Potência ativa nominal da carga (MW)	1,65	1,45	0,9
Potência reativa nominal da carga (Mvar)	0,2	0,05	0,15



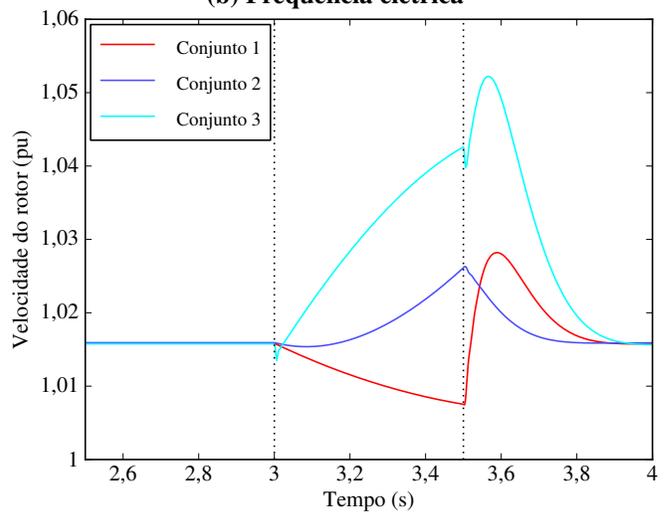
(a) Corrente do gerador (RMS)



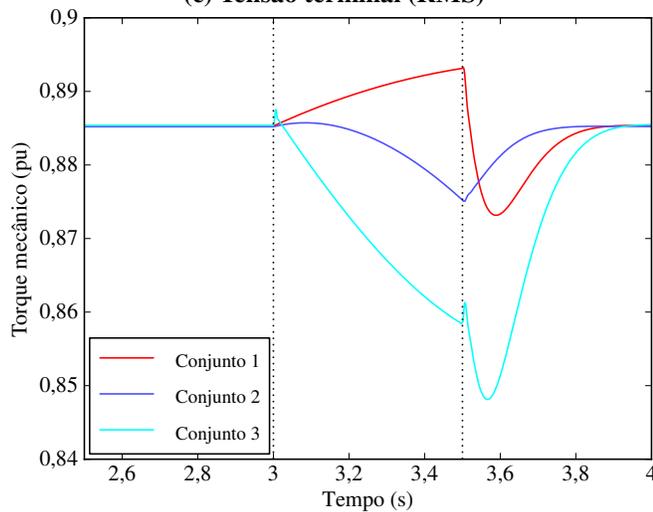
(b) Frequência elétrica



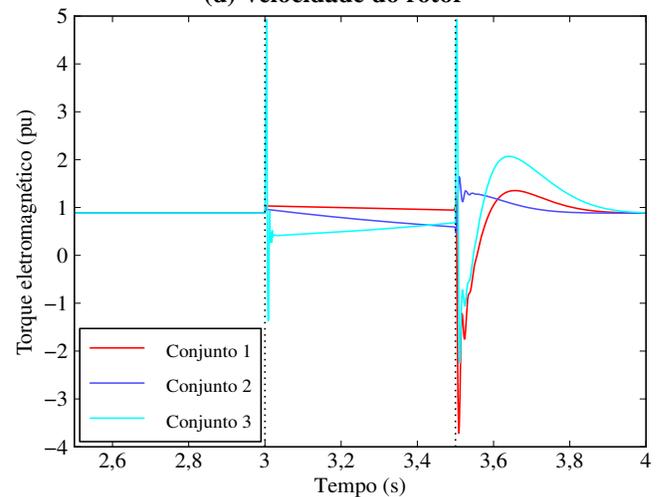
(c) Tensão terminal (RMS)



(d) Velocidade do rotor



(e) Torque mecânico



(f) Torque eletromagnético

Figura 3.1: Comportamento de diversas grandezas frente a um ilhamento em 3 s seguido da atuação de um religador em 3,5 s considerando três diferentes conjuntos de carga.

### **3.2. Zonas de Não-Detecção**

Como mencionado, a principal ferramenta empregada neste trabalho para investigar a eficiência do sistema de proteção antiilhamento compostos por relés de tensão e de frequência é a Zona de Não-Detecção (ZND). Portanto, nesta seção, apresenta-se uma breve introdução a essa metodologia bem como detalhes computacionais de como obtê-las via sucessivas simulações de transitórios eletromagnéticos. Mais detalhes sobre essa metodologia podem ser obtidos em [24].

#### **3.2.1. Definição**

Uma zona de não-detecção é definida como a região no espaço de desbalanço de potência reativa versus desbalanço de potência ativa em que o sistema de proteção antiilhamento não consegue detectar a situação de ilhamento dentro do tempo especificado ([29]). Ressalta-se que o termo desbalanço de potência, neste contexto, refere-se à diferença entre geração e carga (mais perdas) no subsistema ilhado no instante de ocorrência do ilhamento. Para os relés de tensão e de frequência analisados neste trabalho, a não-detecção significa que os valores de tensão ou de frequência permanecem dentro dos limites estabelecidos na configuração dos relés durante o período de tempo máximo exigido para detecção do ilhamento, ou seja, o relé não é apto a detectar a situação de ilhamento em tempo hábil. A idéia de representar o comportamento do sistema de proteção antiilhamento nos espaço de desbalanço de potência deriva do fato que grandes desbalanços de potências ativa e reativa causam grandes variações de frequência e tensão, respectivamente, na presença de geradores rotativos, facilitando a detecção do ilhamento, ao passo que pequenos desbalanços causam pequenas variações dessas grandezas, dificultando a detecção do ilhamento.

Esse conceito pode ser inicialmente explorado a partir das curvas de desempenho dos relés ([24]). Uma curva de desempenho é um gráfico no qual o eixo horizontal representa o desbalanço de potência ativa ou o desbalanço de potência reativa, representado em pu na base do gerador, no subsistema ilhado, e o eixo vertical representa o tempo necessário, após a ocorrência do ilhamento, para que o relé em estudo detecte a situação de operação isolada do gerador. Um exemplo de curva de desempenho obtido para o sistema teste está ilustrado na Figura 3.2. Com base nessa figura, verifica-se que para níveis pequenos de desbalanço de potência, o tempo de detecção cresce consideravelmente, como era esperado. Uma dificuldade em empregar as curvas de desempenho para analisar sistemas de proteção compostos simultaneamente de relés baseados em medidas de tensão e de frequência é que é necessário representar os resultados em dois planos. A eficiência dos relés baseados em medidas de frequência só é adequadamente analisada no espaço tempo de detecção versus desbalanço de potência

ativa, ao passo que, no caso dos relés baseados em medidas de tensão, deve-se empregar o espaço tempo de detecção versus desbalanço de potência reativa. Isso dificulta a visualização da eficiência do sistema como um todo, e pode ser superado com o uso das zonas de não-deteção, ao custo de se perder a informação sobre o tempo de detecção.

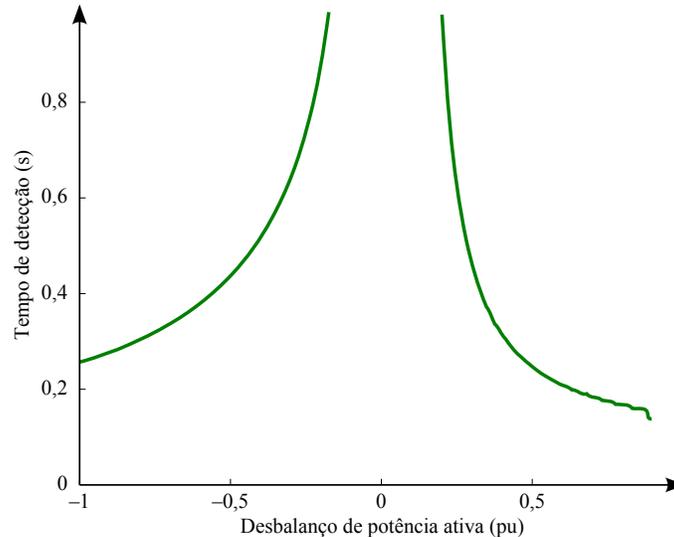


Figura 3.2: Exemplo de uma curva de desempenho de relé.

A zona de não-deteção, portanto, pode ser interpretada como o mapeamento de várias curvas de desempenho em relação ao desbalanço de potência ativa e de várias curvas de desempenho em relação ao desbalanço de potência reativa, fixando-se um tempo máximo de detecção. Este mapeamento está ilustrado na Figura 3.4. Ressalta-se que os valores em pu de desbalanço de potência ativa e reativa são calculados na base de potência do gerador.

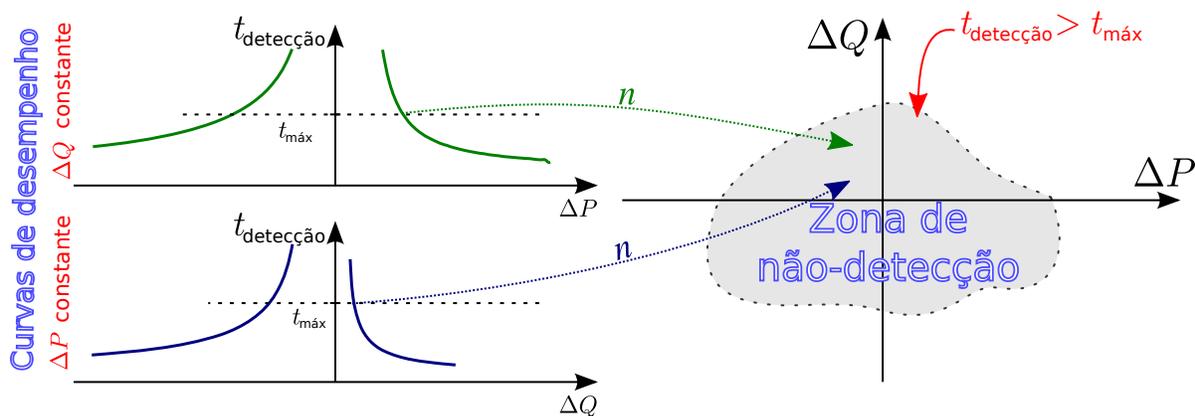


Figura 3.3: Mapeamento de curvas de desempenho de relé para a confecção da zona de não-deteção.

### 3.2.2. Particularidades para geradores de indução

Enquanto que, para geradores síncronos e geradores conectados à rede através de inversores, a relação entre potência ativa e potência reativa do gerador apresentam certo grau de independência, o

mesmo não acontece para geradores de indução com rotor em gaiola conectados sem intermédio de conversores visto que para uma determinada tensão terminal, o consumo de potência reativa e a geração de potência ativa são determinados pelo escorregamento da máquina. Apresentando, portanto, uma relação única entre potência ativa e potência reativa.

Para exemplificar esta dependência entre os valores potência ativa e reativa, foi realizado um estudo com a máquina do sistema teste utilizando o PSCAD/EMTDC para a determinação de seu diagrama circular, também conhecido como diagrama de Heyland ([52]), o qual é apresentado na Figura 3.4. Nesse estudo foram fixados três valores de tensão e a velocidade foi variada entre 0 e 1,5 pu, conseqüentemente variando o escorregamento  $s$  da máquina de 1 a  $-0,5$ . O resultado são as três circunferências mostradas, cada uma representando a relação entre as potências ativa e reativa (em regime permanente) e o escorregamento da máquina para um determinado valor de tensão.

Essa dependência entre potência ativa e reativa resulta em formas de zonas de não-deteccção bastante diferentes daquelas apresentadas nos casos de geradores conectados via inversores e de geradores síncronos, as quais podem ser bem aproximadas pela área de quadriláteros. Com o intuito de mostrar algumas características do acoplamento da potência ativa à reativa, foram realizadas simulações para a confecção de algumas curvas de desempenho para os relés de tensão e de frequência utilizados, considerando o sistema teste, as quais são expostas na Figura 3.5.

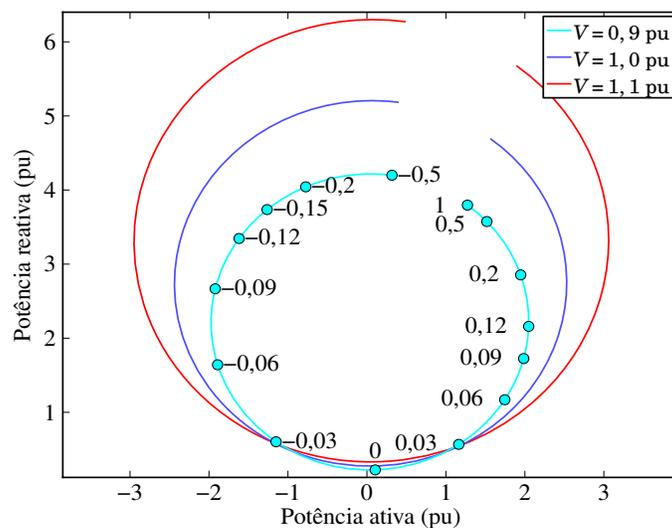


Figura 3.4: Diagrama circular da máquina de indução utilizada nas simulações, com alguns valores de escorregamento marcados para  $V = 0,9$  pu.

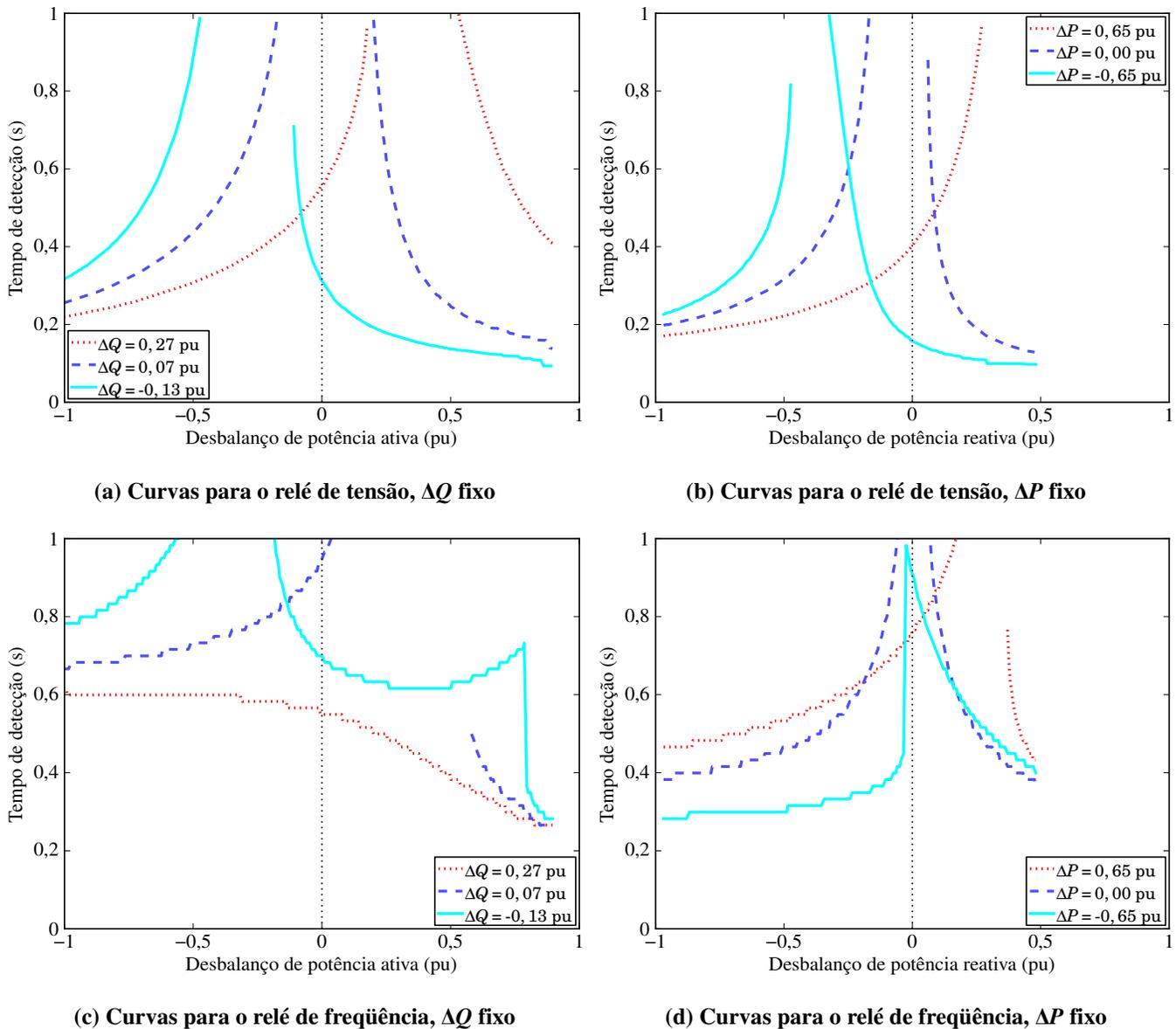


Figura 3.5: Curvas de desempenho dos relés de tensão e frequência, utilizando diferentes restrições.

É comum que parte do consumo de potência reativa de um gerador de indução seja compensada localmente através de uso de bancos de capacitores instalados próximo ao gerador. A presença desses bancos de capacitores associado ao comportamento indutivo do gerador pode resultar em ressonância entre esses elementos. Esta ressonância é uma das condições para que o gerador opere auto-excitado em regime permanente dificultando a detecção do ilhamento. No entanto, mesmo que as condições não sejam suficientes para operação auto-excitada, o tempo para que o gerador perca sua excitação pode ser alto o suficiente para considerar que o sistema de proteção falhou.

### 3.2.3. Obtenção das zonas de não-deteccção

Neste trabalho, cada zona de não-deteccção foi obtida através da simulação de centenas ou milhares de diferentes configurações de carga, geração, capacitor e parâmetros da máquina. Para um determinado valor de capacitor e um conjunto de parâmetros da máquina de indução, é executado um laço que percorre o espaço da carga ( $P_{\text{carga}} \times Q_{\text{carga}}$ ). O passo utilizado para a obtenção da zona de não-deteccção resulta em uma grade aproximadamente regular de resolução de cerca de 0,02 pu por 0,02 pu na base de potência do gerador.

Utilizou-se um par de eixos determinado pelos desbalanços de potência ativa e de potência reativa, respectivamente eixo horizontal e eixo vertical. Desta forma as coordenadas do eixo vertical ( $x$ ) e do eixo horizontal ( $y$ ) são calculadas pelas expressões (3.1) e (3.2), respectivamente. Os valores dos fluxos de potência ativa ( $P$ ) e de potência reativa ( $Q$ ) são medidos no instante de ocorrência do ilhamento (de fato isso é determinado pelo fluxo de potência ativa e reativa no disjuntor “DJ”).

$$x = \Delta P = P_{\text{gerador}} + P_{\text{carga}} \quad (3.1)$$

$$y = \Delta Q = Q_{\text{gerador}} + Q_{\text{carga}} + Q_{\text{capacitor}} \quad (3.2)$$

Considerando que a tensão do terminal do gerador é controlada através do ajuste do tap do transformador da subestação para que fique entre os limites aceitáveis de operação em regime (0,95/1,05 pu), pode-se determinar, de forma aproximada, os valores limites de potência ativa gerada e a potência reativa consumida pelo gerador como constante em toda a região simulada (calculado considerando que a tensão terminal é igual a 1 pu). Nos casos simulados neste capítulo, a potência reativa da carga ( $Q_{\text{carga}}$ ) assumiu somente valores negativos ou nulos, ou seja, na convenção adotada, a carga tem fator de potência indutivo ou unitário. A potência reativa ( $Q_{\text{gerador}}$ ) consumida pelo gerador também é negativa, e para a operação nominal assume cerca de  $-0,5$  pu na base do gerador, no caso base. Já a potência reativa fornecida pelo capacitor sempre apresentará valores positivos. Pode-se então calcular o valor mais alto de desbalanço de potência reativa  $\Delta Q_{\text{máx}}$ , que por sua vez representa a maior coordenada vertical  $y_{\text{máx}}$  que pode ser atingida, como:

$$y_{\text{máx}} = \Delta Q_{\text{máx}} = \left| Q_{\text{capacitor}} \right| - \left| Q_{\text{gerador}} \right| \quad (3.3)$$

que ocorrerá com carga reativa nula. O valor máximo alcançado pela coordenada horizontal é definido por:

$$x_{\text{máx}} = \Delta P_{\text{máx}} = \left| P_{\text{gerador}} \right| \quad (3.4)$$

De forma análoga, pode-se calcular os mínimos da região simulada por:

$$x_{\min} = \Delta P_{\min} = |P_{\text{gerador}}| - |P_{\text{carga}}| \quad (3.5)$$

$$y_{\min} = \Delta Q_{\min} = |Q_{\text{capacitor}}| - |Q_{\text{gerador}}| - |Q_{\text{carga}}| \quad (3.6)$$

Utilizando as expressões (3.3) a (3.6), rearranjando para as variáveis de controle (potência da carga), são calculados os valores limites para os laços de simulação do programa de controle para obtenção das simulações necessárias para determinação das ZNDs.

### Aplicação de $\alpha$ -shapes

Depois de realizado o conjunto de simulações para determinação da ZND, considerando o passo escolhido para variar o desbalanço de potência ativa e reativa e os limites do universo de simulação como descrito previamente, obtém-se um conjunto de pontos simulados, como mostrado na Figura 3.6. Os pontos pretos representam situações operativas em que o sistema de proteção não detectou a situação de ilhamento dentro do tempo máximo determinado pela concessionária (o qual, neste exemplo, foi adotado igual a 500 ms), e os pontos azuis representam as condições operativas em que o sistema de proteção detectou a situação de ilhamento dentro do tempo máximo determinado pela concessionária. O número de pontos simulados é inversamente proporcional ao quadrado do passo utilizado para variar a potência ativa e reativa, sendo que neste exemplo foram simulados 6174 casos, sendo que 1322 casos são relacionados com a não-deteção da situação de ilhamento.

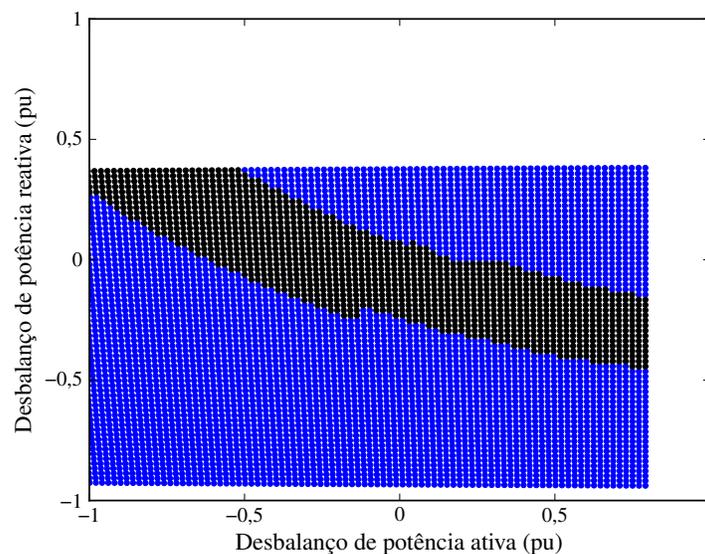


Figura 3.6: Um conjunto de 1322 pontos obtidos para uma ZND do relé de tensão.

Em virtude da grande quantidade de pontos, a representação gráfica utilizada acima não é adequada para visualizar a ZND. Em um trabalho como este, são analisados dezenas de gráficos como o apresentados na Figura 3.6, o que torna relevante a busca de uma melhor representação gráfica para os resultados. Portanto, a ZND pode ser representada pela menor zona (área/região) que engloba todos os pontos operacionais em que os relés falham<sup>1</sup>. É possível estimar um polígono limitante para o conjunto de pontos através de diversos algoritmos. Um deles, muito utilizado para reconstrução de superfícies tridimensionais e formas em um plano, é o algoritmo chamado  $\alpha$ -shapes ([53]), o qual é empregado neste trabalho.

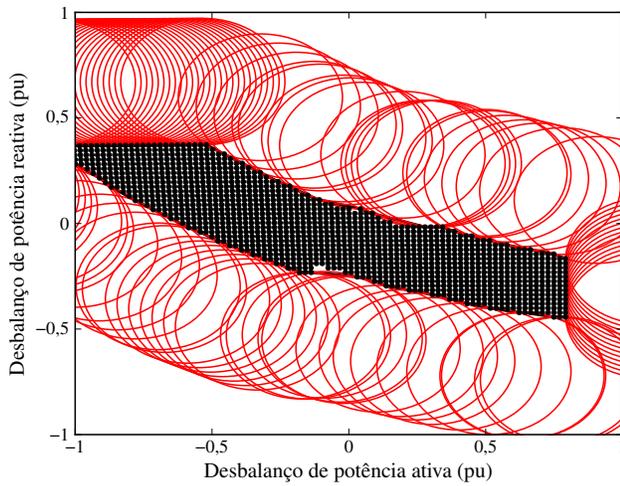
Em linhas gerais, o algoritmo  $\alpha$ -shapes representa uma generalização do fecho convexo (*convex hull*) de um conjunto de pontos. Esta generalização permite encontrar uma aproximação da envoltória do conjunto de pontos, delineando as envoltórias (ou as formas) que tais pontos representam coletivamente. As envoltórias resultantes do algoritmo são subgrafos da triangulação de Delaunay ([54]), podendo inclusive o resultado desta triangulação ser utilizado para a obtenção das  $\alpha$ -shapes em tempo linear.

Na Figura 3.7 é apresentado o resultado para a aplicação do algoritmo utilizando o parâmetro do raio dos círculos como 0,3 pu, o qual foi ajustado empiricamente. A Figura 3.7(a) mostra o conjunto de pontos originais e os círculos que foram utilizados para se obter a aproximação mostrada na Figura 3.7(b). Para obter os resultados mostrados na Figura 3.8, foi utilizado um raio de 0,1 pu. Comparando o resultado da Figura 3.8(c) ao apresentado na Figura 3.7(b), é possível observar que os limites da região mostrada na Figura 3.7(b) são um pouco mais suaves. Raios muito menores do que o utilizado fazem com que a fronteira torne-se muito fragmentada, pois tornam-se aparentes artefatos resultados do passo de simulação, da grade sob a qual os pontos foram amostrados. Isso fica evidente na Figura 3.8(b), onde uma região de Figura 3.8(a) foi ampliada e o contorno aproximado mostrado na Figura 3.8(c) foi representado em azul (linha contínua). Na região mostrada em Figura 3.8(b), todos os pontos mais externos são utilizados, já que todos os pontos são tocados por pelo menos dois discos. Discos com raios menores “encaixam-se” mais facilmente entre dois pontos vizinhos, enquanto o contrário ocorre para discos com raios maiores. Dado que os pontos que são tocados por somente um disco não são utilizados na aproximação da envoltória, é intuitivo imaginar que quanto maior o raio utilizado, mais suave será a aproximação.

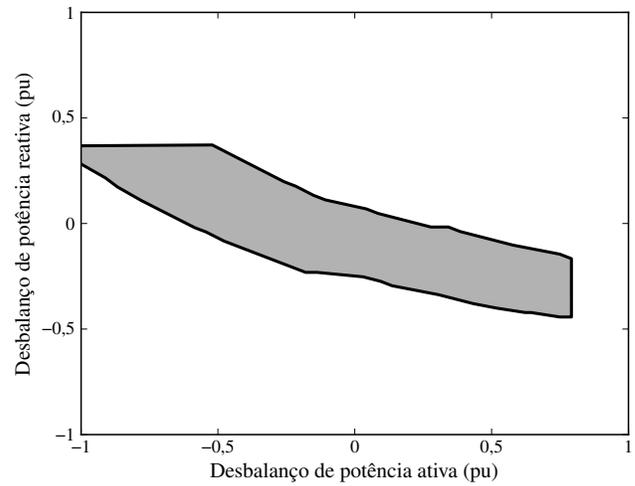
---

<sup>1</sup> Embora neste caso em particular a ZND seja composta por uma área contínua, pode haver casos em que isso não ocorra, sendo que a ZND final é composta pela união de diversas áreas. Contudo, como será visto, na maioria dos casos a ZND é composta por uma única região contínua.

Foi utilizada uma implementação em MATLAB do algoritmo, disponível gratuitamente em [55], para realizar uma tradução para linguagem Python. A representação das ZNDs utilizando o polígono limitante dos pontos não detectados facilita a leitura das figuras e permite comparar mais facilmente múltiplas ZNDs numa mesma figura. Esta representação foi utilizada nas figuras apresentadas neste capítulo.

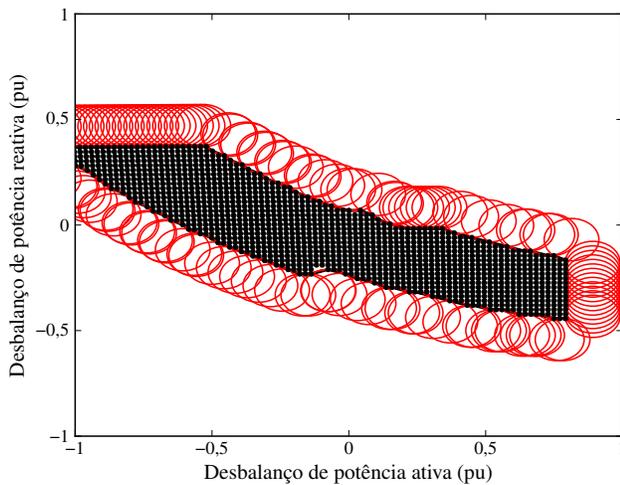


(a) Pontos simulados e círculos  $\alpha$  após a aplicação do algoritmo.

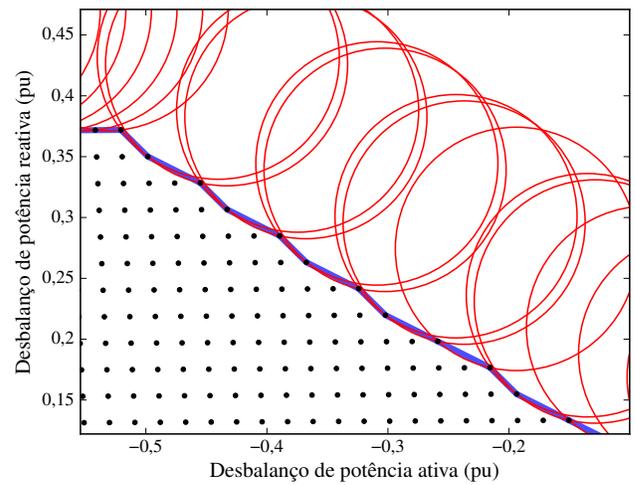


(b) Gráfico final mostrando a região aproximada.

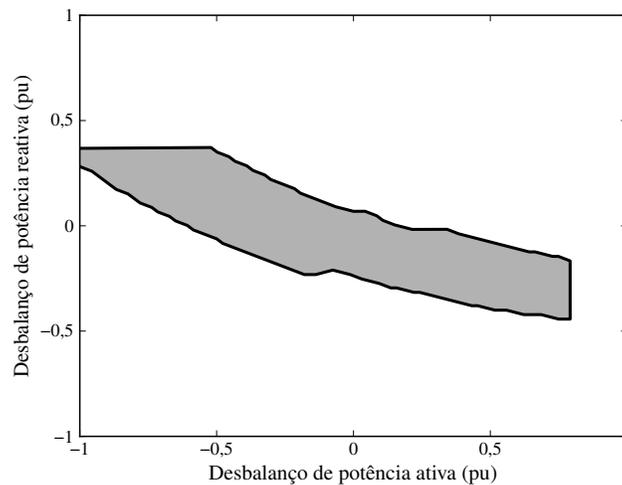
Figura 3.7: Aplicação de  $\alpha$ -shapes: discos com raio 0,3 pu.



(a) Pontos simulados e discos  $\alpha$  após a aplicação do algoritmo.



(b) Ampliação de uma região de (a), evidenciando parte do funcionamento do algoritmo.



(c) Gráfico final mostrando a região aproximada.

Figura 3.8: Aplicação de  $\alpha$ -shapes: círculos com raio 0,1 pu.

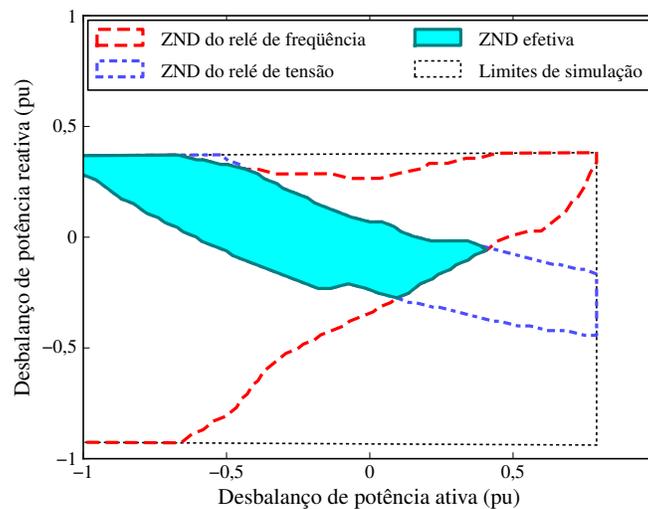
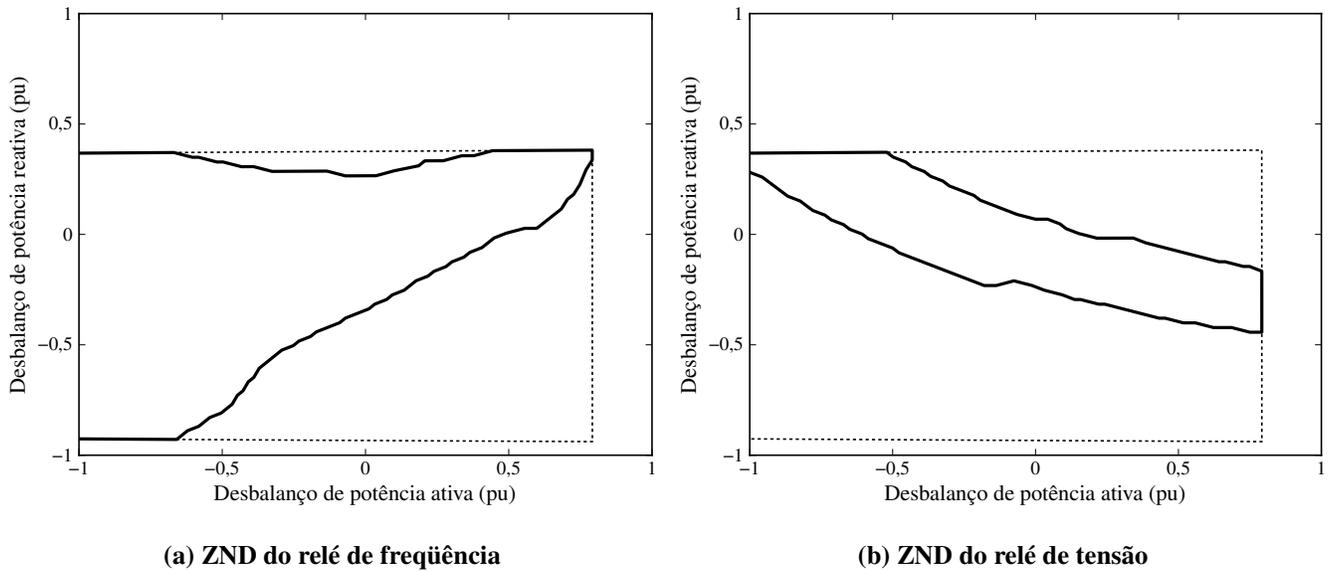
### 3.2.4. Caso base

Nesta subsecção, apresentam-se as características e a ZND do caso base. Ressalta-se que o caso base é empregado apenas com o intuito de facilitar a execução dos estudos de sensibilidades, em que o impacto de cada parâmetro do sistema é analisado. As principais características do caso base são:

- nível de compensação dos bancos de capacitores: 1,333 Mvar;
- potência nominal do gerador: 1,667 MVA;
- tempo requerido para detecção do ilhamento: 500 ms;
- ajuste de sub-/sobretensão do relé: 0,5/1,2 pu;
- ajuste de sub-/sobrefreqüência: 57/62 Hz;
- temporização dos relés: 80 ms;
- constante de inércia do conjunto turbina-gerador: 3 s;
- velocidade do vento: 9,0 m/s.

As zonas de não-deteção para este cenário estão apresentadas na Figura 3.9. Nas Figuras 3.9(a) e 3.9(b) são apresentados os limites da região simulada em linha tracejada. Esses limites serão omitidos nos outros gráficos de ZND e exibidos somente quando forem relevantes. Toda a região apresenta os valores de tensão entre 0,95 e 1,05 pu no instante imediatamente antes da realização ilhamento. Ressalta-se também que os valores em pu de desbalanço de potência são calculados na base de potência do gerador. Na Figura 3.9(a) está apresentada a ZND do relé de freqüência. A área dessa zona é significativa, cobrindo cerca de metade da área simulada. A ZND do relé de tensão está apresentada na Figura 3.9(b). A área é menor que a área da ZND do relé de freqüência, apesar de ainda ser razoavelmente grande. A ZND efetiva, resultante da intersecção das ZNDs do relé de freqüência e de tensão, está representada na Figura 3.9(c). Ela representa grande parte da ZND do relé de tensão.

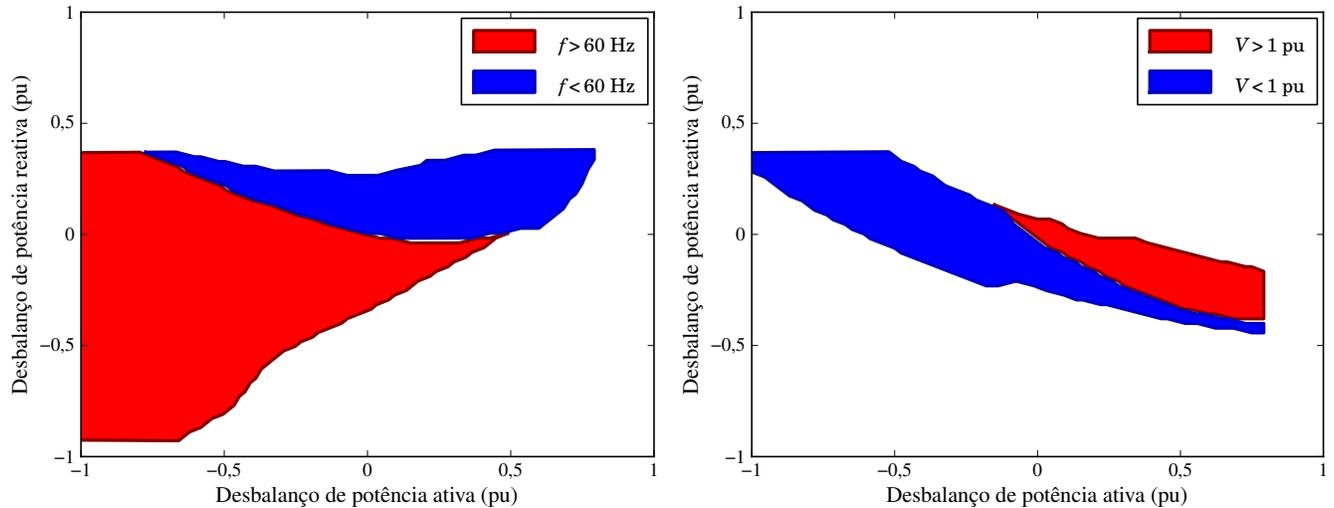
Observa-se que todas as zonas apresentam área significativa para o tempo máximo de detecção de 500 ms empregado. Além disso, as formas são bastante diferentes das encontradas na literatura para as zonas de não-deteção de geradores síncronos e geradores conectados por inversores — enquanto para estes as zonas apresentam formas retangulares, as ZNDs aqui mostradas apresentam formato aproximadamente triangular para a freqüência e de uma faixa para a tensão.



**Figura 3.9: Zonas de não-deteccção para o caso base para um tempo máximo de detecção de 500 ms.**

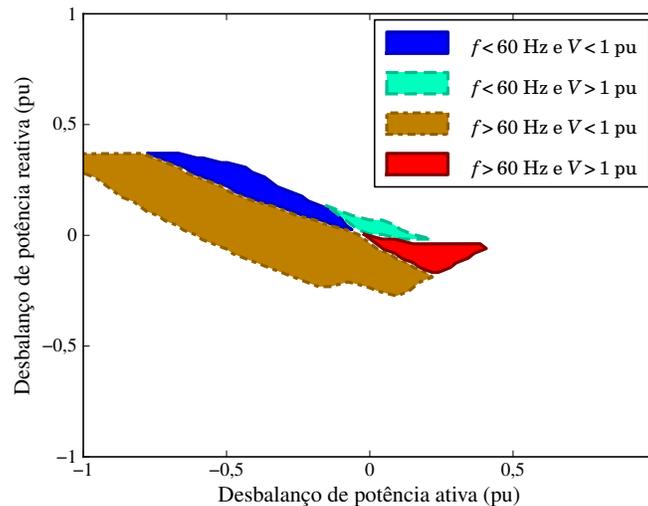
Com o intuito de buscar mais indícios do comportamento do sistema de proteção antiilhamento aplicado a geradores de indução, as ZNDs da Figura 3.9 foram subdivididas em regiões de acordo com os valores de tensão e frequência no último instante simulado, ou seja, 500 ms após a ocorrência do ilhamento. A ZND do relé de frequência foi dividida em duas regiões, com valores de frequência medidos acima de 60 Hz e abaixo 60 Hz. Para tensão, a ZND foi dividida para tensão acima de 1 pu e abaixo de 1 pu. A ZND efetiva foi dividida utilizando as quatro combinações possíveis. Os resultados estão na Figura 3.10. Este tipo de informação dá indícios de como reduzir a ZND através da alteração dos ajustes dos relés. Com base nessas figuras, por exemplo, pode-se verificar que o uso de ajustes mais sensíveis no estágio de sobrefrequência tem maior potencial em reduzir a ZND do que o uso de

ajustes mais sensíveis no estágio de sobrefrequência. Similar idéia se aplica aos estágios de sub- e sobretensão do relé de tensão, em que o potencial de redução da ZND está mais relacionado com o ajuste de subtensão. Obviamente, isso é apenas uma informação qualitativa. Contudo, isso será investigado com mais detalhes nos estudos de sensibilidade nas próximas seções.



(a) Sub-regiões da ZND do relé de frequência

(b) Sub-regiões da ZND do relé de tensão



(c) Sub-regiões da ZND efetiva

**Figura 3.10: Zonas de não-deteção para o caso base subdivididas de acordo com os valores de tensão e de frequência medidos no tempo máximo requerido para a detecção do ilhamento.**

Outras informações interessantes para se analisar estão contidas nos gráficos mostrados na Figura 3.11. Estes gráficos indicam o valor da tensão e da frequência medidos no instante em que ocorre o tempo máximo de detecção (500 ms) utilizando um mapa de cores. Com essa informação em mãos, o engenheiro de proteção pode facilmente estimar a redução da ZND ao se variar os ajustes dos relés, ou mesmo estimá-la para diferentes valores de ajustes.

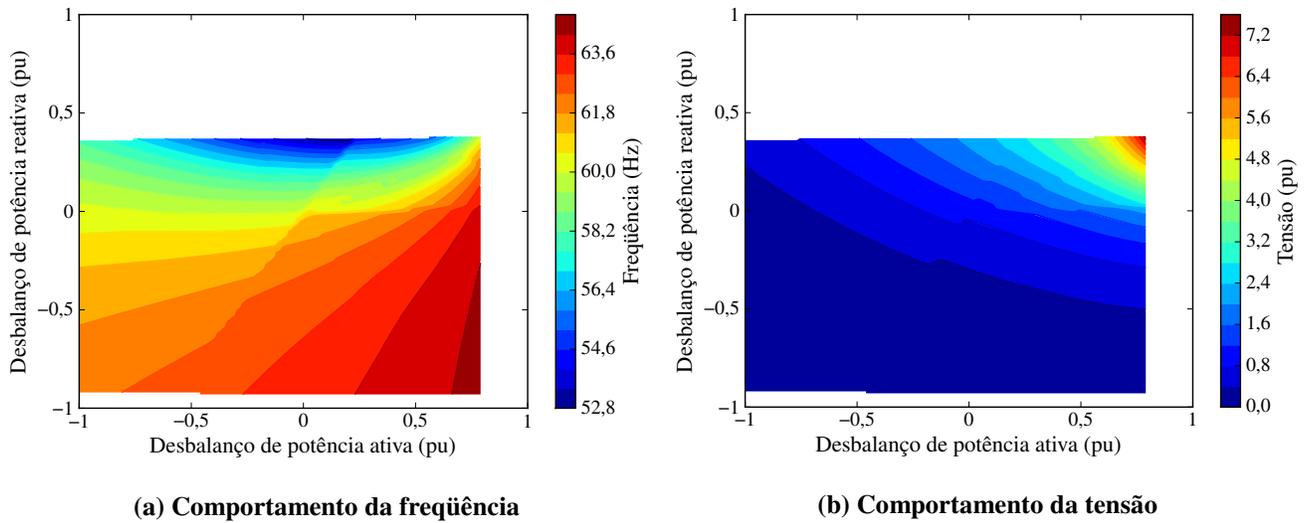


Figura 3.11: Região simulada dividida de acordo com os valores medidos no instante máximo requerido para a detecção do ilhamento (500 ms).

Utilizando a mesma abordagem adotada para traçar a Figura 3.11, foi obtida a Figura 3.12(b) empregando a velocidade do rotor para a criação das sub-regiões — a Figura 3.12(a) apenas apresenta os mesmos dados da Figura 3.11(a) utilizando a frequência em pu. É possível observar que o comportamento da velocidade do rotor se aproxima daquele da frequência do subsistema isolado. Portanto, aparentemente, um relé de sub-/sobrevoltagem pode ser empregado para fornecer proteção antiilhamento tão eficiente quanto o relé de frequência. Contudo, tal informação não foi analisada com detalhe neste trabalho para evitar uma ampliação dos objetivos.

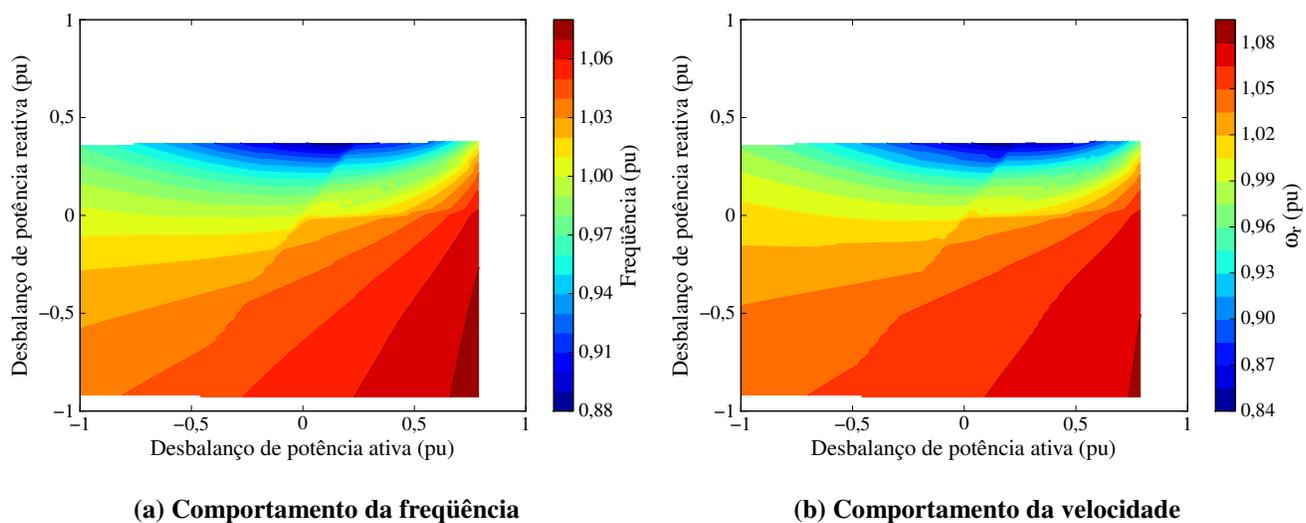


Figura 3.12: Região simulada dividida de acordo com os valores medidos da velocidade do rotor ( $\omega_r$ ) e da frequência no tempo máximo requerido para a detecção do ilhamento (500 ms).

### 3.3. *Estudos de Sensibilidade*

Para melhor entender as características das zonas de não-deteccção do gerador de indução com rotor em gaiola de esquilo e a eficiência do sistema de proteção, diversos estudos de sensibilidade foram realizados. Para facilitar a interpretação das figuras, o caso base é indicado através do uso de fonte em negrito nas legendas em todos os gráficos. Os parâmetros variados foram: tempo máximo de deteção, temporização dos relés, nível de compensação de potência reativa, ajustes dos relés, velocidade do vento e parâmetros do conjunto turbina-gerador.

#### 3.3.1. **Tempo máximo de deteção**

O tempo máximo de deteção do ilhamento é um dos mais importantes fatores que determinam a área da zona de não-deteccção ([56]). A seguir, quatro ZNDs são apresentadas para diferentes tempos máximos de deteção, a saber: 0,3 s; 0,5 s (caso base); 1 s e 2 s. Na Figura 3.13 é possível observar que, como era esperado, as áreas da ZNDs diminuem com o aumento do tempo máximo permitido para a deteção. De 300 para 500 ms a redução da área é drástica, principalmente para o relé de frequência. De 500 para 1000 ms, a redução é menos representativa para o relé de tensão, e ainda considerável para o relé de frequência. A ZND efetiva é bem pequena para  $t_{\text{máx}} = 2$  s e é muito próxima à ZND determinada somente para o relé de frequência, já que a ZND do relé de tensão mesmo com este tempo máximo mantém uma área significativa e encobre quase toda a ZND do relé de frequência. Essa é uma informação, dentro de certos limites, que até surpreendente, visto que o senso comum sempre foi que o relé de tensão é o mais efetivo para evitar ilhamentos não-intencionais no caso de geradores de indução ([23]). É importante observar que, para  $t_{\text{máx}} = 2$  s, o limite vertical inferior da ZND efetiva está localizado em  $\Delta Q = 0$ , ou seja, só ocorrerá a não-deteccção com tempos tão longos para casos em que a compensação de potência reativa for maior que a soma das potências reativas consumidas pela carga e pelo gerador, o que representa uma baixa possibilidade de ocorrência.

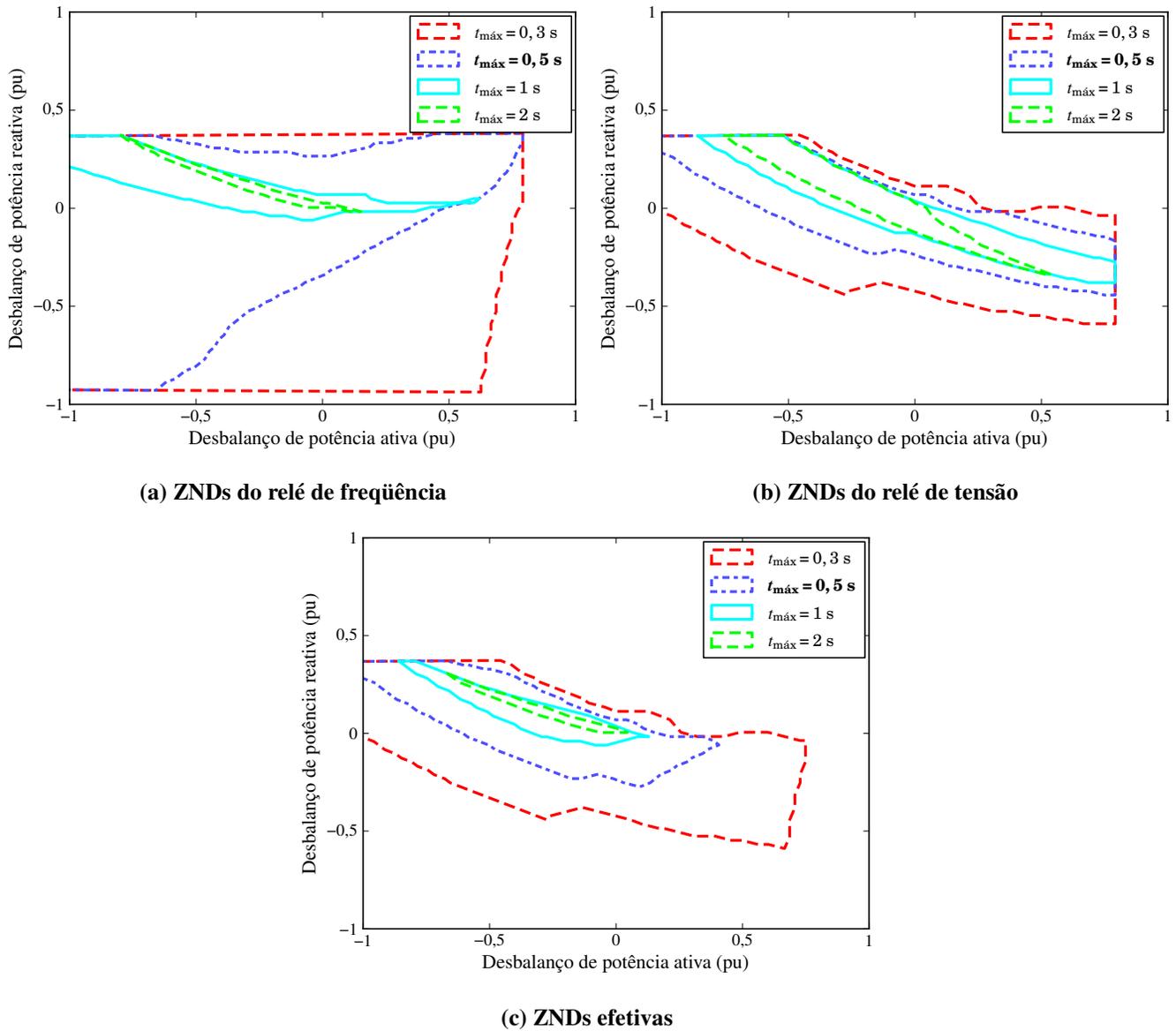


Figura 3.13: Sensibilidade das zonas de não-deteção em relação ao tempo máximo de deteção.

Os dados do tempo de deteção foram traçados como contornos preenchidos na Figura 3.14 para possibilitar a observação do comportamento geral do tempo de deteção no plano dos desbalanços de potência. Esse tipo de figura pode ser útil para estimar graficamente a redução da ZND devido ao relaxamento do tempo de deteção.

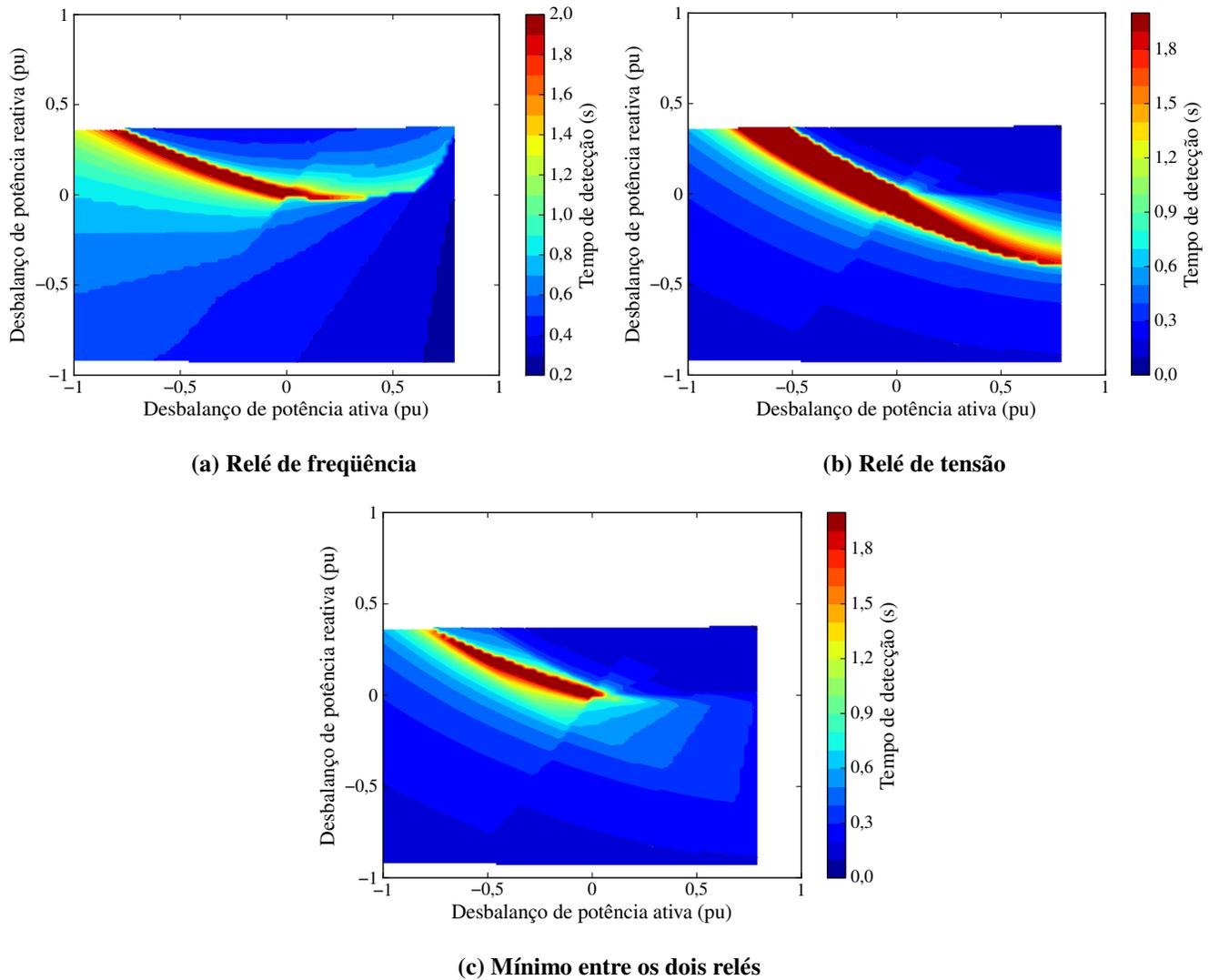


Figura 3.14: Tempo de detecção no plano dos desbalanços de potência.

### 3.3.2. Temporização

Como exposto nas Seções 2.6 e 2.7, os modelos utilizados para os relés de tensão e de frequência incluem parâmetros para o ajuste de temporizadores. O ajuste padrão utilizado foi de 80 ms, equivalente a 4,8 ciclos em 60 Hz. A Figura 3.15 apresenta as ZNDs para temporizações de 40 ms, 80 ms (caso base) e 200 ms. Para as ZNDs dos relés de tensão e de frequência, a diferença entre  $t_{\text{temp}} = 40$  ms e  $t_{\text{temp}} = 80$  ms é pequena, de forma que as ZNDs efetivas para estes dois valores são bem próximas. Já para  $t_{\text{temp}} = 200$  ms, tanto a ZND do relé de tensão quanto a ZND do relé de frequência apresentam um crescimento representativo se comparadas às obtidas quando usados os outros dois valores de temporização. Este crescimento é refletido, por conseguinte, na ZND efetiva.

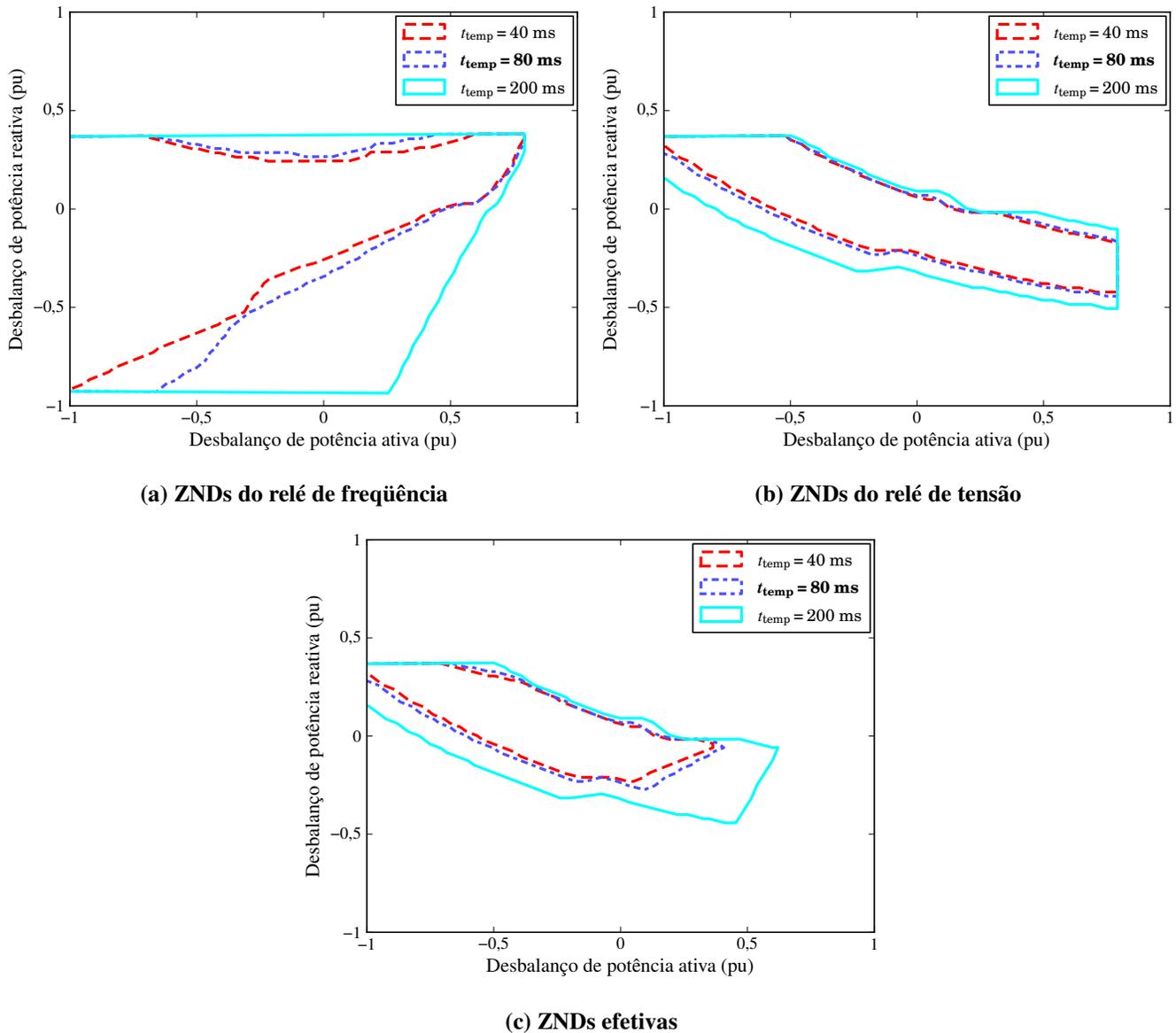


Figura 3.15: Sensibilidade das zonas de não-deteção em relação ao intervalo de temporização dos relés.

Um efeito interessante do aumento da temporização está ilustrado na Figura 3.16. Nessa figura, foram traçadas duas ZNDs do relé de frequência, uma utilizando um temporização  $t_{\text{temp}} = 200$  ms associado a um tempo máximo de detecção  $t_{\text{máx}} = 620$  ms, e outra é a do caso base, com  $t_{\text{temp}} = 80$  ms e  $t_{\text{máx}} = 500$  ms. As ZNDs são praticamente idênticas, com pequenas diferenças para valores extremos de desbalanço ativo. As ZNDs do relé de tensão e efetiva foram omitidas pois não há diferença visual entre os dois casos. Nesse caso, o incremento de 120 ms na temporização do relé provocou o mesmo efeito para um aumento idêntico no tempo máximo de detecção. Esse resultado sugere que há um valor de  $t_{\text{temp}}$  a partir do qual o aumento (de  $t_{\text{temp}}$ ) será refletido somente num tempo de detecção maior.

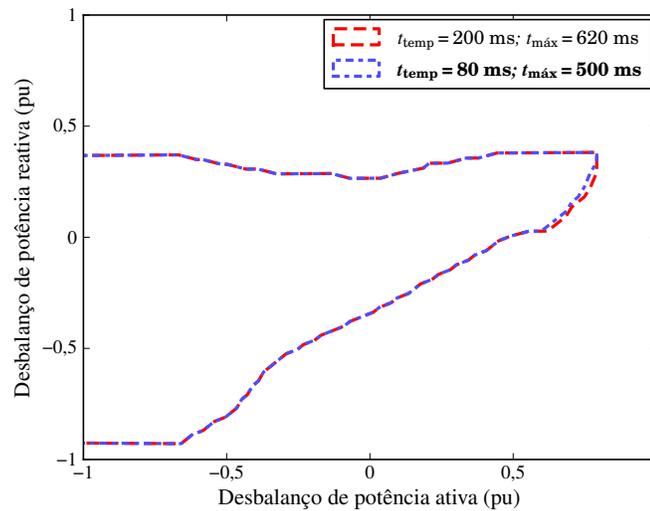


Figura 3.16: Comparação entre duas ZNDs para as quais foram utilizadas temporizações e tempos máximos diferentes.

### 3.3.3. Ajustes dos relés

A Figura 3.17 apresenta as ZNDs para diferentes valores de ajustes dos relés. A partir do caso base, em que os ajustes de sub-/sobretensão e sub-/sobrefrequência são iguais a 0,5/1,2 pu e 57/62 Hz, criou-se um grupo de ajuste mais sensível (0,7/1,15 pu e 58/61 Hz) e um grupo de ajuste menos sensível (0,4/1,3 pu e 55/63 Hz). Como era esperado, o ajuste dos relés de forma mais sensível leva a uma redução da ZND. Contudo, isso deve ser analisado juntamente com um estudo de falsa operação, o que está fora do escopo deste trabalho.

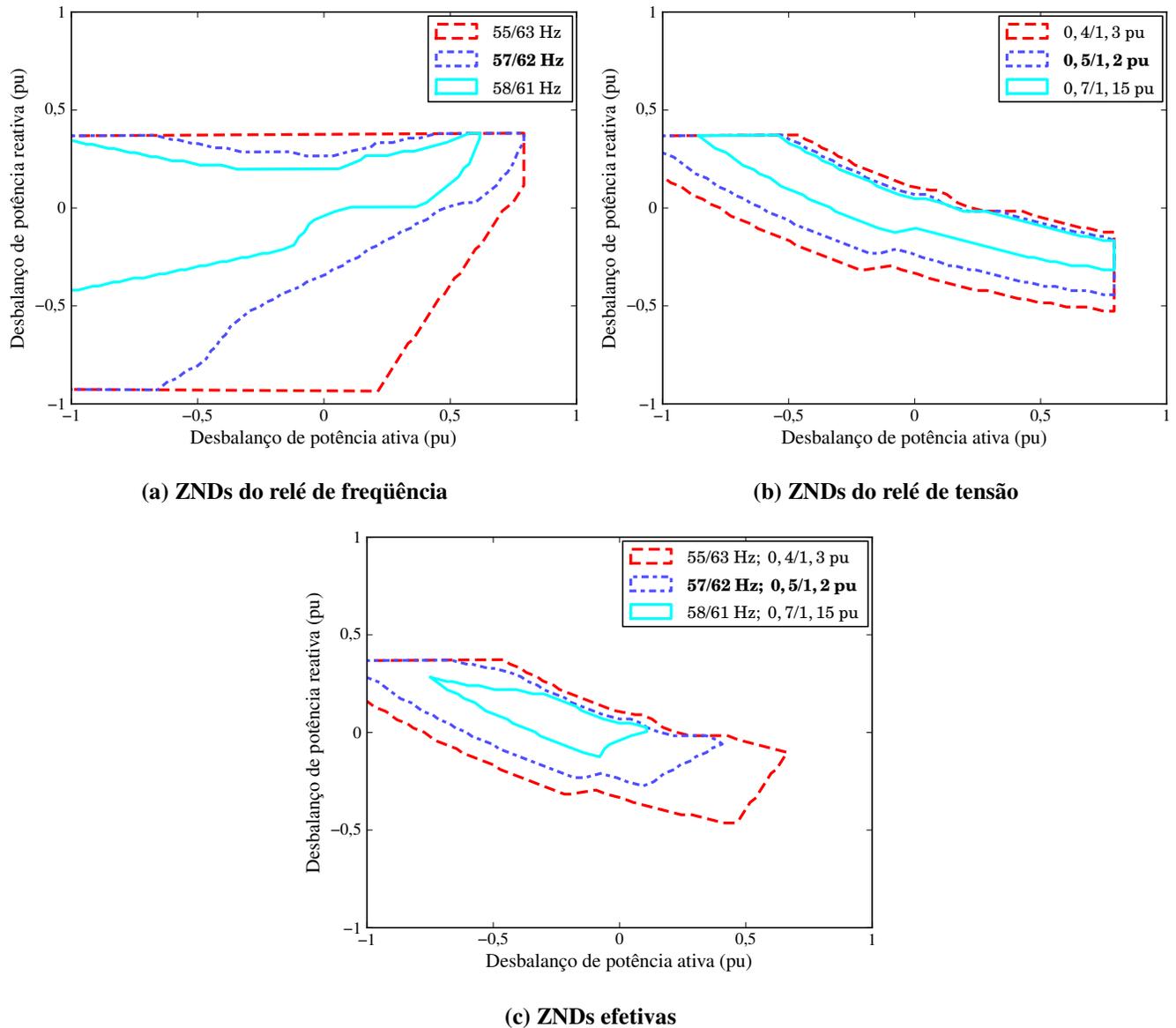
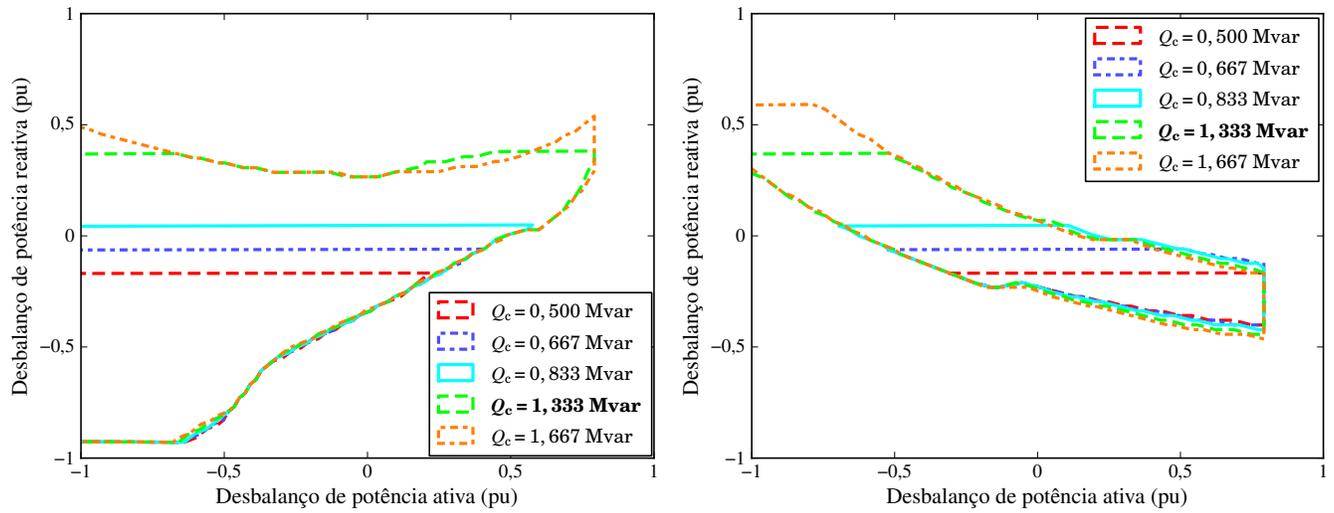


Figura 3.17: Sensibilidade das zonas de não-detecção em relação aos ajustes dos relés.

### 3.3.4. Nível de compensação de potência reativa

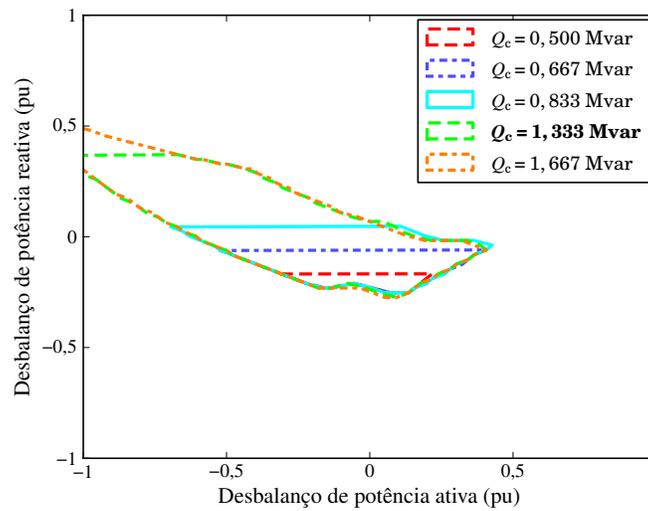
O nível de compensação de potência reativa referente ao consumo do gerador de indução é determinado com base na operação em vazio do gerador ([1]), levando a valores típicos de até 35% da capacidade nominal da máquina. Contudo, durante a análise de ilhamentos, é importante realçar que na rede ilhada é possível que além do capacitor conectado ao gerador de indução existam outros capacitores nesta rede empregados para compensação de potência reativa do sistema como um todo. Assim deve-se também analisar casos em que o nível de compensação da rede isolada seja maior que simplesmente os 35% da capacidade do gerador. Para a análise de sensibilidade, foram realizadas simulações utilizando cinco diferentes valores nominais de compensação de potência reativa: 0,3 pu; 0,4 pu; 0,5 pu; 0,8 pu e 1,0 pu — respectivamente 0,500 Mvar; 0,667 Mvar; 0,833 Mvar; 1,333 Mvar e

1,667 Mvar. As ZNDs estão dispostas na Figura 3.18. Nota-se que as ZNDs do relé de frequência para menores níveis de compensação de potência reativa estão praticamente contidas nas ZND para valores maiores. O mesmo acontece com as ZNDs do relé de tensão, mas o desvio é um pouco maior. Comportamento similar pode ser verificado para as ZNDs efetivas. Esse é um resultado que deve ser analisado com algumas ressalvas. Embora possa ser verificado que a ZND cresce consideravelmente com o aumento do nível de compensação de potência reativa, um fato importante é que o espaço de simulação varia com esse nível de compensação. O espaço de simulação para cada valor de banco de capacitores é mostrado na Figura 3.19. De fato, de forma aproximada, o máximo valor de desbalanço de potência reativa pode ser estimado por:  $\Delta Q_{\text{máx}} = Q_{\text{capacitor}} - Q_{\text{gerador}}$ , visto que neste ponto o valor da carga é nulo — ver expressão (3.3). Assim, nos casos em que não seja possível estimar o máximo valor de desbalanço de potência reativa, sugere-se utilizar um valor elevado de compensação de potência reativa (*e.g.* 1,0 pu).



(a) ZNDs do relé de frequência

(b) ZNDs do relé de tensão



(c) ZNDs efetivas

Figura 3.18: Sensibilidade das zonas de não-deteção em relação ao nível de compensação de potência reativa.

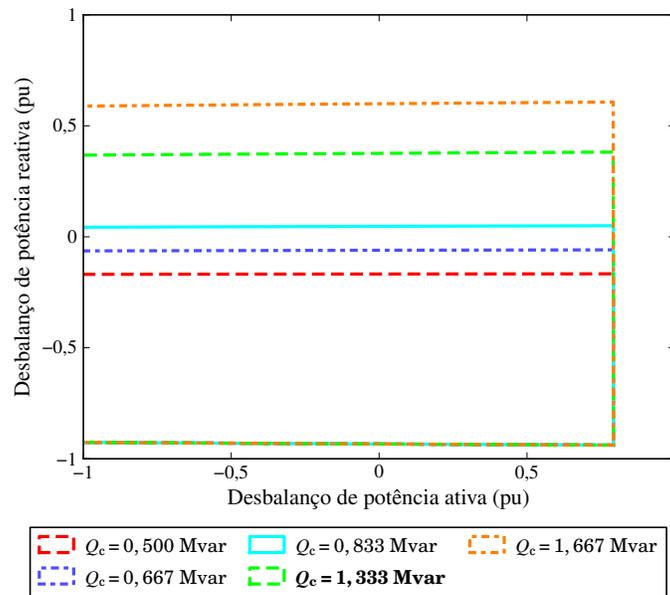


Figura 3.19: Espaço de simulação para diferentes níveis de compensação de potência reativa.

### 3.3.5. Torque mecânico

Fixadas as demais variáveis, o torque mecânico do gerador de indução define a velocidade do gerador, a produção de potência ativa e o consumo de potência reativa. Caso o gerador esteja conectado a uma turbina eólica, ele estará exposto a alterações no comportamento do vento (velocidade e direção) que afetam diretamente o torque mecânico aplicado ao gerador. Dessa forma, é importante avaliar o comportamento das ZNDs para diferentes valores de torque mecânico.

#### Turbina eólica versus Torque constante

Inicialmente, para avaliar a influência da turbina eólica nas ZNDs, foram realizadas simulações para obter tais zonas considerando uma turbina com torque constante após o ilhamento. Os resultados expostos através da Figura 3.20 mostram que a utilização do modelo completo da turbina para análise do ilhamento não é de fato necessário para a velocidade nominal, pois as ZNDs utilizando o modelo completo e utilizando a aplicação de torque constante coincidem — ainda assim, o modelo completo foi empregado no restante do documento para garantir uma maior exatidão das simulações. A explicação para tal comportamento está na limitação da variação do ângulo de passo da turbina que ocorre após o ilhamento. Para valores nominais de operação da turbina, a variação de  $c_p$  devido a uma variação de 1 grau no ângulo de passo, valor máximo permitido em 500 ms, é de cerca de 7%. Por outro lado, para que o ângulo de passo seja variado é necessário que a turbina esteja fornecendo potência acima do nominal, o que não acontece na situação de ilhamento.

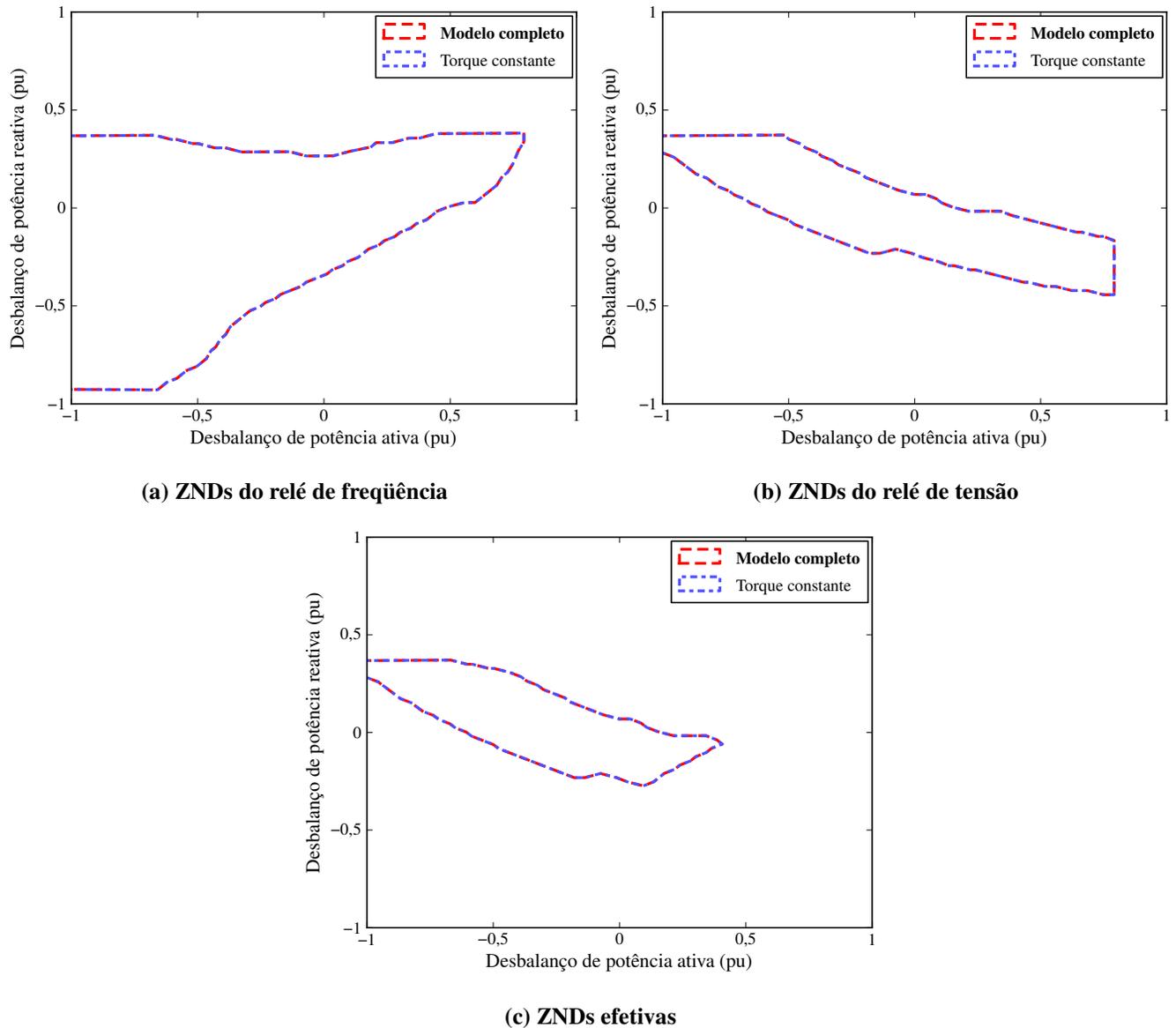


Figura 3.20: Comparação entre as zonas de não-detecção do modelo completo da turbina e torque constante, para velocidade do vento de 9 m/s.

### Velocidade do vento

Para avaliar o efeito da velocidade do vento, foram realizadas simulações empregando diferentes valores de velocidades de vento. Para as velocidades utilizadas de 6 m/s; 7,5 m/s; 9 m/s e 11,5 m/s, os valores aproximados de torque são respectivamente  $-0,1$  pu;  $-0,45$  pu;  $-0,89$  pu e  $-0,9$  pu. Os resultados são apresentados na Figura 3.21. As ZNDs para velocidades do vento de 9 m/s e 11,5 m/s são muito próximas já que acima de 9 m/s, velocidade nominal da turbina usada, o controle do ângulo de passo entra em operação e a turbina passa a operar em modo de potência constante, com valores de torque bastante próximos. Para valores abaixo do nominal, o ângulo de passo será nulo em condições de operação normais e a potência de saída da turbina estará abaixo do valor nominal, resultando em

torques mais baixos. As zonas do relé de frequência são distintas para as velocidades de vento abaixo das nominais. Essas diferenças nas ZNDs estão relacionadas sobretudo ao fato que para diferentes valores de velocidade do vento levam a distintos espaços de simulação visto que  $\Delta P_{\text{máx}} = P_{\text{gerador}}$  e  $\Delta Q_{\text{máx}} = Q_{\text{capacitor}} - Q_{\text{gerador}}$ . Assim, quando a velocidade do vento é mais baixa, o espaço de simulação se altera como mostrado na Figura 3.22. É interessante notar que o espaço de amostragem é reduzido horizontalmente, visto que o valor de  $\Delta P_{\text{máx}}$  diminui, mas é aumentado verticalmente, pois a demanda de potência reativa do gerador é afetada pela produção de potência ativa. Isso afeta consideravelmente as ZNDs. Os valores iniciais de velocidade do rotor também têm influência no comportamento dinâmico do gerador após a ocorrência do ilhamento (1571)

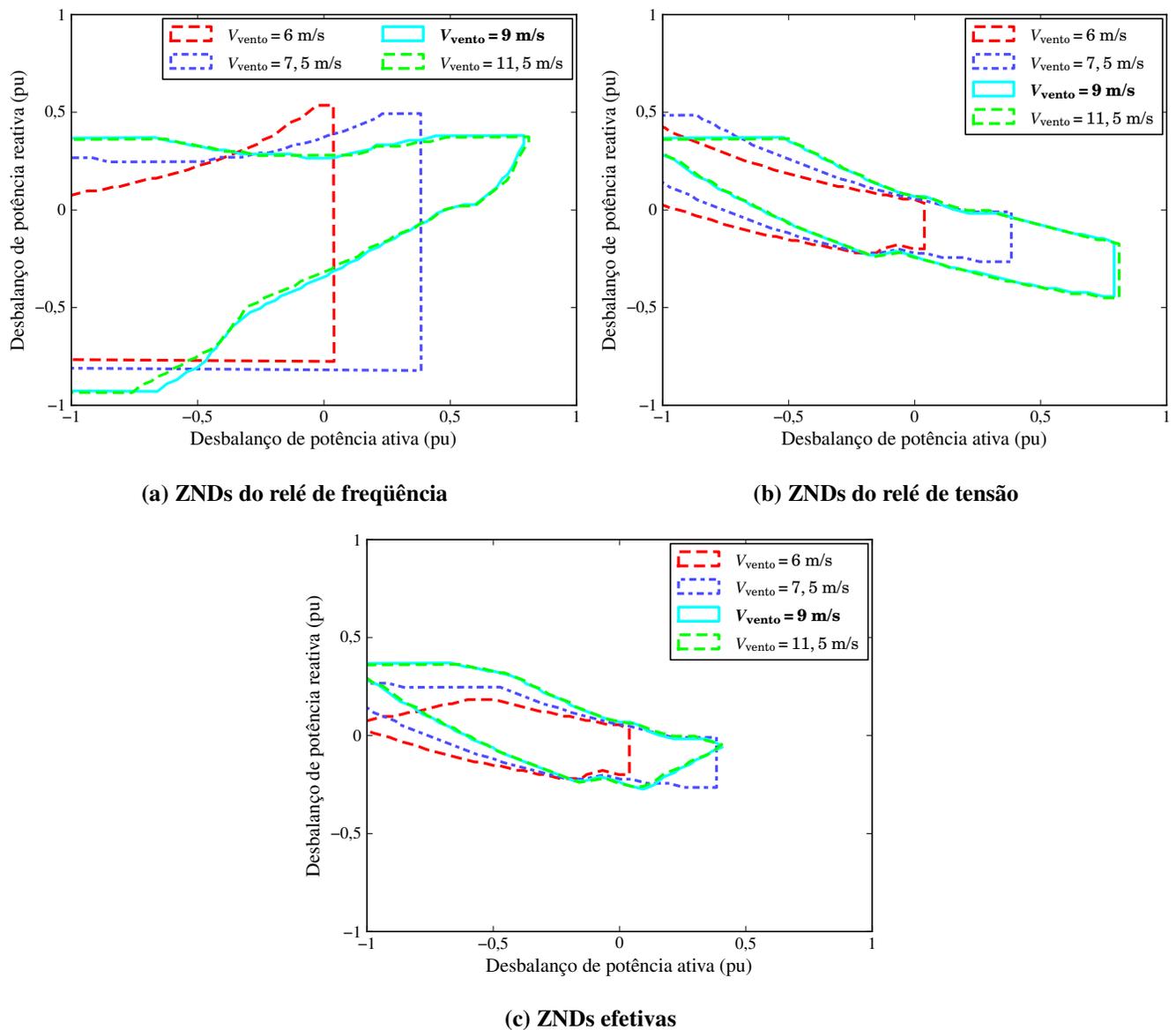


Figura 3.21: Sensibilidade das zonas de não-deteção em relação à velocidade do vento.

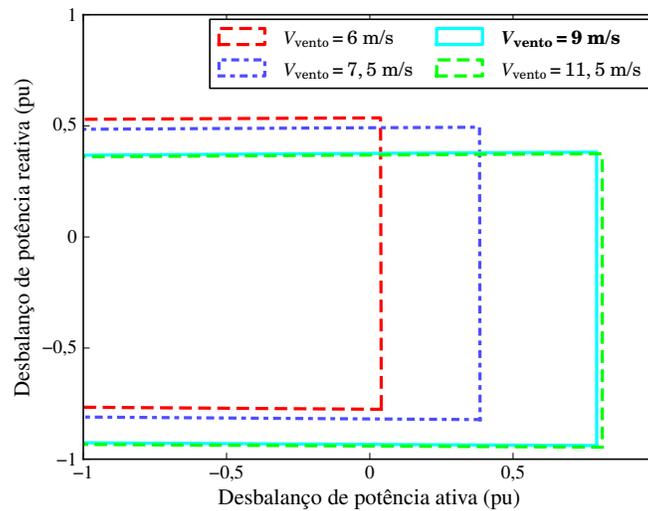


Figura 3.22: Espaço de simulação para diferentes velocidades do vento.

### 3.3.6. Parâmetros do gerador

Nesta seção, as sensibilidades das ZNDs em relação aos diversos parâmetros da máquina de indução e do conjunto turbina-gerador são estudadas. Os parâmetros analisados são: capacidade nominal do conjunto turbina-gerador, constante de inércia do conjunto turbina-gerador, resistências e reatâncias do gerador.

#### Capacidade nominal

As potências nominais do gerador, da turbina, do transformador de conexão e do banco de capacitores utilizado para compensação de potência reativa foram multiplicadas proporcionalmente por  $\frac{1}{2}$ , 2 e 3, resultando em potências nominais de 0,8333 MVA; 3,334 MVA e 5 MVA<sup>2</sup>, respectivamente. As ZNDs resultantes, além das do caso base (potência nominal de 1,667 MVA), são apresentadas na Figura 3.23. Pela Figura 3.23(a), a ZND do relé de frequência diminui um pouco com o aumento da potência nominal. Já as ZNDs do relé de tensão são coincidentes na Figura 3.23(b). O mesmo acontece para as ZNDs efetivas, pois as mudanças da ZND do relé de frequência ocorrem fora da área de intersecção. Portanto, visto que a ZND é representada em pu na base do gerador, a capacidade do gerador tem pouca influência sobre os resultados finais. Isso é importante pois similares ajustes e soluções, em princípio, podem ser aplicados em diferentes geradores.

<sup>2</sup> Ressalta-se que, por simplicidade, ao se alterar as bases de potência, os valores dos parâmetros em pu não foram modificados.

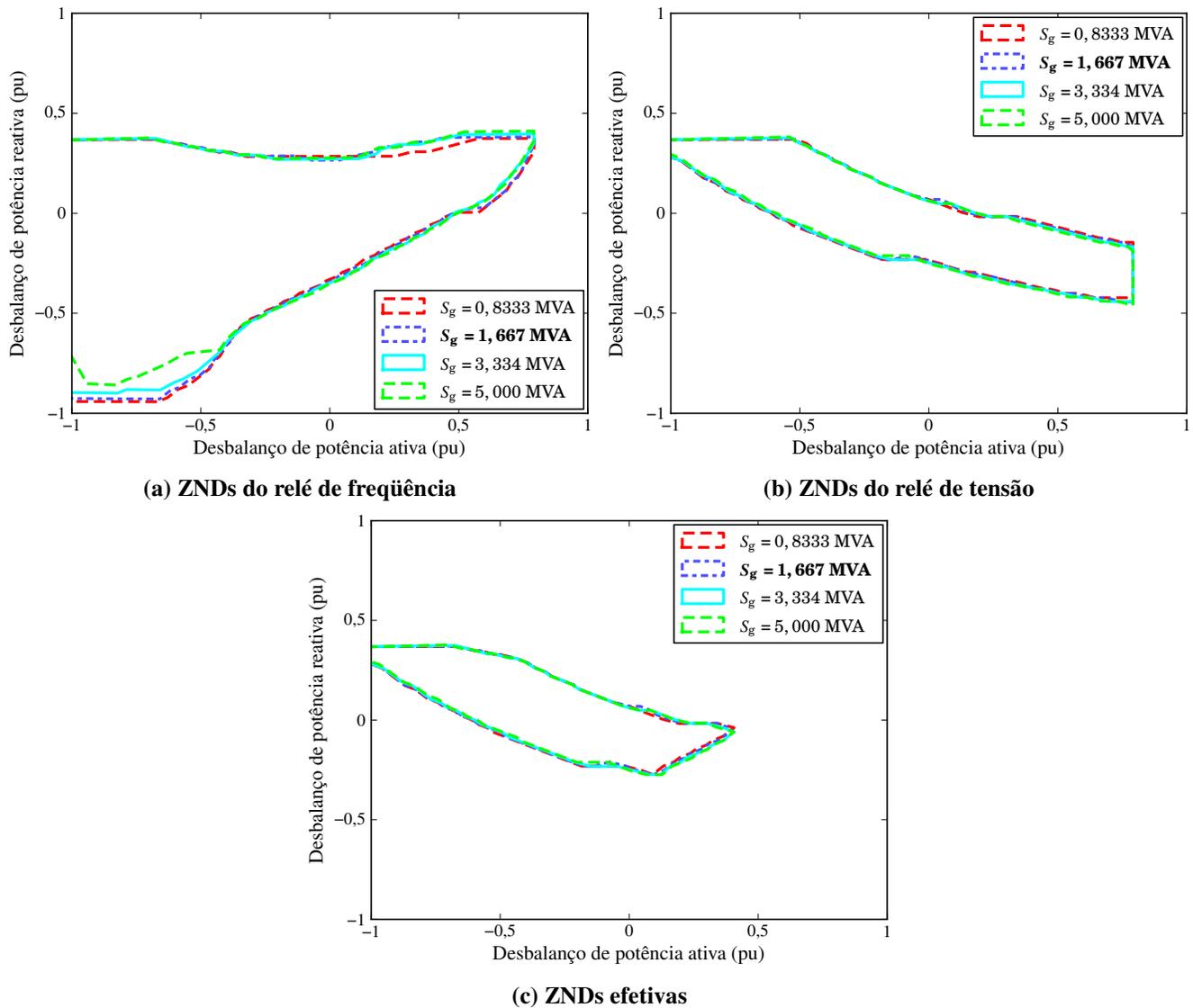


Figura 3.23: Sensibilidade das zonas de não-deteção em relação à capacidade do gerador.

### Constante de inércia — $H$

Na Figura 3.24 estão apresentadas ZNDs para três valores de constante de inércia: 1,5 s; 3 s (caso base) e 6 s. As ZNDs do relé de frequência apresentadas na Figura 3.24(a) seguem o comportamento esperado, ou seja, quanto maior a constante de inércia do conjunto turbina-gerador, menor a variação da frequência, visto que a energia armazenada na massa girante é maior, no entanto, a relação não é linear. Dessa forma, a ZND é menor para  $H = 1,5$  s e maior para  $H = 6$  s, em relação ao caso base. Em relação às ZNDs do relé de tensão, como pode ser verificado na Figura 3.24(b), estas são pouco afetadas. As ZNDs efetivas, mostradas na Figura 3.24(c), refletem o comportamento imposto pelo relé de frequência, portanto, quanto maior a constante de inércia do conjunto turbina-gerador, maior a ZND.

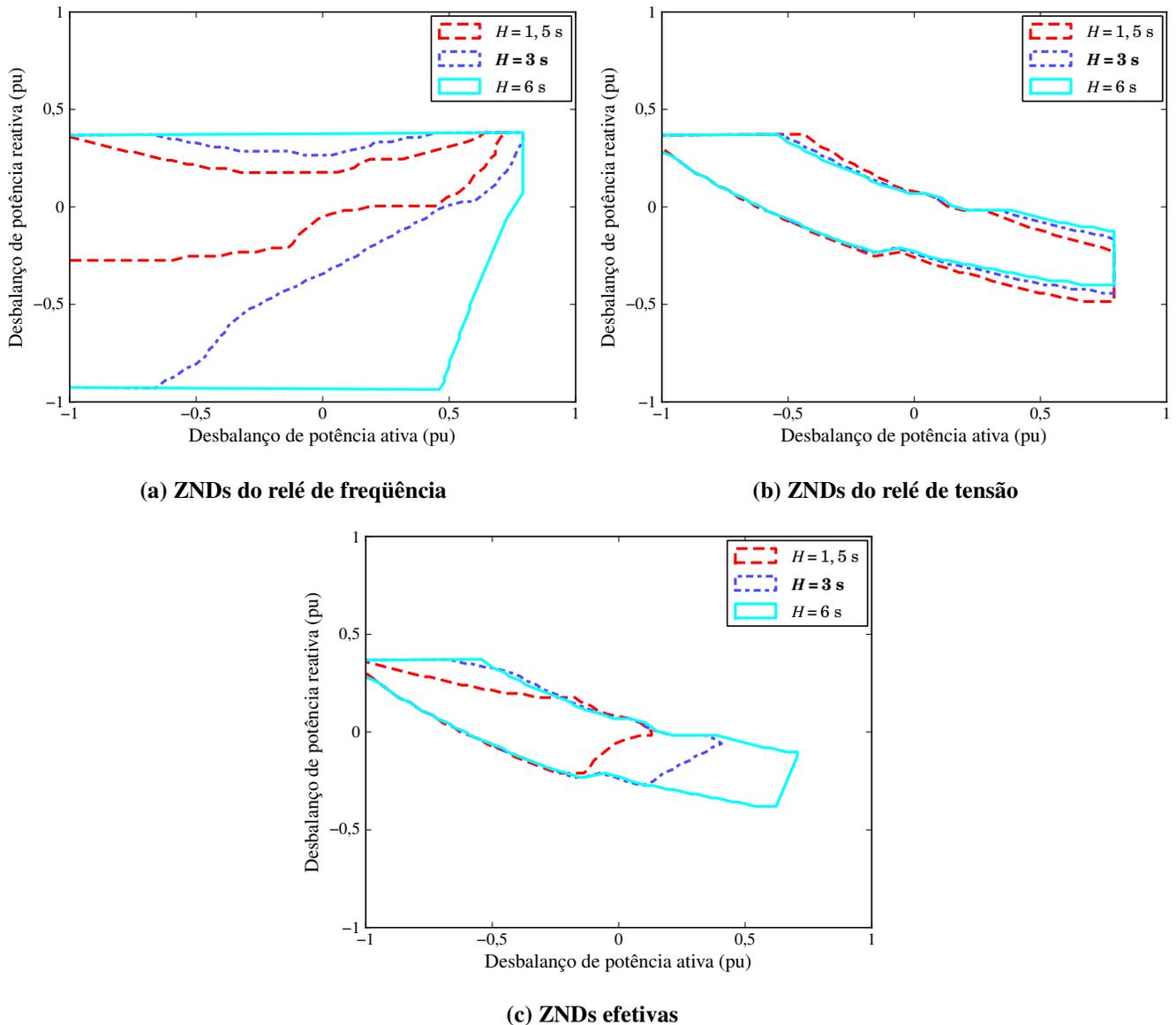


Figura 3.24: Sensibilidade das zonas de não-deteção em relação à constante de inércia do gerador.

### Resistência do rotor — $R_r$

A resistência do rotor é um parâmetro que tem grande impacto na resposta dinâmica do gerador ([57]). Para os três valores de  $R_r$  utilizados para a confecção da Figura 3.25, observa-se que as ZNDs do relé de tensão diminuem com o aumento do parâmetro, sendo contidas umas nas outras. As ZNDs do relé de frequência também diminuem. Tal comportamento é refletido nas ZNDs efetivas.

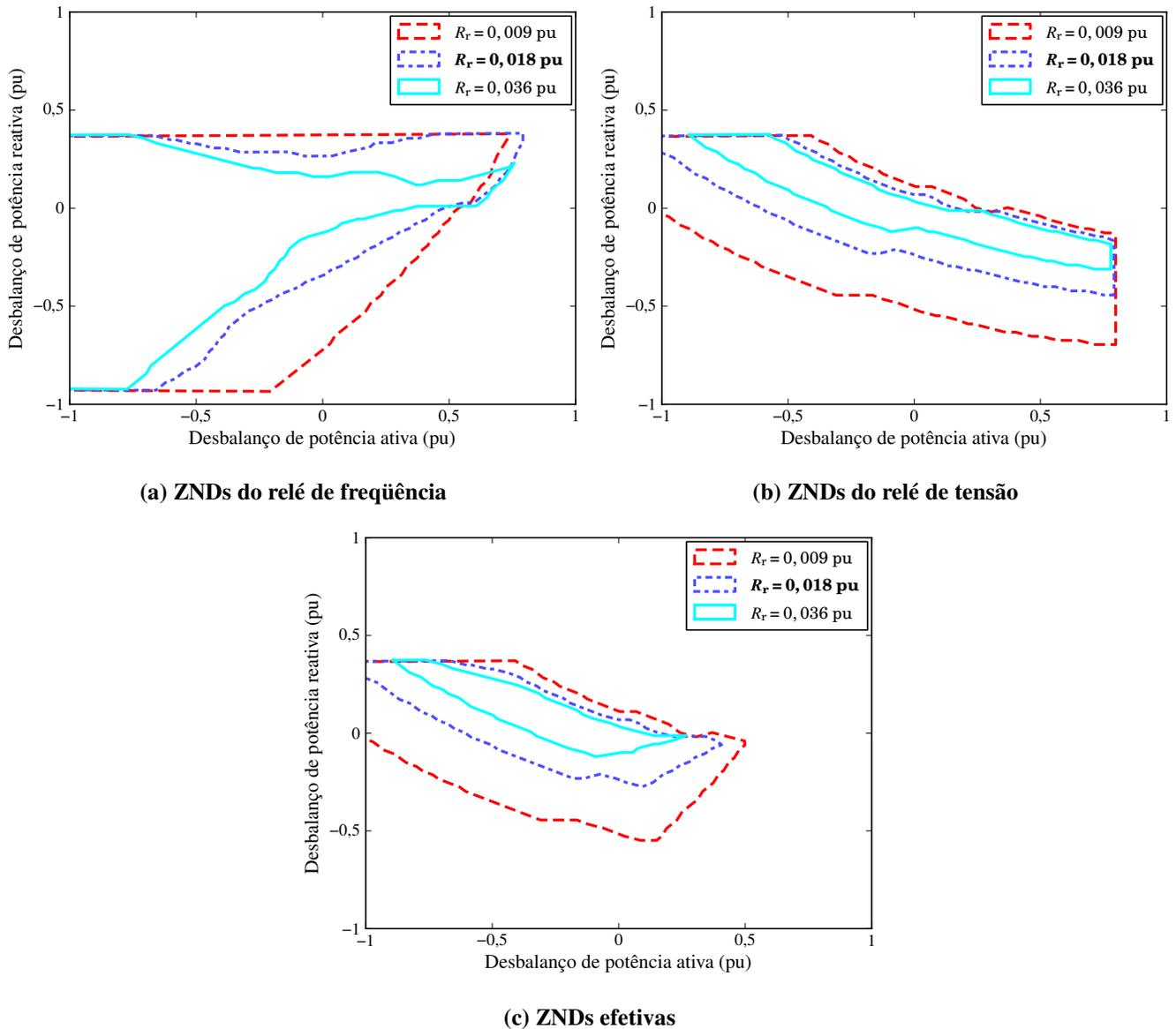


Figura 3.25: Sensibilidade das zonas de não-detecção em relação à resistência do rotor  $R_r$ .

### Resistência do estator — $R_s$

Os efeitos da alteração da resistência do estator são reduzidos, como pode ser visto na Figura 3.26. Este comportamento já era esperado, visto que este parâmetro apresenta pouca influência na resposta dinâmica do gerador de indução ([57]). As alterações também podem ser justificadas pelos valores diferentes de queda de tensão que é observada para os diferentes valores de resistência. Como consequência, a tensão vista internamente pelo gerador é diferente mesmo que a tensão terminal seja a mesma. Um valor menor de resistência implica uma tensão interna superior, resultando em uma maior produção de potência ativa, imprimindo um limite direito ( $x_{\text{máx}}$ ) mais positivo para a região simulada,

como pode ser visto pela ZND do relé de tensão. Mas o impacto da resistência do estator pode ser considerado desprezível.

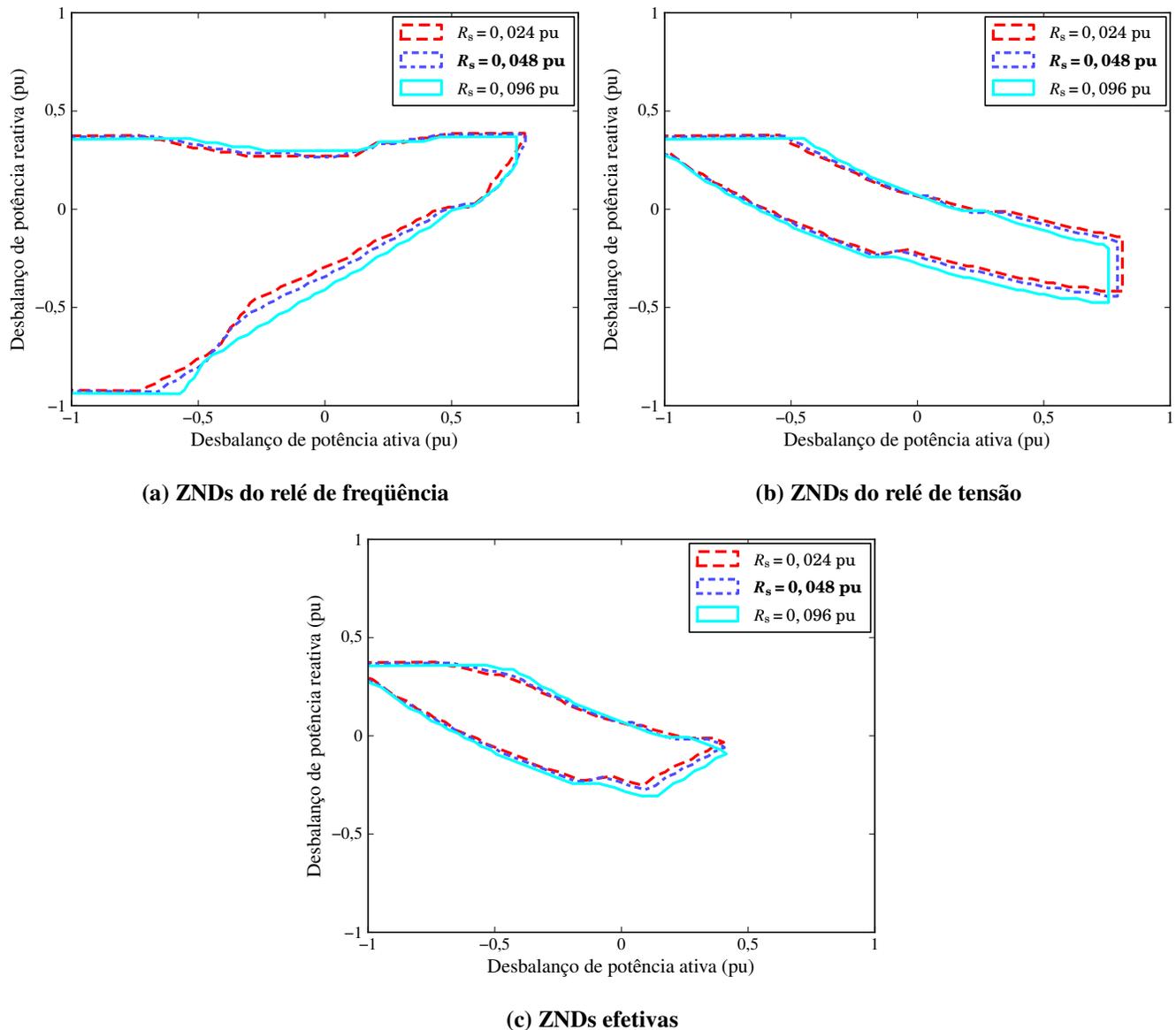


Figura 3.26: Sensibilidade das zonas de não-deteção em relação à resistência do estator  $R_s$ .

### Reatância do rotor — $X_r$

O efeito esperado para a reatância do rotor é contrário e de menor amplitude que o mostrado para a resistência ([57]), ou seja, um incremento no valor do parâmetro implica redução da ZND. Observa-se, na Figura 3.27, que a ZND do relé de tensão, além de ser reduzida, é deslocada.

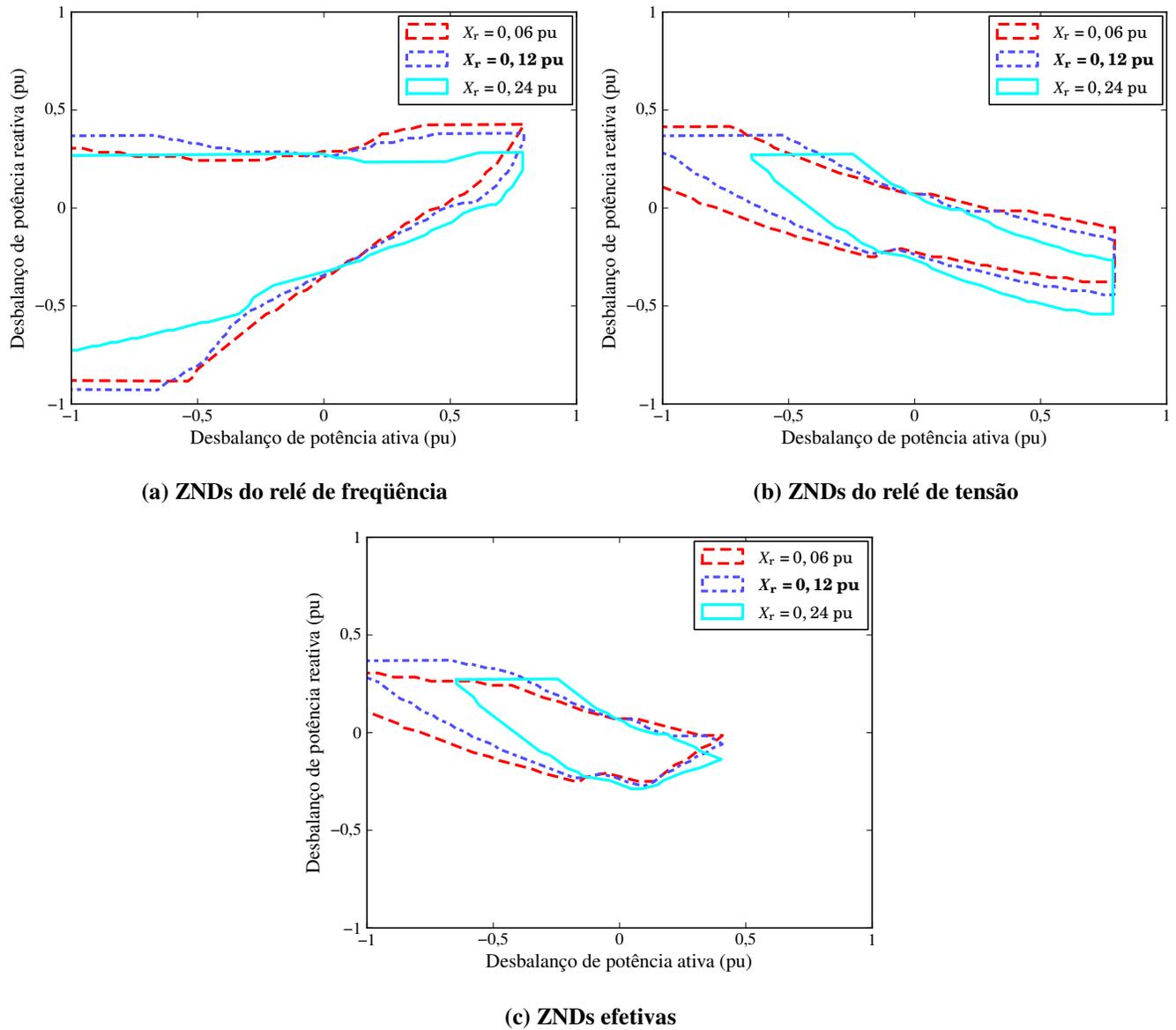


Figura 3.27: Sensibilidade das zonas de não-deteção em relação à reatância do rotor  $X_r$ .

### Reatância do estator — $X_s$

As ZNDs utilizando três diferentes valores de  $X_s$  são mostradas na Figura 3.28. Comparando as Figuras 3.27 e 3.28, observa-se que as reatâncias do estator e do rotor impõem efeitos muito próximos às ZNDs.

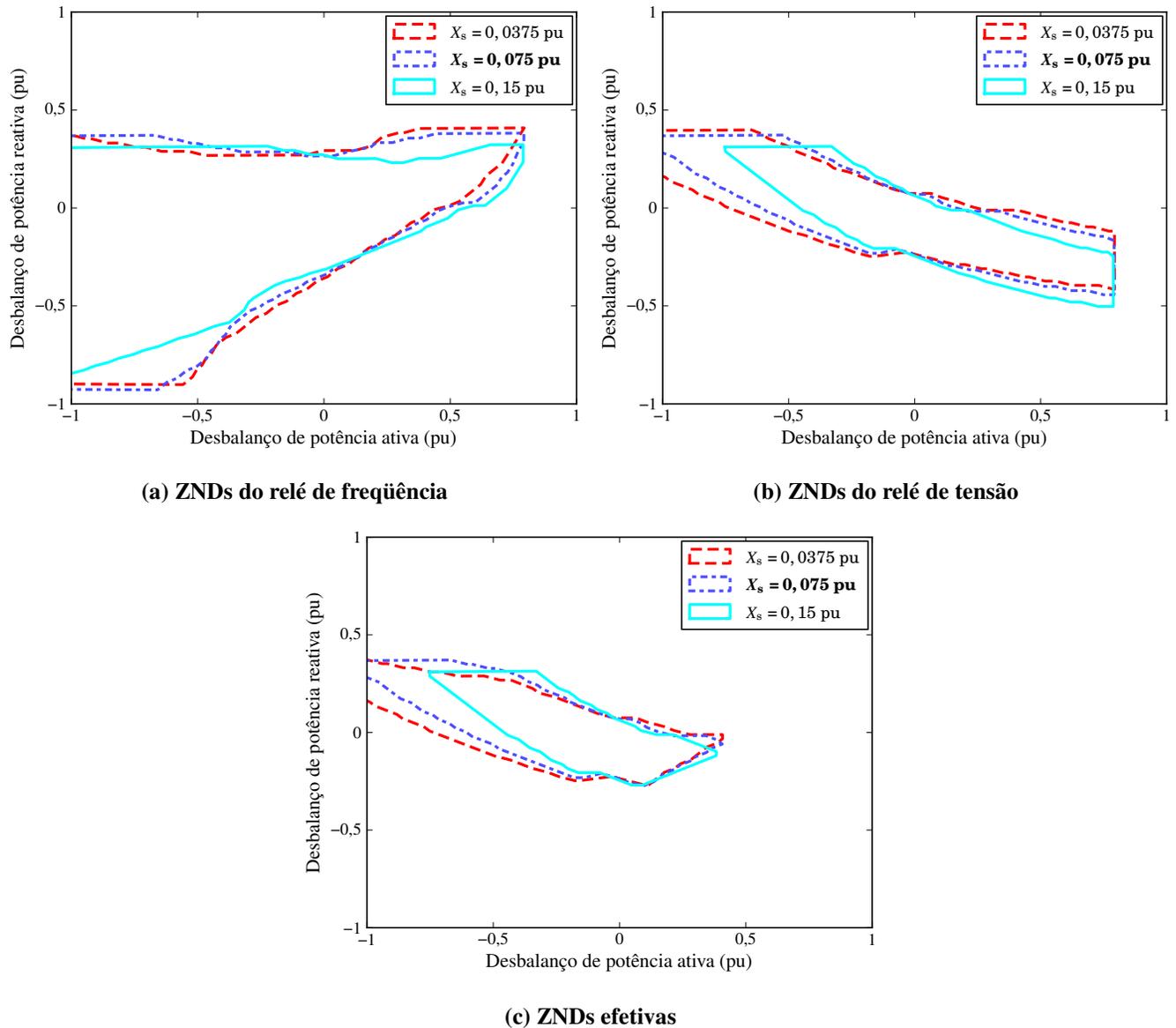
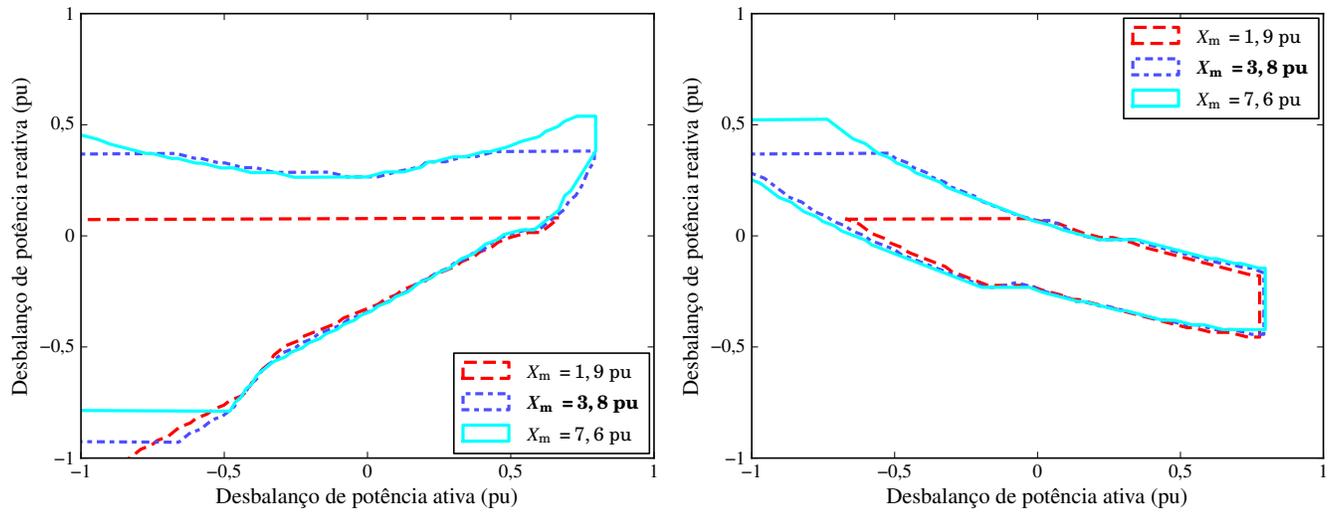


Figura 3.28: Sensibilidade das zonas de não-detecção em relação à reatância do estator  $X_s$ .

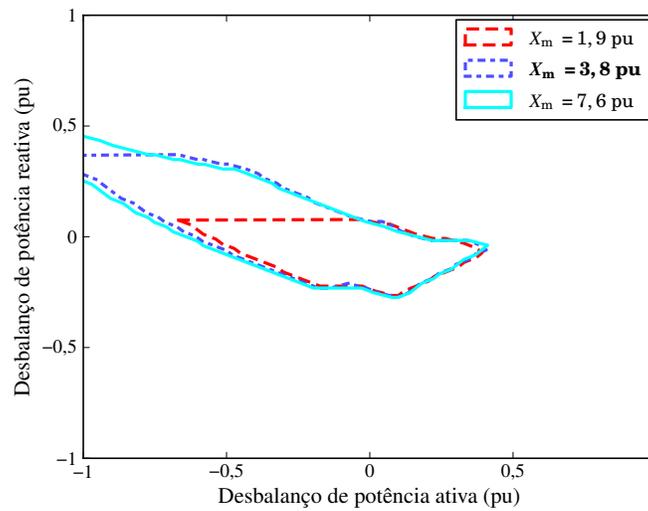
### Reatância de magnetização — $X_m$

A sensibilidade das ZNDs para a reatância de magnetização ( $X_m$ ) apresenta comportamento análogo ao da sensibilidade para a compensação de potência reativa. Assim como para um aumento da compensação de potência reativa, o aumento de  $X_m$  desloca para cima o limite superior das ZNDs. Este comportamento ocorre pois o consumo de potência reativa pelo gerador é reduzido, resultando em um maior excesso de potência reativa, ou seja, as ZNDs são ampliadas, como pode ser observado na Figura 3.29.



(a) ZNDs do relé de frequência

(b) ZNDs do relé de tensão



(c) ZNDs efetivas

Figura 3.29: Sensibilidade das zonas de não-deteção em relação à reatância de magnetização  $X_m$ .

### 3.4. Resumo

Com base nos resultados apresentados neste capítulo, verifica-se que dependendo do tempo de atuação dos religadores, a proteção antiilhamento de geradores de indução com rotor em gaiola de esquilo composta por relés de tensão e de frequência pode falhar. Tal fato foi primeiramente relatado neste trabalho, sendo esta constatação uma das principais contribuições dessa dissertação de mestrado. Destaca-se também que o uso do relé de frequência é eficiente para reduzir a área da ZND. Os estudos de sensibilidade permitiram extrair informações sobre a influência de cada parâmetro nas características das ZNDs, e os efeitos qualitativos dos parâmetros estão resumidos na Tabela 3.2.

**Tabela 3.2: Influências dos parâmetros estudados nas zonas de não-deteção.**

<b>Parâmetro</b>	<b>Influência nas ZNDs</b>
$t_{\text{máx}}$ — Tempo máximo de detecção	Alta
$t_{\text{temp}}$ — Temporização dos relés	Alta
Ajustes dos relés	Alta
$Q_c$ — Nível de compensação de potência reativa	Altera o limite superior
$T_m$ — Torque mecânico	Alta
$S_g$ — Capacidade do gerador	Baixa
$H$ — Constante de inércia	Baixa para tensão e alta para frequência
$R_r$ — Resistência do rotor	Alta
$R_s$ — Resistência do estator	Baixa
$X_r$ — Reatância do rotor	Média
$X_s$ — Reatância do estator	Média
$X_m$ — Reatância de magnetização	Altera o limite superior

# CAPÍTULO 4:

# GERADOR DE INDUÇÃO DUPLAMENTE

# ALIMENTADO

Neste capítulo são apresentadas e discutidas as zonas de não-deteção do gerador de indução duplamente alimentado associado a uma turbina eólica. Antes da apresentação das ZNDs para o caso base e dos estudos de sensibilidade, são expostos a metodologia utilizada para o ajuste dos ganhos dos diversos controladores e exemplos de comportamento, bem como os problemas relacionados ao ilhamento, desse tipo de gerador. Ressalta-se que todos os estudos são realizados tanto para o caso de controle de potência reativa quanto para o caso de controle de tensão utilizando o sistema teste descrito no Capítulo 2.

## *4.1. Ajuste dos Ganhos dos Reguladores*

O ajuste dos ganhos dos reguladores PI dos conversores foi realizado na base da tentativa e erro com o objetivo de obter uma resposta aceitável tanto em regime permanente quanto durante transitórios. Primeiramente foi usado um conjunto inicial de ganhos disponíveis em [58], que apresenta uma abordagem de controle próxima à utilizada aqui. No entanto, como o controle da potência ativa nesta dissertação de mestrado é realizado a partir do valor estimado do torque eletromagnético, os ganhos da malha de controle de potência ativa disponíveis em [58] não foram usados diretamente. Todavia, os ganhos empregados em [58] para a malha de controle de potência reativa foram

diretamente adotados, pois uma abordagem próxima é utilizada, o mesmo comentário é válido para o ganho do regulador de tensão do elo CC.

O ajuste dos ganhos restantes, bem como a sintonização fina, foi realizado após a observação do comportamento das grandezas para diferentes cenários. Executando a simulação para diferentes valores de carga e de velocidade do vento, observou-se que a potência reativa líquida produzida pelo gerador não apresentava valores adequados em regime, tanto para o controle direto de potência reativa quanto para o controle da tensão terminal. Os ganhos proporcionais do erro da potência reativa e do erro da tensão foram aumentados até obter valores considerados aceitáveis (*i.e.* pequeno erro em regime permanente). Por último, observou-se que o ganho proporcional do erro da corrente do conversor da rede não era suficiente para que a corrente reativa fornecida por este conversor fosse próxima à referência (garantido troca nula de potência reativa), sendo assim ajustado da mesma forma.

Também foram aplicados, manualmente, curtos-circuitos trifásicos entre os dois transformadores do sistema para avaliar se o gerador se comportaria de forma estável. Não foram observados casos instáveis para curtos-circuitos de até algumas centenas de milissegundos, o que sugere um bom ajuste dos ganhos. Este conjunto de ganhos será denominado de Conjunto 1. O intuito do ajuste não foi buscar um ajuste ótimo de ganhos para as diversas perturbações possíveis, mas apenas chegar a um sistema estável e com resposta adequada em regime permanente para viabilizar a execução dos estudos.

Em [59] foi mostrado que para um sistema com gerador duplamente alimentado utilizando controle vetorial parecido ao empregado neste trabalho, o ajuste inadequado dos parâmetros dos controladores PI é um dos principais causadores de instabilidade do sistema. Devido ao grande número de parâmetros envolvidos e ao grande número de simulações necessárias para a obtenção das zonas de não-deteção, não foi realizado um profundo estudo de sensibilidade através das simulações. Optou-se pela utilização, além do Conjunto 1, de mais dois conjuntos diferentes de ganhos, os quais serão denominados Conjunto 2 e Conjunto 3, comparando as ZNDs resultantes da aplicação dos três conjuntos. Para o ajuste dos ganhos do Conjunto 2, os ganhos proporcionais das correntes foram aumentados até o limite onde não ocorre oscilação em regime permanente para diferentes configurações de carga e velocidade do vento. Os ganhos integrais foram todos aumentados e os ganhos proporcionais da tensão terminal, da potência reativa e da tensão do elo CC foram reduzidos. Após todas essas alterações, o sistema ainda apresenta uma resposta adequada tanto durante transitórios causados por curtos-circuitos (bem amortecida e estável) quanto em regime permanente (baixo erro). O Conjunto 3 apresenta os mesmos ganhos integrais do Conjunto 2, enquanto que os ganhos proporcionais da tensão e da potência reativa foram reduzidos e os ganhos restantes foram

incrementados, levando a um comportamento aceitável tanto em regime permanente quanto transitório. Os valores dos ganhos associados aos três conjuntos de valores utilizados estão expostos no apêndice, Tabelas A.6 e A.7.

## ***4.2. Comportamento do Gerador de Indução Duplamente Alimentado Durante Ocorrências de Ilhamentos***

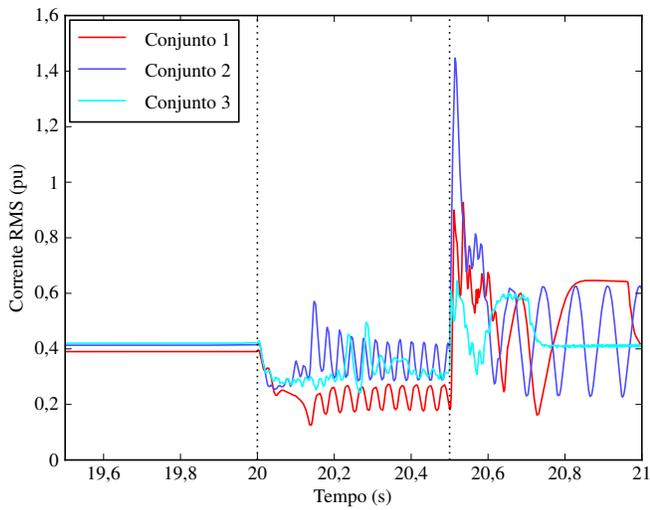
O comportamento de sistemas nos quais são utilizados geradores de indução duplamente alimentados foi estudado por vários autores ([58]-[61]). Problemas como sobrecorrentes no rotor e sobretensão no elo CC durante curtos-circuitos foram analisados e foram propostas soluções, como o uso de um circuito de proteção no rotor (*crowbar*) e de um circuito recortador (*chopper*) para o elo CC ([37]). Também é comum a sugestão de trocar o modo de controle frente a diferentes perturbações ([38],[60],[62]). Mais recentemente, com o incremento do uso de turbinas eólicas, o requisito técnico de diversas concessionárias de energia elétrica européias passou a incluir imposições mínimas para controle de frequência ([44]-[46]). As propostas para o controle da frequência são baseadas na adição de termos de compensação ao valor de referência do torque eletromagnético (ou da potência ativa), sendo as mais comuns a emulação de inércia e o controle proporcional da frequência.

O comportamento do sistema conectado ao gerador durante um ilhamento, no entanto, ainda não foi devidamente explorado, sendo este um dos objetivos neste capítulo. Nesta seção, este comportamento é brevemente explorado para os três conjuntos de ganhos caracterizados na Seção 4.1 e os dois diferentes modos de controle da potência reativa (controle de potência reativa e controle de tensão), de forma a ilustrar os problemas resultantes do ilhamento de um gerador de indução duplamente alimentado na presença de religadores automáticos.

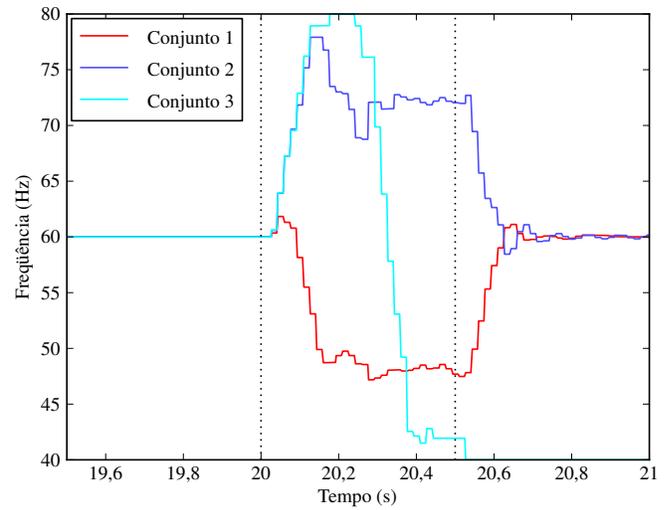
### **4.2.1. Controle de tensão**

Na Figura 4.1 são apresentados gráficos de diversas grandezas de interesse antes, durante e após um ilhamento, o qual é eliminado através da atuação de um religador automático utilizando o sistema teste (DJ). O ilhamento ocorre em  $t = 20$  s e o religamento em  $t = 20,5$  s — o intervalo em que o gerador se encontra ilhado está delimitado por duas linhas verticais tracejadas. Cada uma das três linhas em cada gráfico representa um dos conjuntos de ganhos, de acordo com as legendas mostradas. Foi utilizada uma carga local com potência ativa de 0,5 pu e potência reativa de 0,1 pu (indutiva). Comparando o comportamento das grandezas entre os três conjuntos, observa-se que ele é bastante variado, mas alguns aspectos são comuns ao comportamento de todos. Durante o ilhamento, o comportamento das grandezas é oscilatório. A frequência, nos casos analisados, extrapola a janela

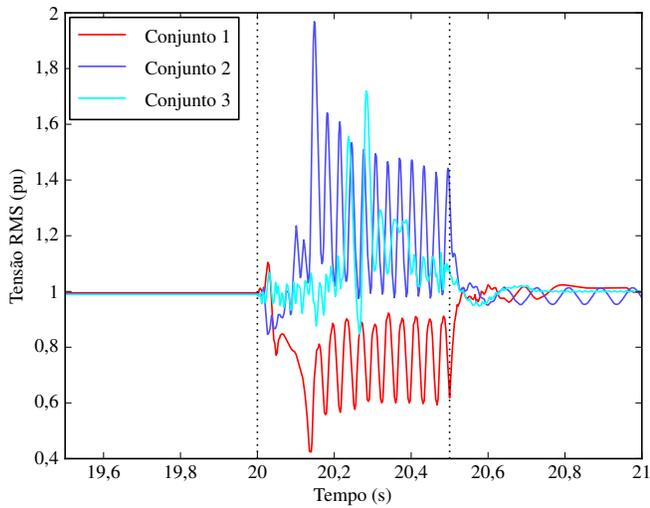
típica de ajuste dos relés de 57 a 62 Hz em poucos ciclos, indicando, em princípio, que estes casos seriam facilmente detectados pelo relé de frequência. Ao passo que a tensão permanece entre os limites 0,5 e 1,2 pu para o Conjunto 1. A tensão do elo CC oscila bastante para os Conjuntos 1 e 3, e para o Conjunto 2 ela cresce durante a ocorrência do ilhamento. É sugerido na literatura ([61]) que a elevação exagerada da tensão do elo CC é um indicador de instabilidade do gerador duplamente alimentado. Esta afirmação é confirmada através da observação do sistema após o religamento. Caso o ilhamento não fosse detectado, os resultados mostram que as oscilações do torque eletromagnético poderiam danificar a máquina. Na ocorrência do religamento, é observado um pulso elevado no torque, principalmente para o Conjunto 2.



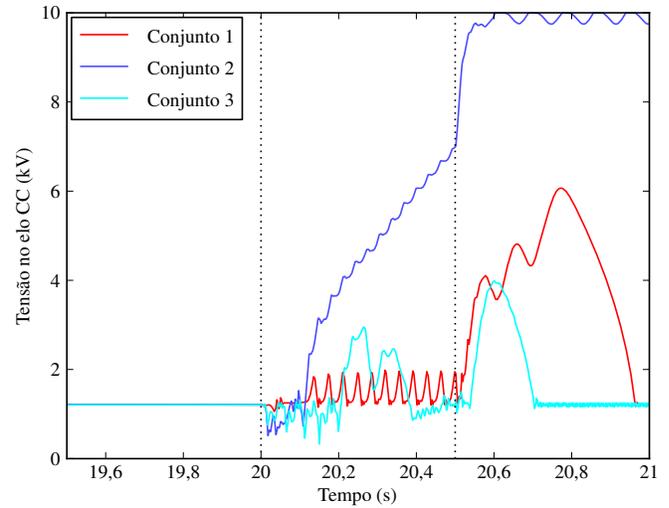
(a) Corrente do gerador (RMS)



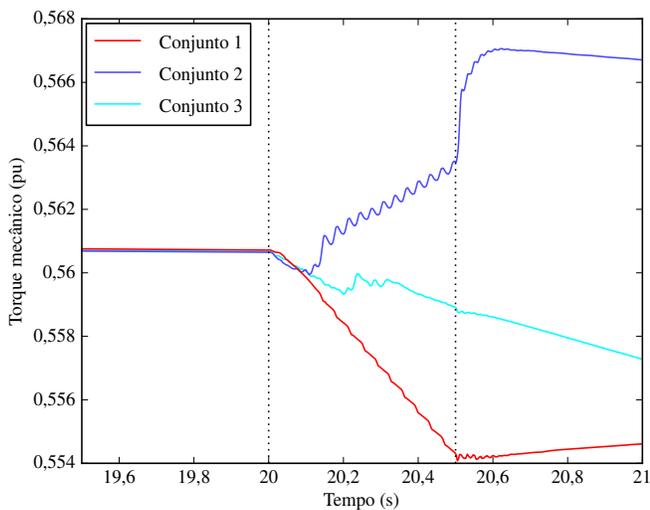
(b) Frequência elétrica



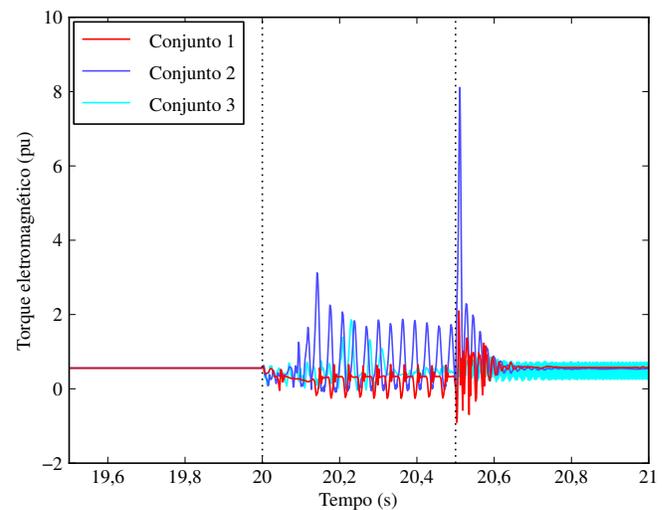
(c) Tensão terminal (RMS)



(d) Tensão no elo CC



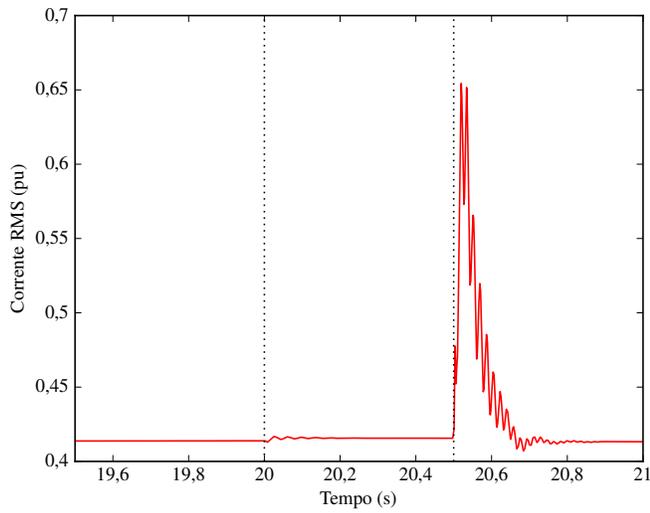
(e) Torque mecânico



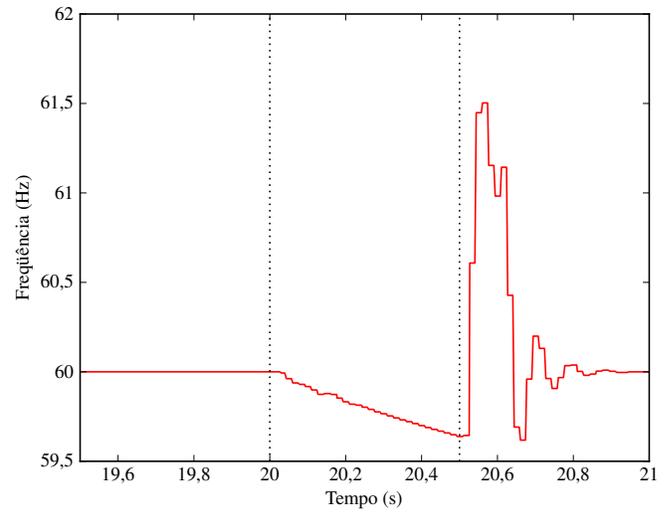
(f) Torque eletromagnético

Figura 4.1: Comportamento de diversas grandezas frente a um ilhamento (20 s) seguido de um religamento (20,5 s) — usando controle de tensão.

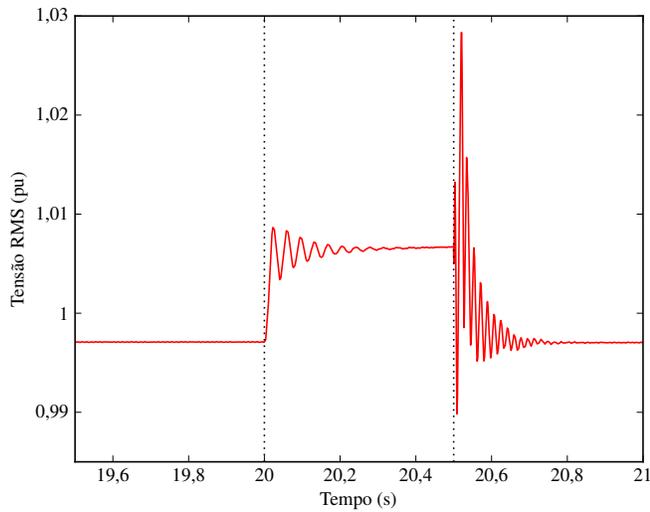
Um caso para o qual, em princípio, não ocorreria a detecção do ilhamento visto que os valores de tensão e frequência permanecem dentro da janela típica de ajuste dos relés (0,5/1,2 pu e 57/62 Hz) está ilustrado na Figura 4.2. Para esta simulação, foi utilizada uma carga com um consumo de potência ativa de 0,65 pu e um consumo de potência reativa de 0,3 pu, com o Conjunto 2 de ganhos. Esta carga resulta num desbalanço de potência pequeno no instante do ilhamento, menor que 2%. Ao contrário dos casos mostrados na Figura 4.1, para o caso da Figura 4.2, as grandezas observadas são bastante comportadas durante o ilhamento. A tensão e a corrente são levemente elevadas, apresentando apenas uma pequena oscilação que logo é amortecida. A mesma oscilação amortecida é observada no torque eletromagnético. A frequência decai suavemente com a ocorrência do ilhamento. Efetuando o religamento, são observadas oscilações bruscas em todas as grandezas, devido à resincronização do sistema. Além das fortes oscilações no torque eletromagnético, somente ao final do intervalo mostrado no gráfico da Figura 4.2(b) foram amortecidas as oscilações da frequência. Pela Figura 4.2(e) é visto que o torque mecânico ainda apresenta uma pequena variação no instante do ilhamento. Tais resultados mostram que é fundamental detectar a situação de ilhamento na presença de religadores automáticos.



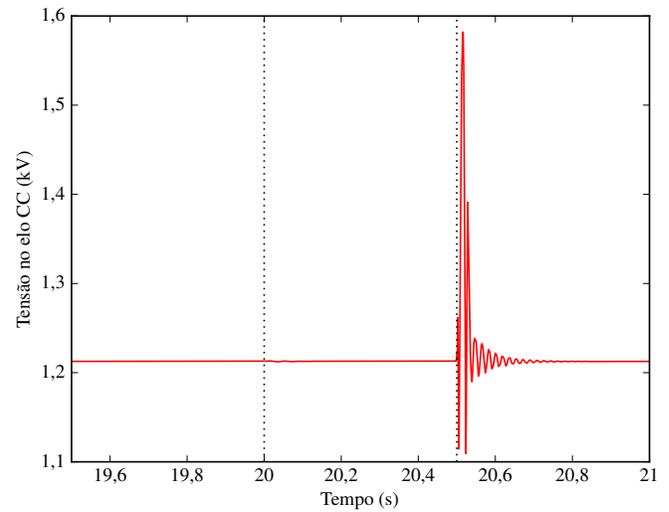
(a) Corrente do gerador (RMS)



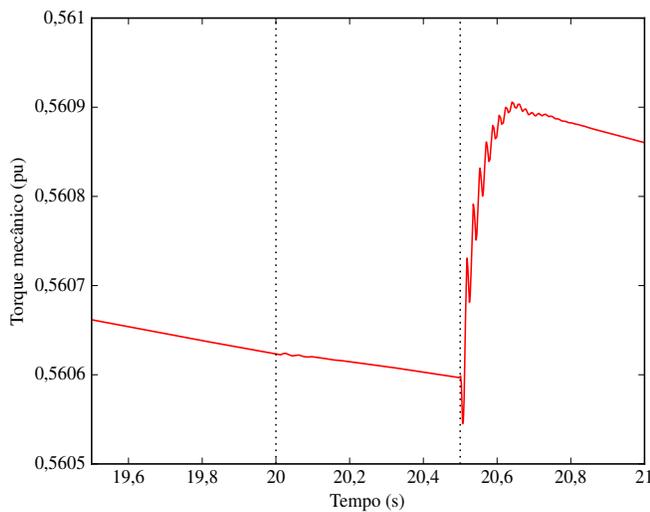
(b) Frequência elétrica



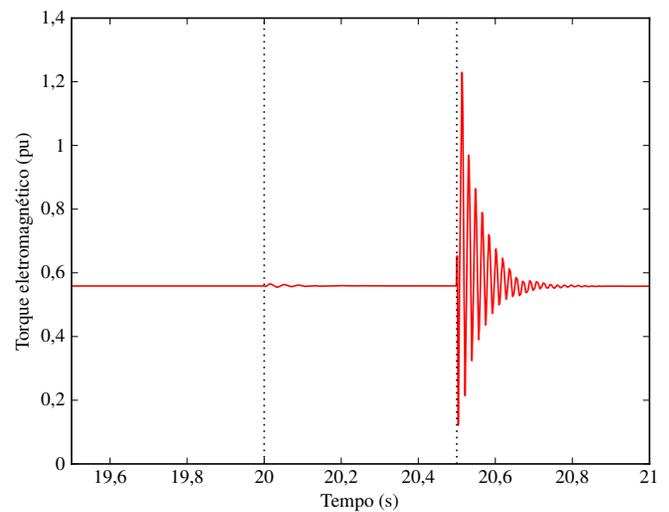
(c) Tensão terminal (RMS)



(d) Tensão no elo CC



(e) Torque mecânico

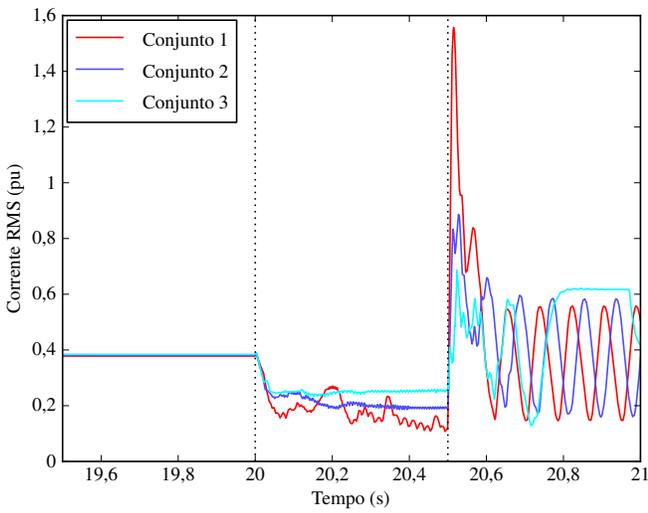


(f) Torque eletromagnético

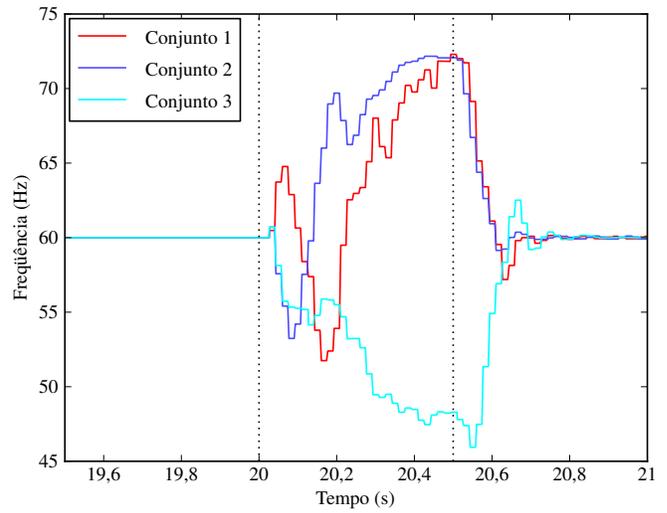
**Figura 4.2: Comportamento de diversas grandezas frente a um ilhamento (20 s) seguido de um religamento (20,5 s) — usando o Conjunto 2 de ganhos, controle de tensão.**

### 4.2.2. Controle de potência reativa

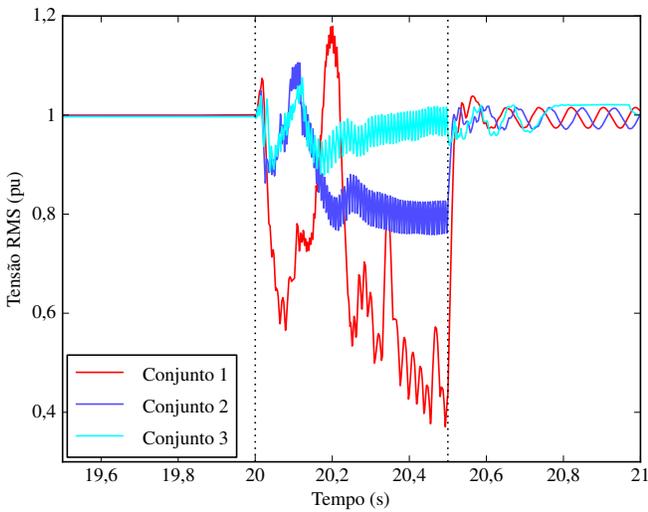
A Figura 4.3 é análoga à Figura 4.1 mostrada na seção anterior, mas apresentando o controle de potência reativa com referência nula, ao invés de controle de tensão. A mesma carga de 0,5 pu de potência ativa e 0,1 pu de potência reativa (indutiva) foi utilizada. Comparando as Figuras 4.3 e 4.1, é possível observar que as oscilações na corrente, no torque eletromagnético e mesmo na tensão do elo CC têm amplitude menor, ao passo que a variação da frequência é maior no caso aqui mostrado. Apesar de estar sendo utilizado o controle de potência reativa, em princípio, tais casos não seriam detectados através do relé da tensão para nenhum dos três conjuntos visto que a janela normalmente utilizada (0,5/1,2 pu) não é extrapolada. Por outro lado, todos os três conjuntos possibilitaram a detecção através do sinal da frequência medida. Novamente, ocorreu uma elevação excessiva da tensão do elo CC durante o ilhamento e, sobretudo, após o religamento, o que indica operação instável do gerador. O comportamento do torque eletromagnético, efetuado o religamento, é similar ao dos casos com controle de tensão.



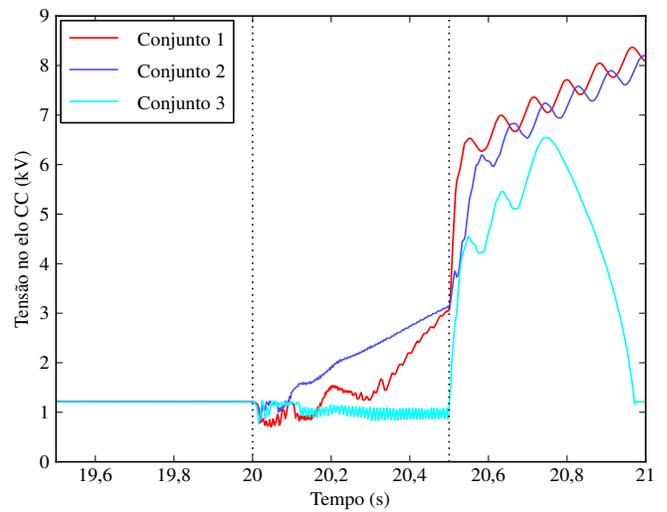
(a) Corrente do gerador (RMS)



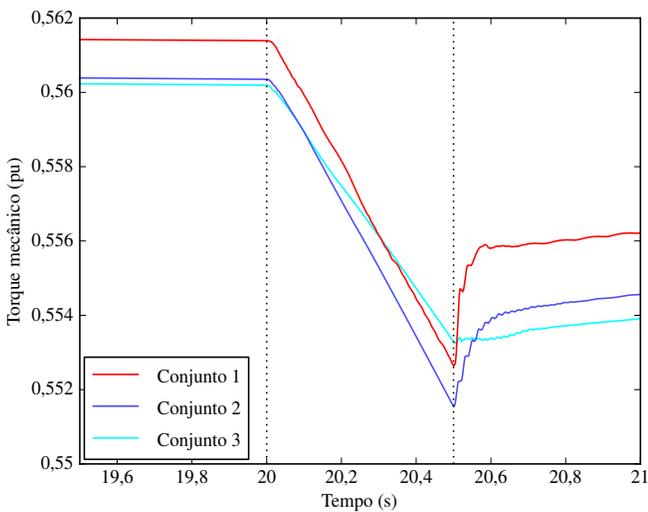
(b) Frequência elétrica



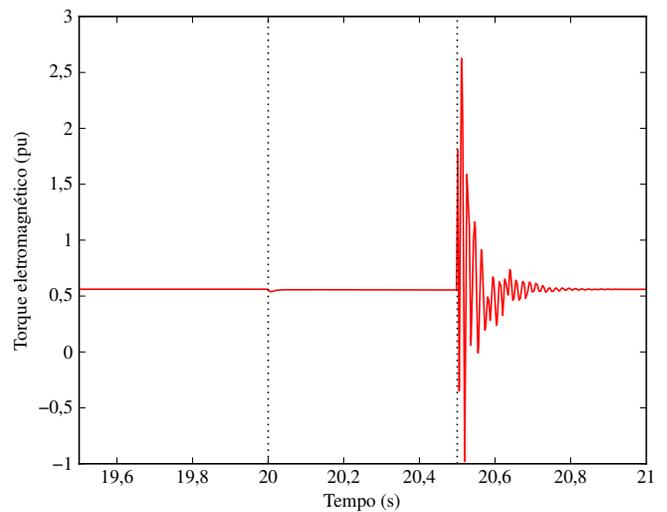
(c) Tensão terminal (RMS)



(d) Tensão no elo CC



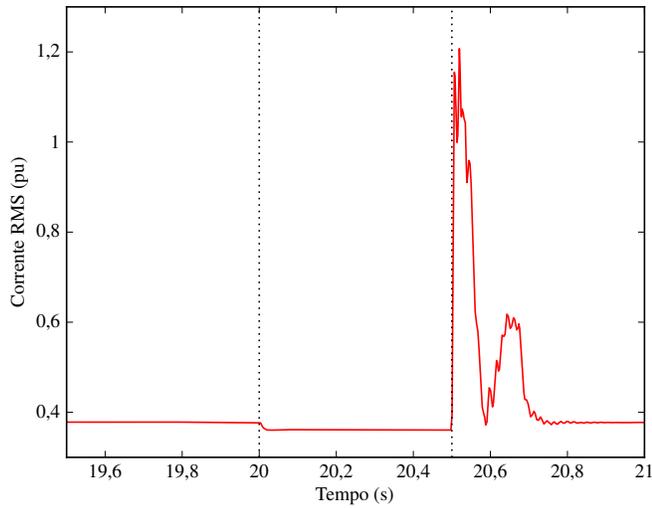
(e) Torque mecânico



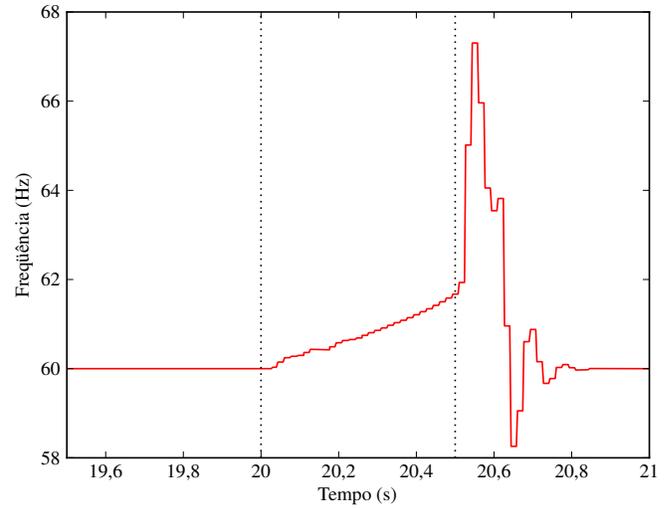
(f) Torque eletromagnético

Figura 4.3: Comportamento de diversas grandezas frente a um ilhamento (20 s) seguido de um religamento (20,5 s) — usando controle de potência reativa (referência nula).

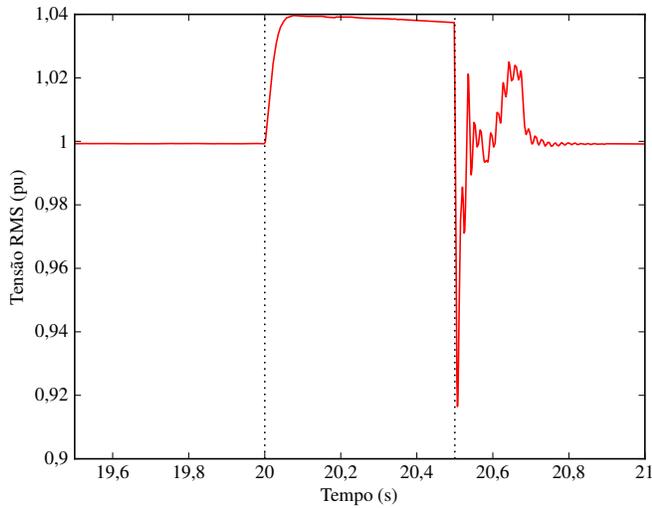
As formas de onda para um caso em que em princípio não seria detectado com os ajustes típicos dos relés de tensão e frequência estão expostas na Figura 4.4. Para esta simulação, foi utilizado o Conjunto 1 de parâmetros para os controladores, com uma carga consumindo 0,6 pu de potência ativa e 0,05 pu de potência reativa, resultando num desbalanço de cerca de 5% de potência ativa no instante do ilhamento. Os resultados são próximos aos apresentados para a Figura 4.2, onde foi utilizado controle de tensão. Para a Figura 4.4, utilizando controle de potência reativa, a tensão sobe a valores próximos de 1,03 pu durante o ilhamento, e a frequência quase atinge o limite superior ao final dos 500 ms. Após o religamento, embora a tensão do elo CC aumenta, esta retorna ao valor nominal em cerca de 180 ms. Com base no gráfico de torque eletromagnético e mecânico, verifica-se que a máquina seria exposta a transitórios eletromecânicos consideráveis, o que acarretaria a redução da vida útil da máquina, por conseguinte, a proteção antiilhamento é de fundamental importância.



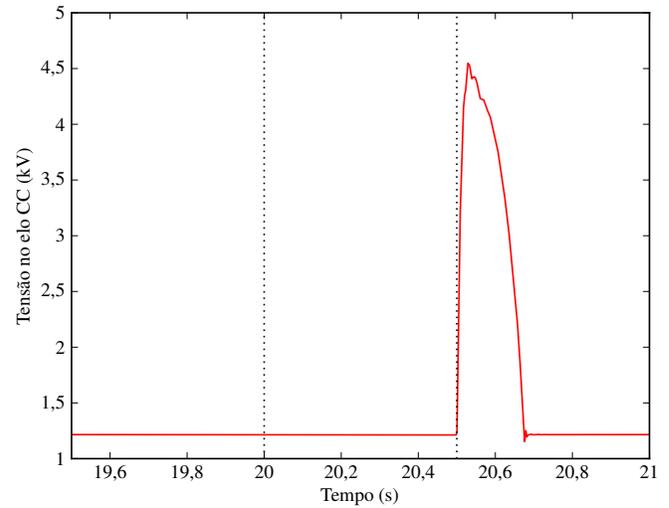
(a) Corrente do gerador (RMS)



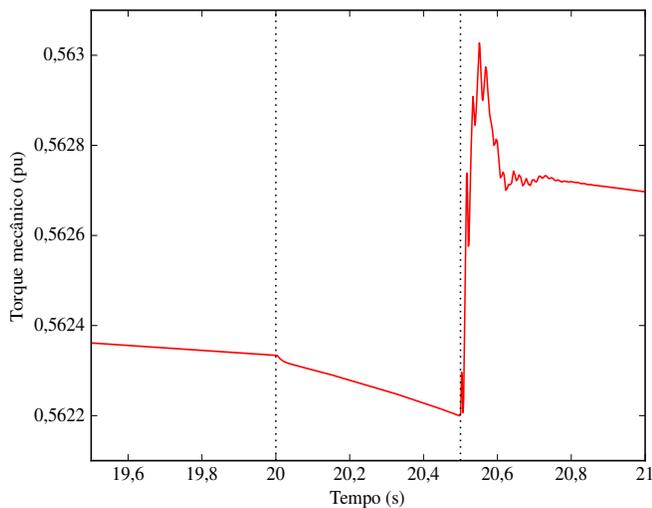
(b) Frequência elétrica



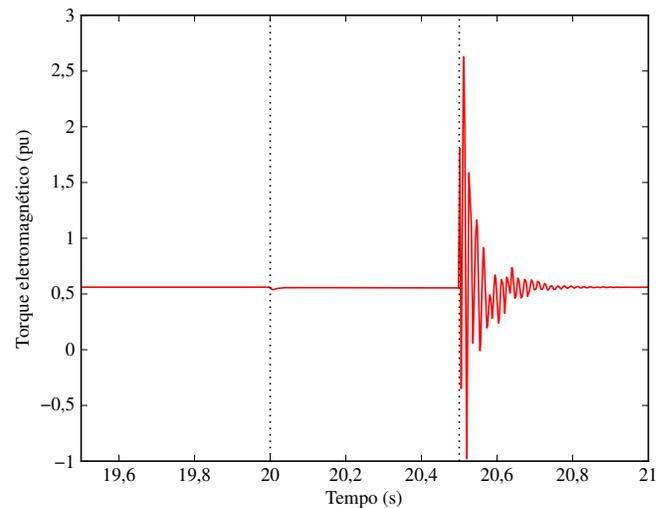
(c) Tensão terminal (RMS)



(d) Tensão no elo CC



(e) Torque mecânico



(f) Torque eletromagnético

Figura 4.4: Comportamento de diversas grandezas frente a um ilhamento (20 s) seguido de um religamento (20,5 s) — usando o Conjunto 1 de ganhos, controle de potência reativa.

### 4.3. Zonas de Não-Detecção

Como o conceito de zona de não-detecção já foi introduzido anteriormente na Seção 3.2, nesta seção apenas são apresentadas as diferenças relevantes na obtenção e as ZNDs para o caso do gerador de indução duplamente alimentado.

#### 4.3.1. Obtenção

A obtenção das zonas de não-detecção para o gerador duplamente alimentado segue, em linhas gerais, o procedimento exposto na Seção 3.2.3. A principal diferença consiste nos valores assumidos pela carga local: enquanto para o gerador com rotor em gaiola a carga assumia somente valores que resultam em fatores de potência indutivos (ou unitário), no caso do gerador duplamente alimentado, a carga pode assumir qualquer fator de potência — indutivo, capacitivo ou unitário. Isso foi adotado pois nessa configuração não há um banco de capacitor conectado aos terminais da máquina, assim, visto que o objetivo é percorrer o espaço desbalanço de potência reativa para caracterizar o comportamento do sistema de proteção antiilhamento, para reproduzir casos com excesso de potência reativa, adotou-se uma carga com fator de potência capacitivo. De fato, isso representaria uma situação de ilhamento em que bancos de capacitores empregados para realizar compensação de potência reativa no sistema são contidos pelo subsistema ilhado.

#### 4.3.2. Caso base

Para o conjunto de parâmetros definidos como caso base, utiliza-se:

- potência nominal do gerador: 1,667 MVA;
- tempo requerido para detecção do ilhamento: 500 ms;
- ajuste de sub-/sobretensão do relé: 0,5/1,2 pu;
- ajuste de sub-/sobrefrequência: 57/62 Hz;
- temporização dos relés: 80 ms;
- constante de inércia do conjunto turbina-gerador: 3 s;
- velocidade do vento: 11 m/s;
- ajuste dos ganhos dos reguladores: Conjunto 1;
- modo de controle: de tensão, *droop* de 5%.

As ZNDs para este cenário estão apresentadas na Figura 4.5. A ZND do relé de frequência é inexistente e, como consequência, a ZND efetiva também é vazia. Isso indica que o uso de relés de frequência neste caso é eficiente para fornecer a proteção antiilhamento. Estes resultados confirmam as afirmações da literatura de que o gerador duplamente alimentado, em sua implementação mais tradicional, não apresenta capacidade de controle frequência ([44]-[46]). A ZND do relé de tensão, no entanto, apresenta área significativa. Na Figura 4.5(b), além da ZND para o relé de tensão, também está representada a envoltória dentro da qual a tensão terminal do gerador estava entre os limites de 0,95 pu e 1,05 pu no instante antes do ilhamento. Observa-se que os pontos não-detectados estão todos dentro desta envoltória.

Como será visto nos estudos de sensibilidade, de fato, o uso do relé de frequência é bem eficiente para realizar a detecção do ilhamento, portanto, na maioria dos casos analisados, as ZNDs efetivas são bem reduzidas ou nulas. Isso é uma constatação importante ainda não relatada na literatura técnica. A principal explicação para esse fato reside no uso do PLL para gerar os sinais de controle dos conversores. Após a ocorrência do ilhamento, o PLL perde sua referência de frequência que é tomada da rede elétrica, portanto afetando o comportamento dos controladores e exacerbando a variação de frequência da rede ilhada permitindo que essa situação seja facilmente detectada por um relé de frequência.

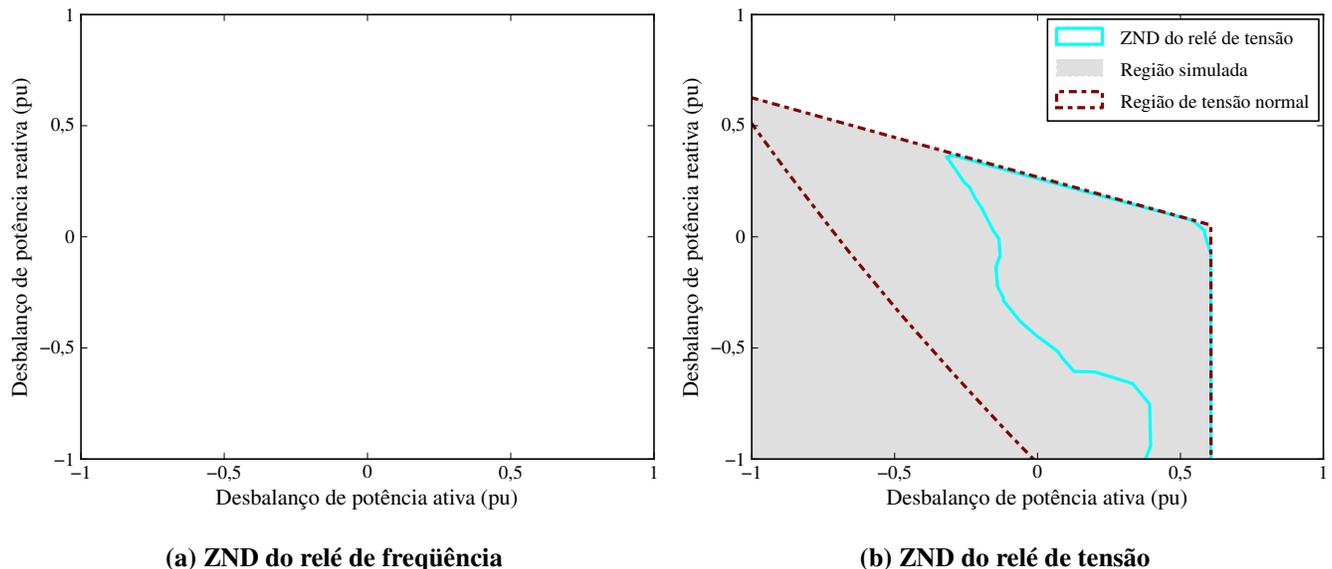


Figura 4.5: Zonas de não-deteção para o Conjunto 1 de ganhos, com controle de tensão.

#### ***4.4. Análise das Zonas de Não-Deteccção***

Nesta seção é realizada a análise da sensibilidade das zonas de não-deteccção do gerador frente alteração de diversos parâmetros envolvidos na simulação. Embora diversos parâmetros tenham sido variados, apenas alguns foram selecionados para apresentação visto que de forma geral as ZNDs efetivas são bem reduzidas devido à ação do relé de frequência.

Para a maioria dos resultados do relé de frequência, devido à pequena quantidade de pontos não-detectados, a ZND está representada nos gráficos por pequenas circunferências representando os pontos não-detectados.

##### **4.4.1. Tempo máximo de detecccção**

São apresentadas na Figura 4.6 as ZNDs utilizando três valores distintos para o tempo máximo de detecccção, a saber: 250, 500 e 750 milissegundos. Para a ZND do relé de frequência, na área exibida no gráfico, há pontos não-detectáveis somente para tempo máximo de detecccção de 250 ms, contudo visto que poucos casos não são detectados, não há um ZND de fato para ser traçada. Já a ZNDs do relé de tensão apresenta uma área considerável, contudo a influência do tempo requerido para detecccção do ilhamento tem pouca influência sobre as ZNDs. As ZNDs efetivas são representadas apenas pelos pontos não-detectáveis pelo relé de frequência visto que estes estão contidos pelas ZNDs do relé de tensão.

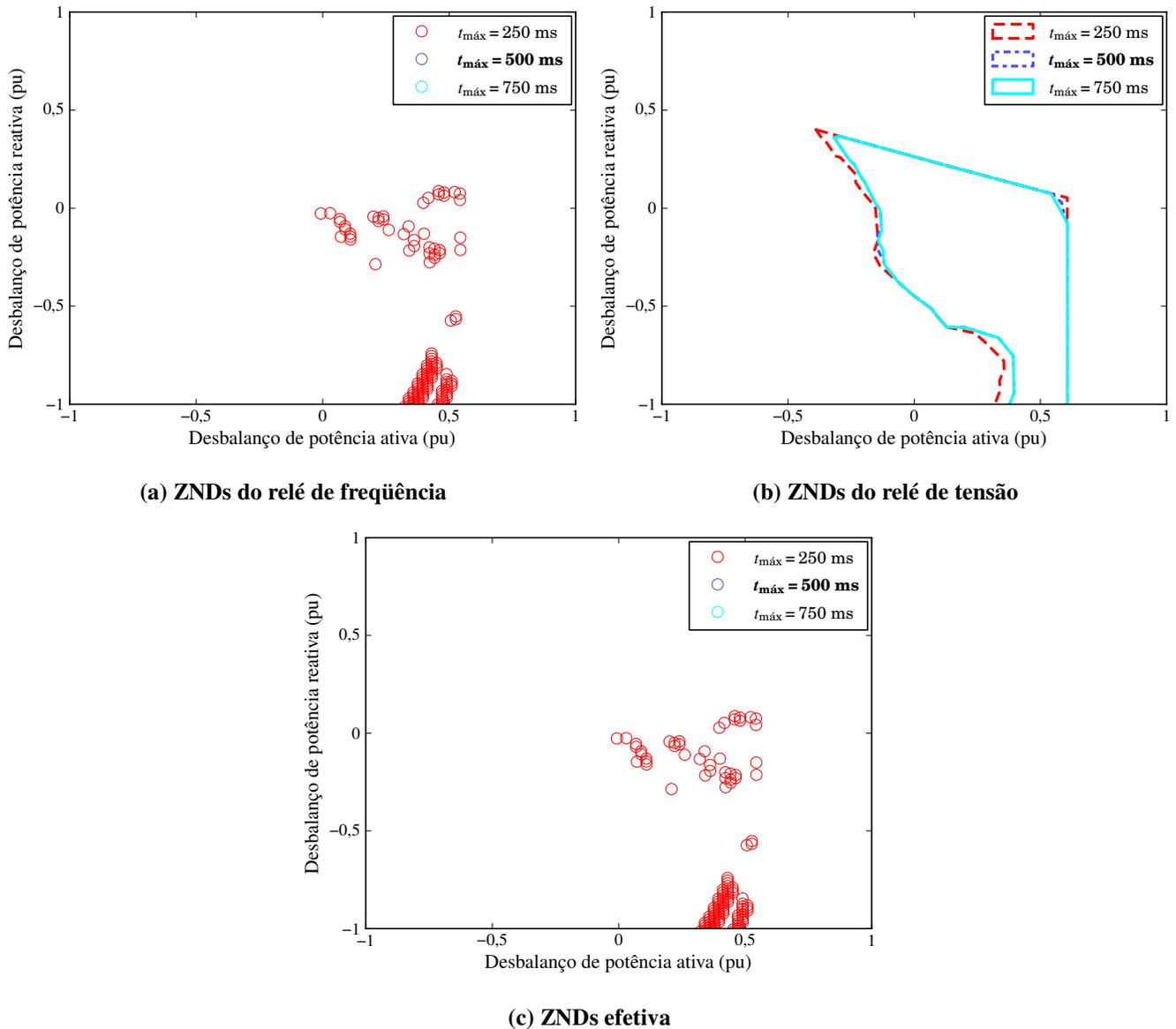


Figura 4.6 Sensibilidade das zonas de não-deteção em relação ao tempo máximo de detecção.

#### 4.4.2. Velocidade do vento

Diferentes valores de velocidades de vento resultam em diferentes valores de velocidades do rotor e torques mecânicos. Como a velocidade média do vento varia devido a diversos fatores, a análise dos efeitos desta variável nas ZNDs é de importância, sendo que tal efeito é mostrado na Figura 4.7. É possível observar que a zona de não-deteção efetiva para a velocidade de 9 m/s não é desprezível como ocorre para o caso base. A ZND do relé de tensão, apesar de manter uma forma muito próxima para as diversas velocidades, também é deslocada.

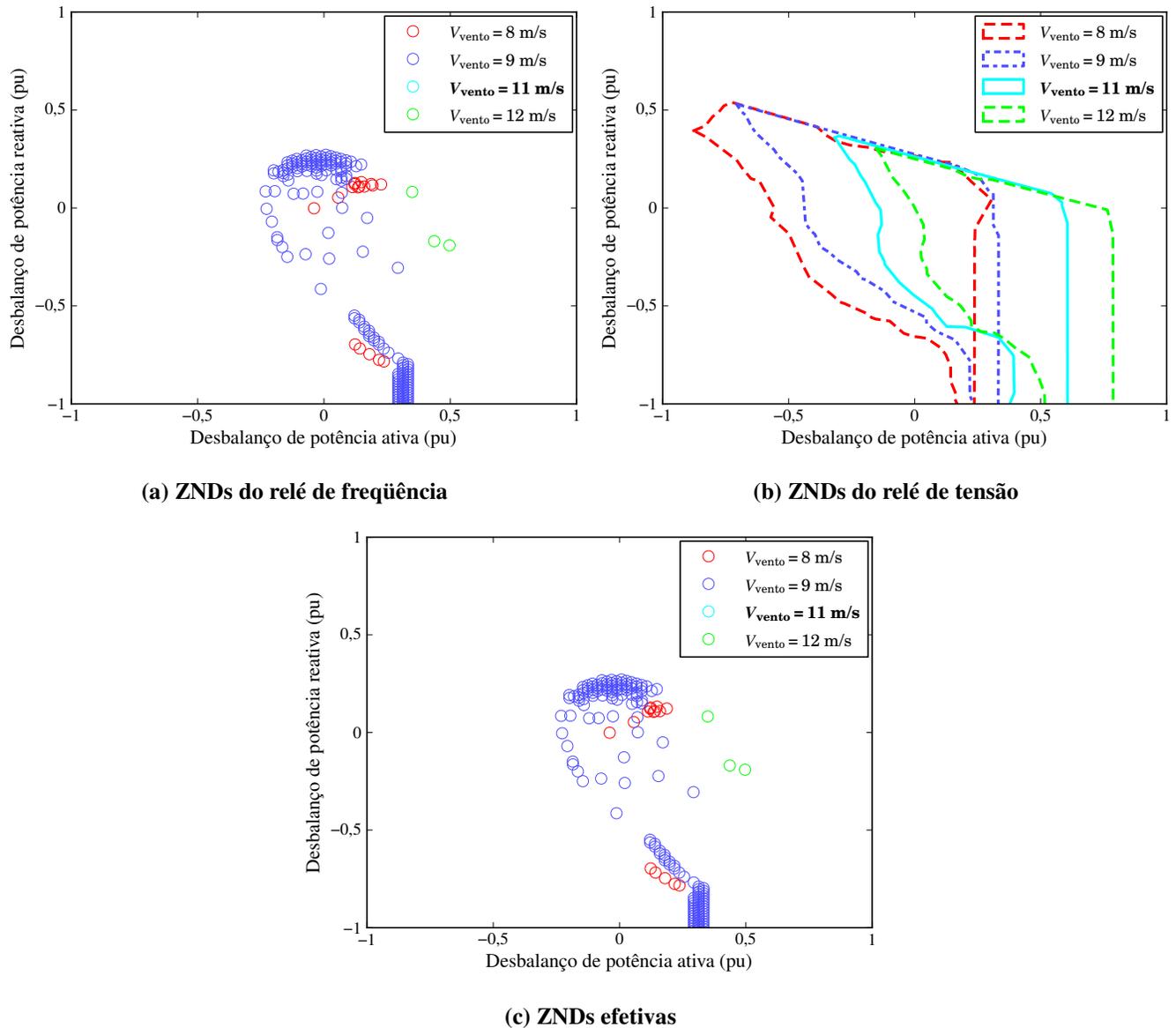


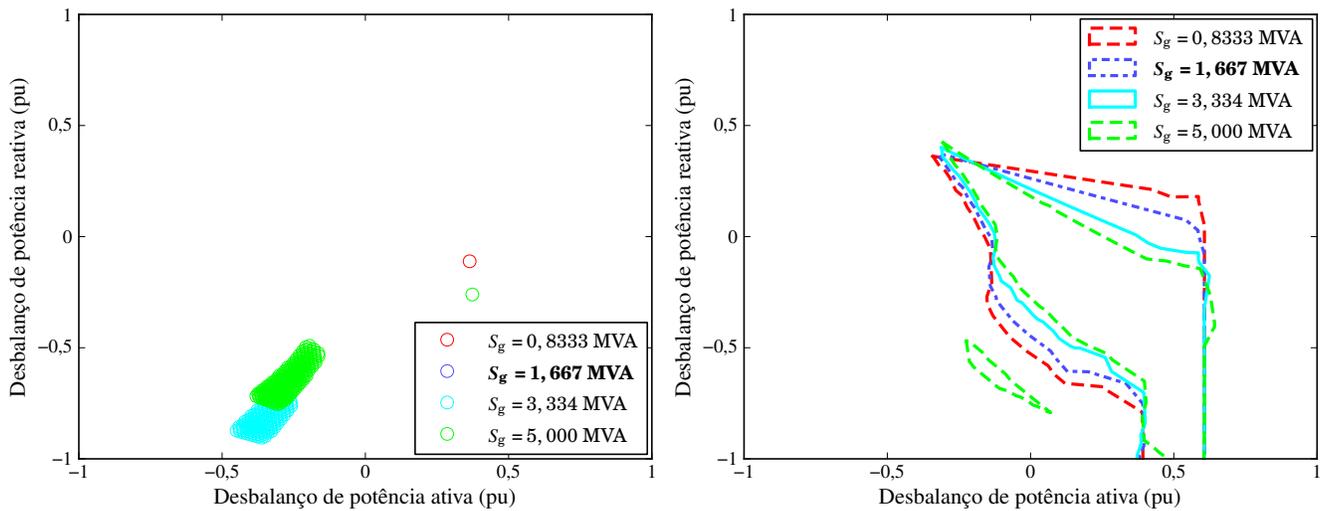
Figura 4.7: Sensibilidade das zonas de não-deteção em relação à velocidade do vento.

#### 4.4.3. Parâmetros do gerador

##### Capacidade nominal do gerador

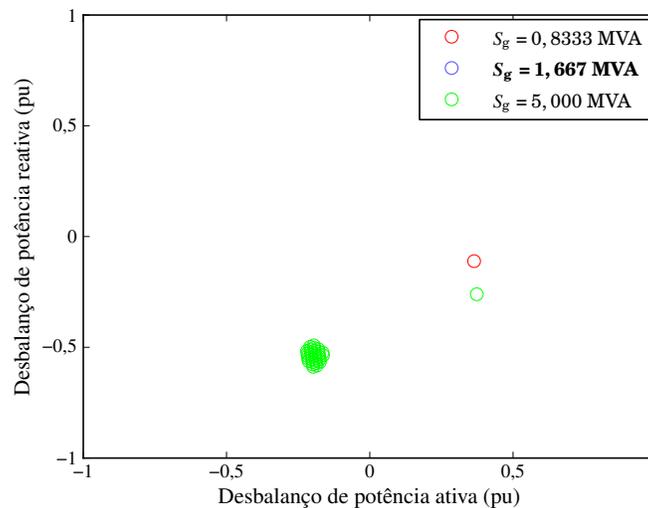
Utilizando diferentes valores de potência nominal ( $S_g$ ), são obtidas as ZNDs reproduzidas na Figura 4.8. Outros parâmetros, como a potência nominal do transformador e os parâmetros do sistema de controle que são explicitamente dependentes da potência nominal do gerador, são ajustados de acordo com o valor de  $S_g$  utilizado. Ganhos que dependem implicitamente de parâmetros do gerador não foram modificados. O resultado observado é que, tanto para a ZND do relé de tensão quanto para a de frequência, quanto maior a potência do gerador, mais comprimida é a zona. Para  $S_g = 5$  MVA, a ZND do relé de tensão apresenta um pequeno segmento que não aparece para os outros valores de  $S_g$ .

Já para a ZND do relé de frequência, o segmento inferior que aparece para  $S_g = 3,334$  MVA e  $S_g = 5$  MVA está fora da região de interesse para os outros valores de  $S_g$ .



(a) ZNDs do relé de frequência

(b) ZNDs do relé de tensão



(c) ZNDs efetivas

Figura 4.8: Sensibilidade das zonas de não-deteção em relação à capacidade do gerador.

### Constante de inércia — $H$

Pela Figura 4.9, observa-se que os três diferentes valores de constante de inércia resultaram em ZNDs praticamente idênticas. Esse comportamento reforça a explicação que a perda de referência de frequência do PLL é um dos principais elementos que faz com que a frequência do sistema ilhado varie consideravelmente. Mesmo aumentando a constante de inércia do conjunto turbina-gerador, implicando maior quantidade de energia armazenada na massa girante, o relé de frequência é eficiente para detectar a situação de ilhamento.

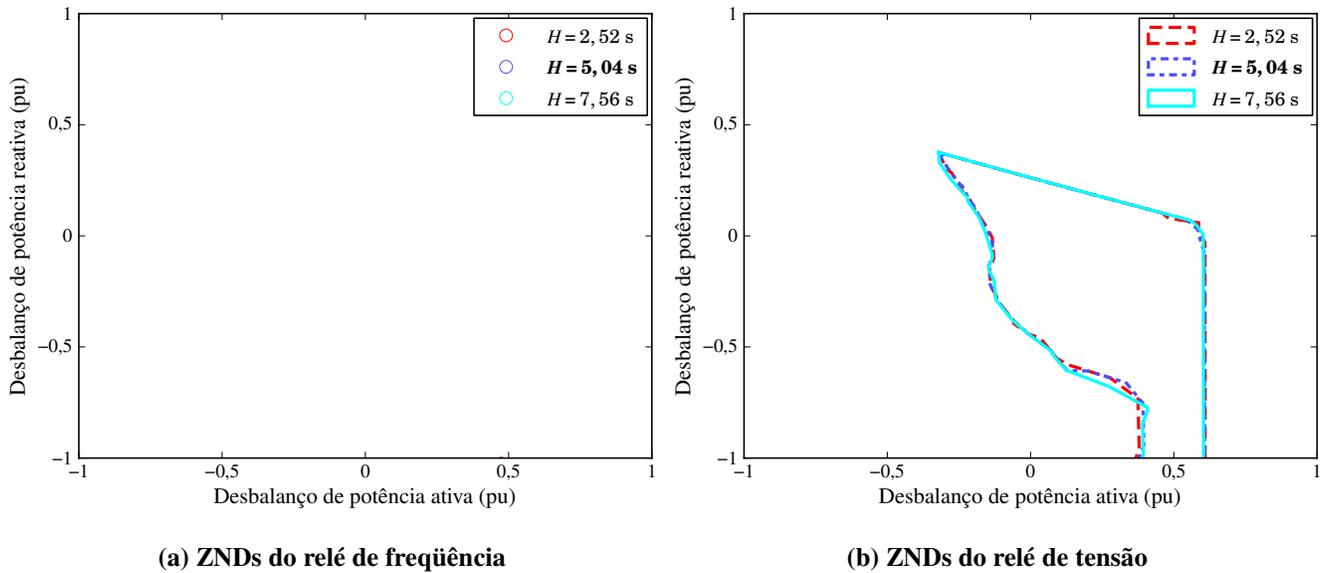


Figura 4.9: Sensibilidade das zonas de não-deteccção em relação à inércia ( $H$ ) do gerador.

### Resistência do rotor — $R_r$

A sensibilidade das ZNDs em relação à resistência do rotor no caso do gerador de indução duplamente alimentado é muito pequena, conforme pode ser visto na Figura 4.10, em que as zonas referentes aos três valores empregados são praticamente as mesmas, tanto para o relé de tensão quanto para o relé de frequência. Este comportamento já era esperado, visto que o controle do conversor do lado do rotor apresenta termos de compensação conforme exposto na Seção 2.5.3.

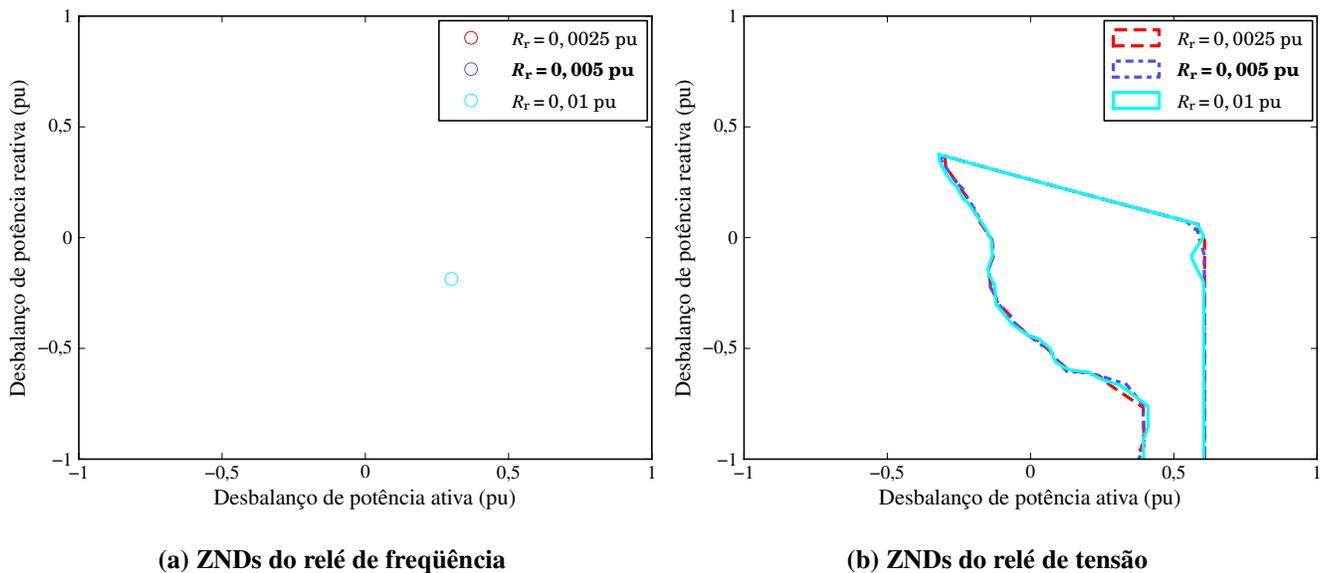


Figura 4.10: Sensibilidade das zonas de não-deteccção em relação à resistência do rotor.

### Resistência do estator — $R_s$

Assim como para o gerador com rotor em gaiola, a resistência do estator praticamente não tem influência nas ZNDs dos relés de frequência e de tensão no caso do gerador duplamente alimentado como pode ser observado na Figura 4.11.

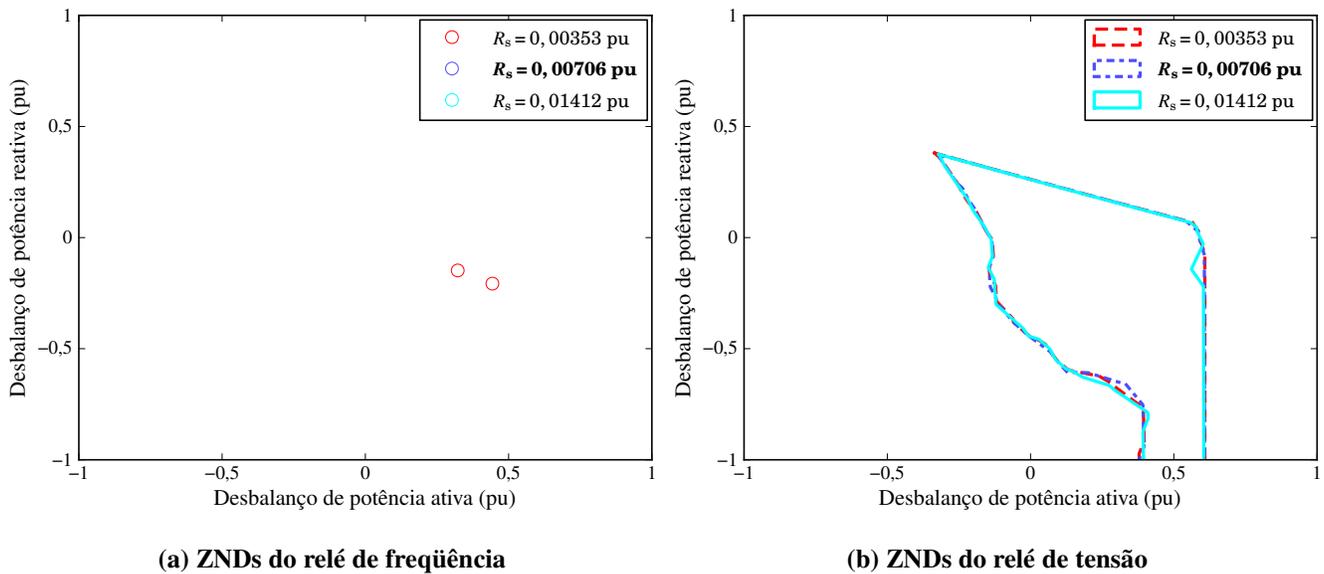


Figura 4.11: Sensibilidade das zonas de não-deteção em relação à resistência do estator.

### Reatância do rotor — $X_r$

A compensação realizada no conversor do lado do rotor (Seção 2.5.3) minimiza os efeitos da reatância do rotor. Este procedimento de compensação torna a sensibilidade das ZNDs baixa em relação ao parâmetro  $X_r$ , confirmado por meio da Figura 4.12.

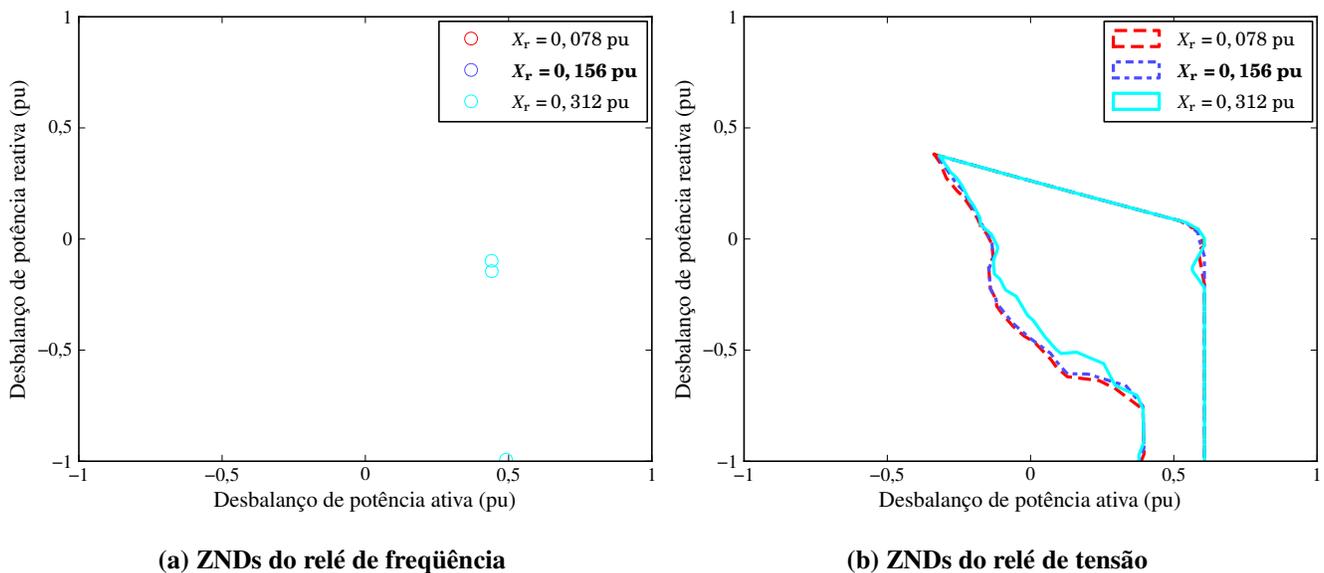


Figura 4.12: Sensibilidade das zonas de não-deteção em relação à reatância do rotor.

### Reatância do estator — $X_s$

Como o controle do gerador é realizado primariamente pelo conversor do rotor, é de se esperar que os parâmetros do estator apresentem pouca influência nas ZNDs. As ZNDs reproduzidas na Figura 4.13 em conjunto com aquelas da sensibilidade de  $R_s$  aparentam confirmar esta hipótese.

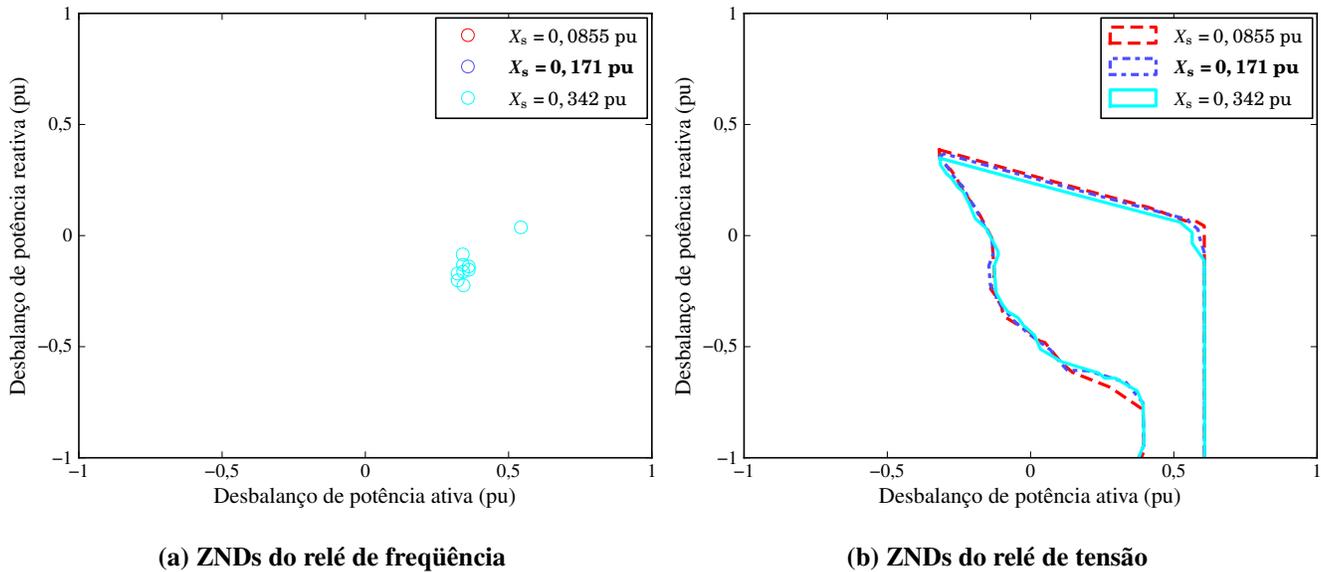


Figura 4.13: Sensibilidade das zonas de não-deteção em relação à reatância do estator.

### Reatância de magnetização — $X_m$

Foram utilizados os valores de 1,45; 2,9 e 4 pu. Não foi empregado o valor de 5,8 pu — que representaria o dobro do valor do caso base — porque, para os ganhos escolhidos, o sistema não apresenta comportamento estável em regime permanente para este valor de  $X_m$ . Para os dois valores mais altos, as ZNDs do relé de tensão são bastante próximas, com uma pequena diferença na região inferior. Já para o valor mais baixo, de 1,45 pu, as diferenças já são mais notáveis. Contudo, o relé de frequência seria hábil a detectar a situação de ilhamento em qualquer situação.

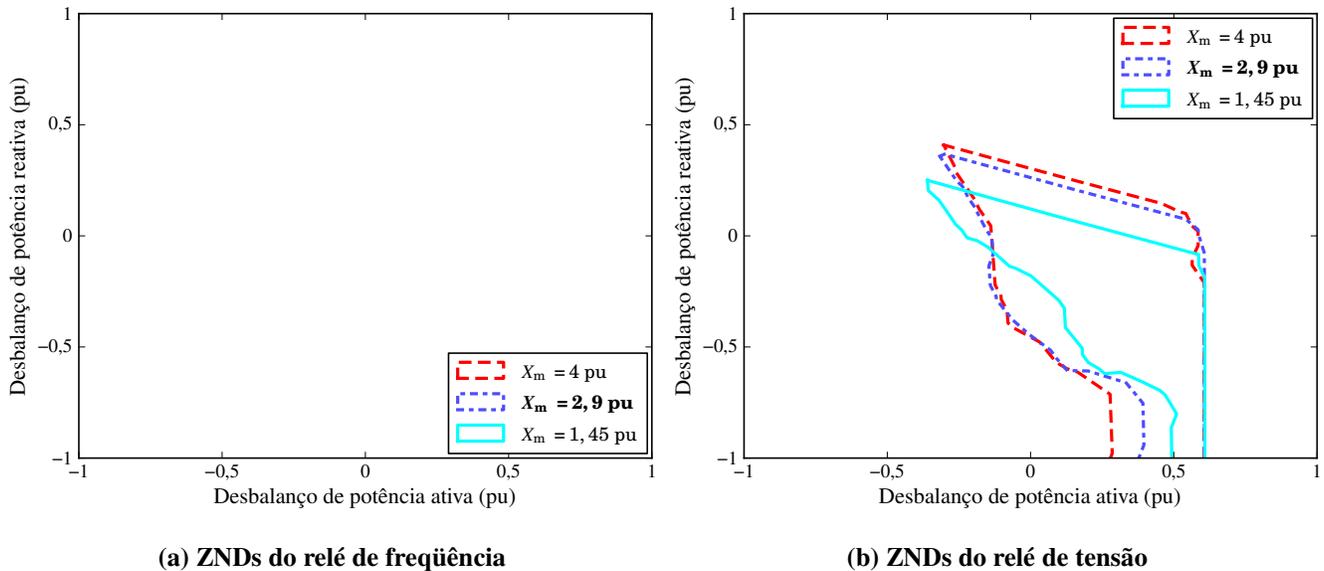


Figura 4.14: Sensibilidade das zonas de não-deteccção em relação à reatância de magnetização do gerador.

#### 4.4.4. Parâmetros de controle

Como foi observado a partir do caso base, as ZNDs para o gerador duplamente alimentado são bastante diferentes daquelas do gerador de indução em gaiola de esquilo. Em contraste com o gerador em gaiola, o fator determinante das ZNDs para o gerador duplamente alimentado passa a ser o seu modo de controle e a máquina de indução propriamente dita passa a ser somente mais um dos elementos em análise. Esta seção explora os três conjuntos de ganhos já apresentados na Seção 4.1, utilizando os modos de controle de tensão e de controle de potência reativa.

#### Controle de tensão

Através da Figura 4.15, o efeito de diferentes ganhos é evidenciado. Nos gráficos dessa figura, observa-se a presença de pequenas ZNDs do relé de frequência para os Conjuntos 2 e 3, enquanto que para o Conjunto 1 todos os pontos amostrados foram detectados em até 500 ms. As ZNDs do relé de tensão são também bastante diferentes, sendo que para o Conjunto 3 a ZND estende-se por quase todo o espaço de simulação. Para os dois novos casos analisados, a ZND efetiva é formada por somente alguns pontos, com uma distribuição aproximadamente linear no plano dos desbalanços, e representam grande parte dos pontos das ZNDs do relé de frequências. Conjetura-se que as grandes diferenças nas ZNDs do relé de tensão sejam devido principalmente às alterações de ganhos proporcionais do controlador PI da tensão, que foram reduzidos de 14 no caso base, para 2 e 1 nos Conjuntos 2 e 3, respectivamente.

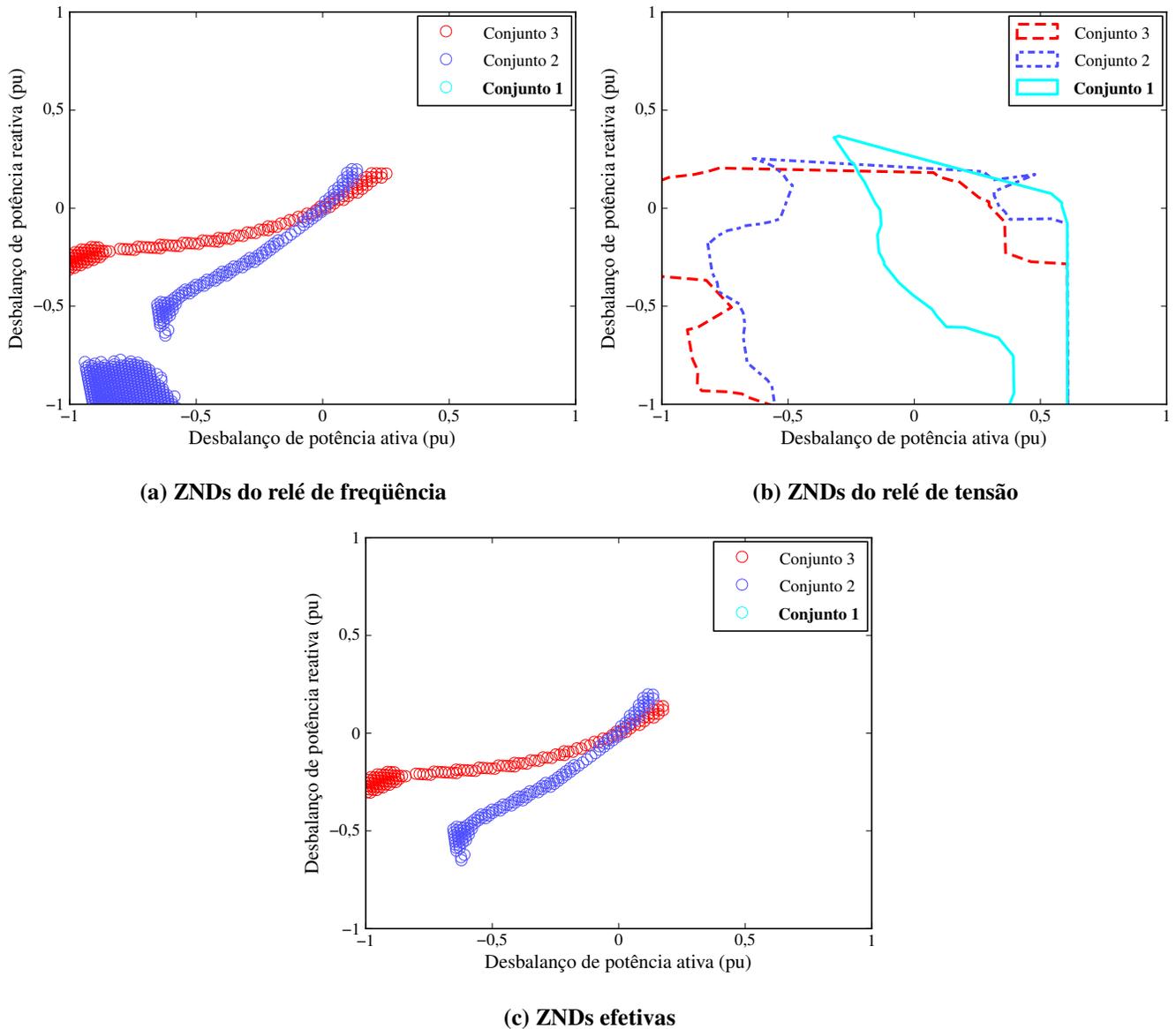
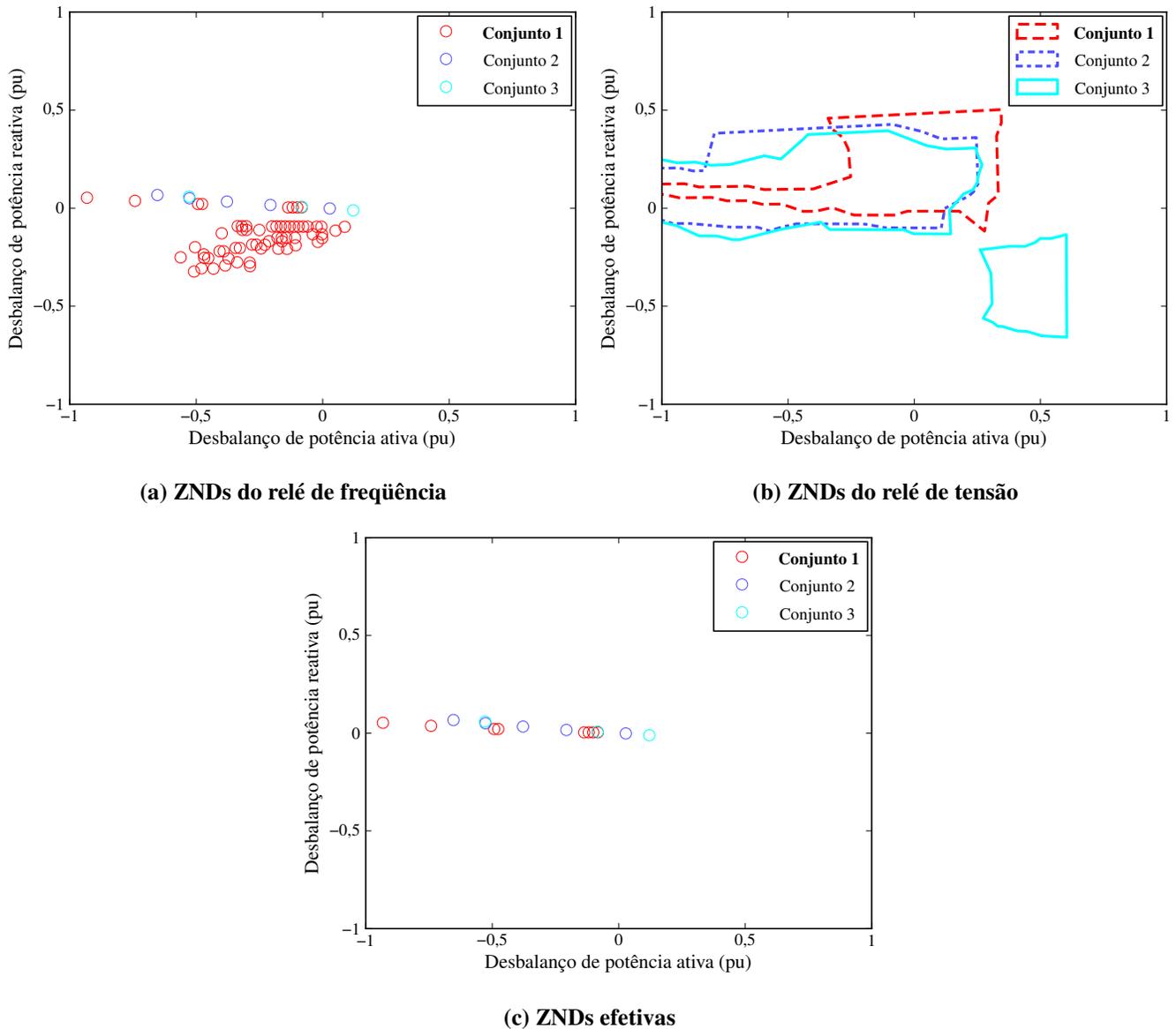


Figura 4.15: Zonas de não-deteção para os três conjuntos de ganhos, com controle de tensão.

### Controle de potência reativa

Na Figura 4.16 estão apresentados as ZNDs para os três conjuntos de ganhos estudados, utilizando controle de potência reativa, utilizando referência de potência nula. A principal diferença entre as ZNDs para os três conjuntos é o surgimento de pontos não-detectados com desbalanços negativos de potência reativa para o Conjunto 3. No entanto, esta diferença não afeta a ZND efetiva, resultando em ZNDs efetivas praticamente nulas para todos os conjuntos.



**Figura 4.16: Zonas de não-deteção para os três conjuntos de ganhos, com controle de potência reativa.**

Para avaliar os efeitos da referência de potência reativa ( $Q^*$ ) nas ZNDs, foram realizadas simulações utilizando  $Q^* = 0,25$  pu e  $Q^* = -0,25$  pu, além do valor nulo. Os resultados estão na Figura 4.17. É observável que o valor negativo de potência reativa torna a ZND do relé de tensão maior, enquanto o valor positivo reduz a área da ZND do relé de tensão em relação ao caso base. As ZNDs efetivas e do relé de frequência não apresentam alterações significativas.

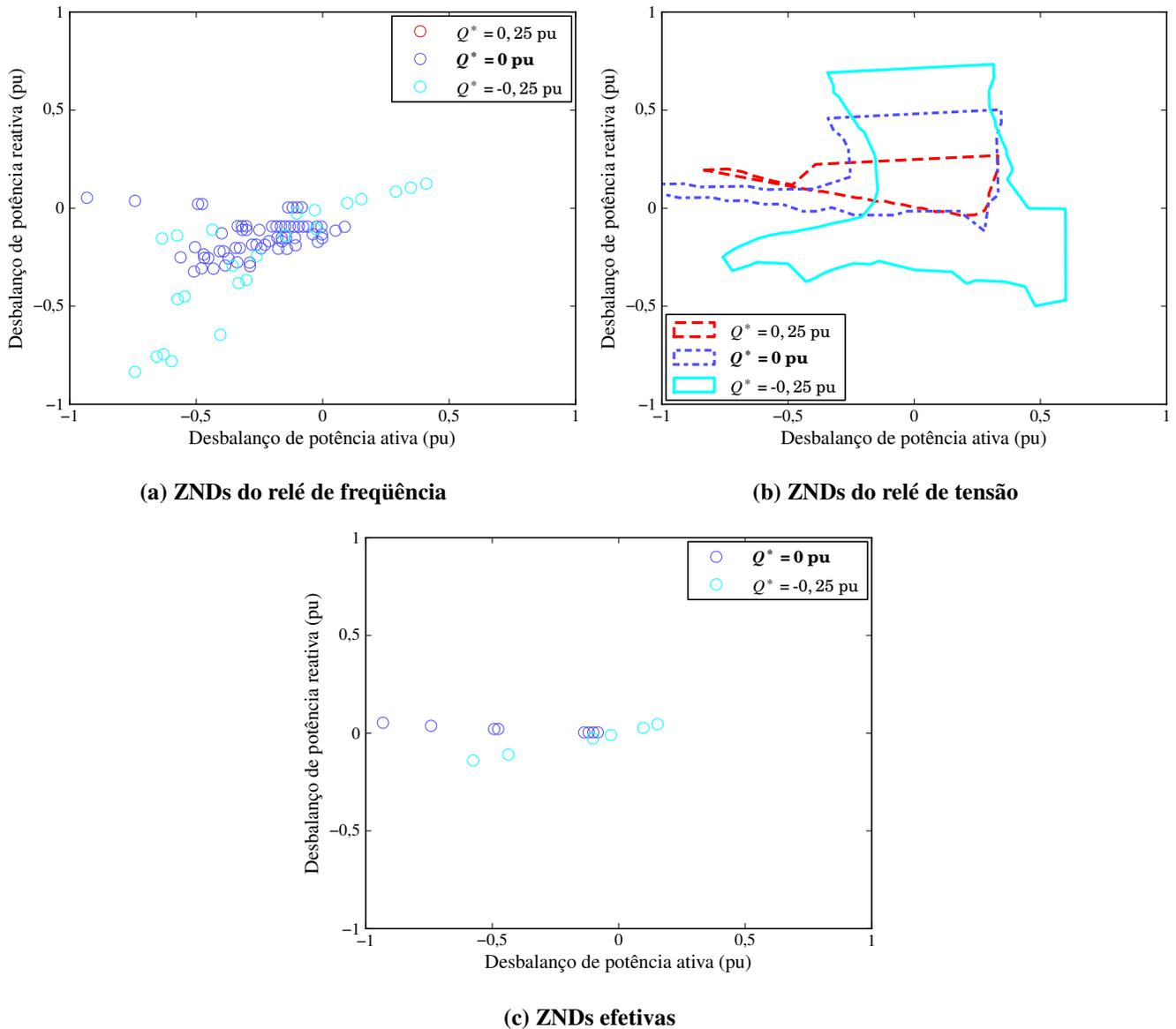


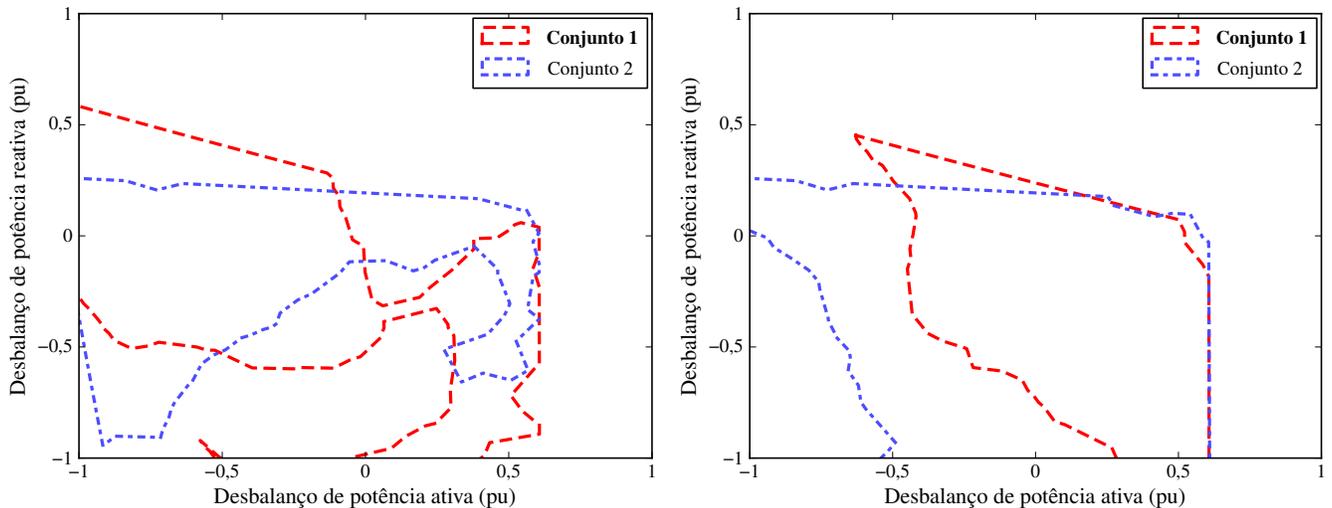
Figura 4.17: Zonas de não-deteção para o Conjunto 1 de ganhos, com três diferentes referências de potência reativa.

## PLL virtual

Como mencionado anteriormente, o uso do PLL é um dos fatores que mais tem influência sobre o comportamento da frequência do sistema isolado após a ocorrência do ilhamento. Usualmente, o PLL utiliza o sinal de tensão da rede como referência de frequência. Como após a ocorrência do ilhamento, a frequência da rede tende a variar devido ao desbalanço de potência, os sinais de referência de tensão para os conversores produzidos pelos controladores tendem a amplificar tal variação, fazendo com que a situação de ilhamento seja facilmente detectada. Para investigar melhor esta afirmação, além do PLL tradicional do PSCAD/EMTDC baseado no uso do sinal de tensão da rede, foi utilizado também um “PLL virtual”, o qual consiste de uma fonte de sinal de fase linear do tempo com saída ajustada entre

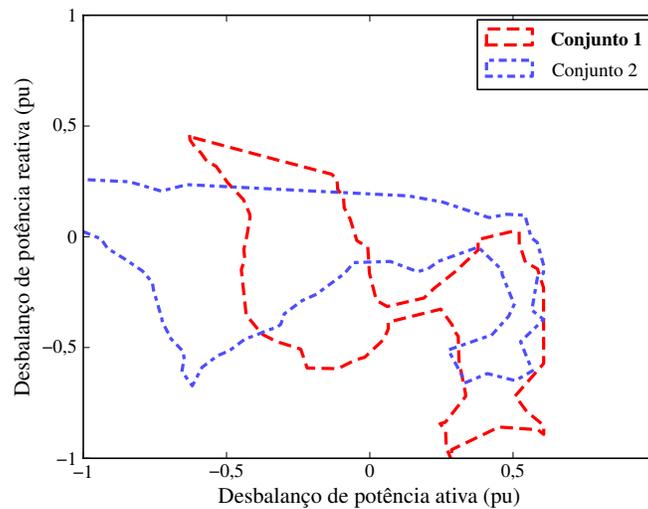
-180 a 180 graus em 60 Hz. Este sinal é utilizado nas transformações  $abc \rightarrow dq$  e  $dq \rightarrow abc$  das malhas de controle do gerador. Este tipo de PLL virtual é utilizado com geradores conectados via inversores, como células a combustível, células fotovoltaicas ou microturbinas, durante operação isolada ([63]).

Os resultados do uso desse tipo de PLL, associado ao Conjunto 1 e ao Conjunto 2 de ganhos, estão representados nas Figuras 4.18 e 4.19, respectivamente para controle de tensão e controle de potência reativa. Em ambos os cenários, notáveis diferenças são observadas quando compara com o uso do PLL tradicional. Observa-se que as ZNDs do relé de frequência abrangem uma área considerável do espaço de simulação. Como o sinal de frequência produzido pelo PLL e empregado pelos controladores é fixa em 60 Hz, a frequência do sistema isolada não varia drasticamente. Com o controle de tensão, Figura 4.18, a ZND do relé de frequência, antes não-existente para o caso base, apresenta uma grande área dividida em duas regiões principais, sendo a região maior formada por pontos de desbalanço de potência ativa negativo (carga maior que geração) e a região menor centralizada em cerca de 0,3 pu de desbalanço ativo. A ZND do relé de tensão não apresentou diferenças tão grandes quando comparada com os casos com o PLL tradicional. Ela mantém a maioria dos pontos para do caso base e é ampliada em sua região inferior-esquerda. É importante mencionar que todos os pontos continuam contidos na envoltória de tensão pré-ilhamento dentro dos limites de operação em regime permanente, a qual não é mostrada no gráfico para facilitar a visualização. O resultado do aumento da área das ZNDs do relé de frequência e de tensão reflete numa ZND efetiva de área significativa.



(a) ZNDs do relé de frequência

(b) ZNDs do relé de tensão



(c) ZNDs efetivas

Figura 4.18: Zonas de não-deteccção para Conjunto 1 e Conjunto 2, utilizando PLL virtual e controle de tensão.

Utilizando o controle de potência reativa, os efeitos do PLL virtual são parecidos aos ocorridos no caso de controle de tensão, ou seja, a ZND do relé de frequência apresenta uma área relevante e a ZND do relé de tensão é um pouco ampliada como pode ser observado na Figura 4.19. As alterações resultam numa ZND efetiva representada por valores positivos de desbalanço reativo e valores negativos de desbalanço ativo. As diferenças entre os dois conjuntos de ganho simulados são menores para o controle de potência reativa, e todas as zonas para este caso seguem o mesmo comportamento para os dois ganhos.

Os efeitos observados através do uso do PLL virtual evidenciam o grande impacto desse elemento na ZND do sistema de proteção antiilhamento baseado em relés de tensão e de frequência usado com geradores duplamente alimentados.

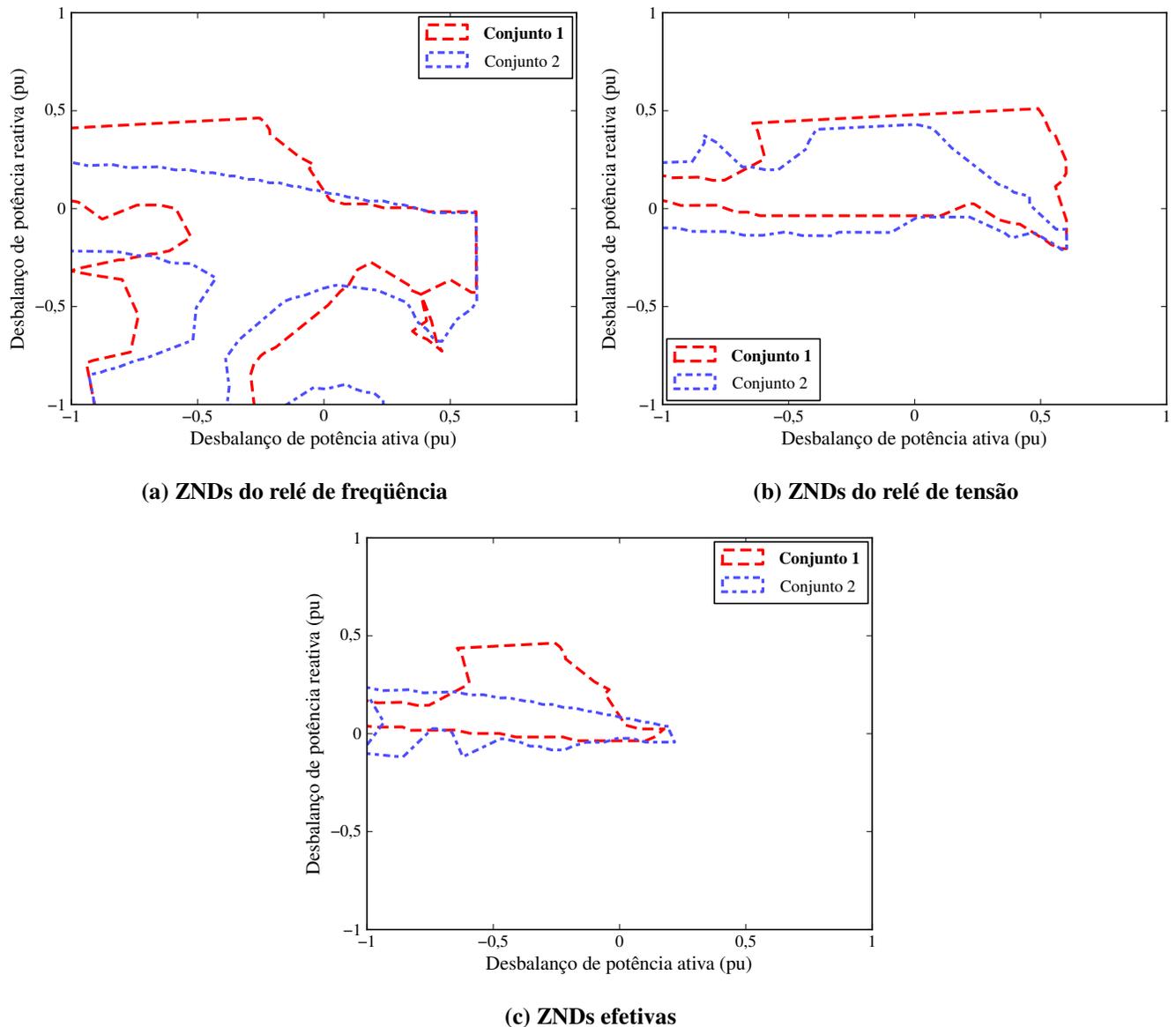


Figura 4.19: Zonas de não-deteção para Conjunto 1 e Conjunto 2, utilizando PLL virtual e controle de potência reativa.

#### 4.5. Resumo

Com base nos resultados apresentados neste capítulo, verifica-se que o PLL exerce uma influência determinante na ZND efetiva do sistema de proteção antiilhamento visto o impacto que este elemento tem sobre o comportamento da frequência do sistema após a ocorrência do ilhamento. No caso do uso de PLLs tradicionais baseados no uso do sinal de tensão da rede elétrica para sintetização dos sinais a serem empregados nas transformadas  $abc \rightarrow dq$  e  $dq \rightarrow abc$ , as ZNDs do relé de frequência são praticamente inexistentes, indicando a eficiência desse relé para fornecer proteção antiilhamento para esse tipo de gerador. Contudo, na prática, uma grande variedade de PLLs tem sido investigada para uso em geradores de indução duplamente alimentados, sendo que um dos objetivos de diversas variantes é justamente fornecer um controle de frequência mais rígido. Isso, como verificado, pode tornar o sistema de proteção antiilhamento baseado em relés de frequência e de tensão completamente ineficaz. Na Tabela 4.1, as principais conclusões sobre o comportamento das ZNDs frente a alterações para cada um dos parâmetros em estudo estão sintetizadas.

**Tabela 4.1: Influências dos parâmetros estudados nas zonas de não-deteção.**

Parâmetro	Influência nas ZNDs
$t_{\text{máx}}$ — Tempo máximo de detecção	Baixa para tensão e alta para frequência
$V_{\text{vento}}$ — Velocidade do vento	Alta
$S_g$ — Capacidade do gerador	Alta
$H$ — Constante de inércia	Baixa
$R_r$ — Resistência do rotor	
$R_s$ — Resistência do estator	
$X_r$ — Reatância do rotor	
$X_s$ — Reatância do estator	
$X_m$ — Reatância de magnetização	Média para tensão e baixa para frequência
Ganhos dos controladores	Alta
Modo de controle	
Referência angular (PLL)	

# CAPÍTULO 5:

## CONCLUSÕES

Neste trabalho, apresentou-se um estudo extensivo sobre a eficiência de sistemas baseados em relé de frequência e de tensão em fornecer proteção antiilhamento para geradores de indução com rotor tipo gaiola de esquilo e geradores de indução duplamente alimentados. Embora na literatura haja uma grande quantidade de trabalhos analisando a questão da proteção antiilhamento de geradores síncronos e de geradores conectados via inversores, praticamente não há trabalhos analisando geradores de indução, sendo portanto esta análise uma das principais contribuições desta dissertação de mestrado. As principais conclusões sobre o comportamento das ZNDs frente a alterações dos principais parâmetros estudados nos Capítulos 3 e 4 estão sintetizadas na Tabela 5.1 e, de forma geral, as principais descobertas realizadas com a execução deste trabalho são:

- Dependendo do tempo de atuação dos religadores, a proteção antiilhamento de geradores de indução com rotor em gaiola de esquilo composta por relés de tensão e de frequência pode falhar. Tal fato foi primeiramente relatado neste trabalho, sendo esta constatação uma das principais contribuições dessa dissertação de mestrado. Destaca-se também que o uso do relé de frequência é eficiente para reduzir a área da ZND, sendo que, de forma geral, acreditava-se que somente o uso de relés de tensão é suficiente para fornecer esse tipo de proteção.
- Apesar de a maioria dos casos aqui analisados ter mostrado que o uso de relés de frequência é adequado para fornecer proteção antiilhamento para geradores de indução duplamente alimentados, esse fato não pode ser generalizado devido à grande variedade de controladores que vem sendo empregado pela indústria de energia eólica. Com base nos resultados

apresentados, verificou-se que o PLL exerce uma influência determinante na ZND efetiva do sistema de proteção antiilhamento, visto o impacto que este elemento tem sobre o comportamento da frequência do sistema após a ocorrência do ilhamento. Como uma grande variedade de PLLs tem sido investigada para uso em geradores de indução duplamente alimentados com o objetivo de fornecer um controle de frequência mais rígido, tais sistemas de proteção antiilhamento baseado em relés de frequência e de tensão podem se tornar completamente ineficazes.

**Tabela 5.1: Influências dos principais parâmetros estudados nas zonas de não-deteção.**

Parâmetro	Gerador de indução com rotor em gaiola	Gerador de indução duplamente alimentado
$t_{\text{máx}}$ — Tempo máximo de detecção	Alta	Baixa para tensão e alta para frequência
$T_m$ — Torque mecânico	Alta	Alta
$S_g$ — Capacidade do gerador	Baixa	Alta
$Q_c$ — Nível de compensação de potência reativa	Altera o limite superior	—
$H$ — Constante de inércia	Baixa para tensão e alta para frequência	Baixa
$R_r$ — Resistência do rotor	Alta	
$R_s$ — Resistência do estator	Baixa	
$X_r$ — Reatância do rotor	Média	
$X_s$ — Reatância do estator	Média	
$X_m$ — Reatância de magnetização	Altera o limite superior	Média para tensão e baixa para frequência
Ganhos dos controladores	—	Alta
Modo de controle		
Referência angular (PLL)		

Além dessas conclusões, a execução deste trabalho permitiu que um modelo de gerador de indução duplamente alimentado para ser usado no PSCAD/EMTDC fosse desenvolvido, sendo que tal modelo será empregado em outras pesquisas sobre geradores eólicos e não está prontamente disponível nas bibliotecas do programa.

### **5.1. *Trabalhos Futuros***

Dos inúmeros possíveis trabalhos futuros relacionados ao tema desta dissertação, os seguintes parecem ser bastante relevantes:

- realizar a validação das simulações apresentadas aqui utilizando relés comerciais através do uso de geradores de sinais;
- desenvolver expressões analíticas para rápida obtenção de ZNDs aproximadas, tanto para o gerador com rotor em gaiola quanto para o gerador duplamente alimentado, como já foi realizado para geradores síncronos ([56]) e inversores ([21]);
- executar uma análise de risco de ocorrência de ilhamento não-intencional utilizando histogramas de velocidade do vento e curvas de carga da região onde o gerador será instalado, sendo que análises de risco considerando o perfil diário de carga para geradores síncronos foram realizadas com sucesso em [64];
- investigar o impacto de diferentes PLLs na proteção antiilhamento de geradores de indução duplamente alimentados procurando simultaneamente melhorar o controle de frequência da máquina mas sem deteriorar o desempenho do sistema de proteção.

# A. APÊNDICE

## A.1. Parâmetros do Caso Base

### A.1.1. Gerador de indução com rotor em gaiola de esquilo

Tabela A.1: Parâmetros da máquina de indução com rotor tipo gaiola de esquilo.

Parâmetro	Valor
$V_b$ — Tensão de base	0,69 kV
$S_b$ — Potência nominal	1,667 MVA
$H$ — Constante de inércia (gerador + turbina)	3 s
$R_r$ — Resistência do rotor	0,018 pu
$R_s$ — Resistência do estator	0,048 pu
$X_r$ — Reatância do rotor	0,12 pu
$X_s$ — Reatância do estator	0,075 pu
$X_m$ — Reatância de magnetização	3,8 pu

Tabela A.2: Parâmetros da turbina eólica usada com o gerador de indução com rotor tipo gaiola de esquilo.

Parâmetro	Valor
$v_b$ — Velocidade nominal do vento	9 m/s
$P_m$ — Potência máxima nominal para velocidade nominal	1 pu
$\omega_b$ — Velocidade rotacional de base (na base do gerador)	1 pu
$P_b$ — Potência nominal de saída	1,5 MW

**Tabela A.3: Parâmetros do sistema elétrico utilizado com o gerador de indução com rotor tipo gaiola.**

<b>Parâmetro</b>	<b>Valor</b>
Tensão nominal da fonte	132 kV
Frequência nominal	60 Hz
Equivalente de rede: razão X/R	50
Equivalente de rede: potência de curto-circuito trifásico	1000 MVA
TR1-2: potência nominal	100 MVA
TR1-2: conexão	$\Delta$ -Y <sub>g</sub> (132 kV - 33 kV)
TR1-2: seqüência positiva da reatância de dispersão	0,04 pu
TR1-2: perdas no cobre	0,00994 pu
Linha: resistência	2,34 $\Omega$
Linha: indutância	9,9 mH
TR3-4: potência nominal	2 MVA
TR3-4: conexão	Y <sub>g</sub> - $\Delta$ (33 kV - 0,69 kV)
TR3-4: seqüência positiva da reatância de dispersão	0,04 pu
TR3-4: perdas no cobre	0,01 pu

### A.1.2. Gerador de indução duplamente alimentado

Tabela A.4: Parâmetros da máquina de indução com rotor bobinado.

Parâmetro	Valor
$V_b$ — Tensão de base	0,55 kV
$S_b$ — Potência nominal	1,667 MVA
$H$ — Constante de inércia (gerador + turbina)	5,04 s
$R_r$ — Resistência do rotor	0,005 pu
$R_s$ — Resistência do estator	0,00706 pu
$X_r$ — Reatância do rotor	0,156 pu
$X_s$ — Reatância do estator	0,171 pu
$X_m$ — Reatância de magnetização	2,9 pu

Tabela A.5: Parâmetros da turbina eólica usada com o gerador de indução duplamente alimentado.

Parâmetro	Valor
$v_b$ — Velocidade nominal do vento	11 m/s
$P_m$ — Potência máxima nominal para velocidade nominal	0,73 pu
$\omega_b$ — Velocidade rotacional de base (na base do gerador)	1,2 pu
$P_b$ — Potência nominal de saída	1,5 MW

Tabela A.6: Ganhos dos controladores PI do conversor do lado da rede.

Parâmetro	Conjunto 1	Conjunto 2	Conjunto3
$K_{P,I_d}$ — Ganho proporcional da corrente direta	0,27	0,9	1
$K_{I,I_d}$ — Ganho integral da corrente direta	5,1	4000	4000
$K_{P,I_q}$ — Ganho proporcional da corrente em quadratura	0,27	0,9	1
$K_{I,I_q}$ — Ganho integral da corrente em quadratura	5,1	4000	4000
$K_{P,V}$ — Ganho proporcional da tensão	14	2	1
$K_{I,V}$ — Ganho integral da tensão	219	6000	6000
$K_{P,Q}$ — Ganho proporcional da potência reativa	9	3	2
$K_{I,Q}$ — Ganho integral da potência reativa	219	6000	6000

Tabela A.7: Ganhos dos controladores PI do conversor do lado do rotor da máquina.

Parâmetro	Conjunto 1	Conjunto 2	Conjunto 3
$K_{P,I_d}$ — Ganho proporcional da corrente direta	0,73	2	3
$K_{I,I_d}$ — Ganho integral da corrente direta	131	500	500
$K_{P,I_q}$ — Ganho proporcional da corrente em quadratura	2,1	2	3
$K_{I,I_q}$ — Ganho integral da corrente em quadratura	131	500	500
$K_{P,V_{CC}}$ — Ganho proporcional da tensão CC	6,6	8	12
$K_{I,V_{CC}}$ — Ganho integral da tensão CC	29,7	100	100

**Tabela A.8: Parâmetros do sistema elétrico utilizado com o gerador de indução duplamente alimentado.**

<b>Parâmetro</b>	<b>Valor</b>
Tensão nominal da fonte	132 kV
Frequência nominal	60 Hz
Equivalente de rede: razão X/R	50
Equivalente de rede: potência de curto-circuito trifásico	1000 MVA
TR1-2: potência nominal	100 MVA
TR1-2: conexão	$\Delta$ -Y <sub>g</sub> (132 kV - 33 kV)
TR1-2: seqüência positiva da reatância de dispersão	0,04 pu
TR1-2: perdas no cobre	0,00994 pu
Linha: resistência	2,34 $\Omega$
Linha: indutância	9,9 mH
TR3-4: potência nominal	2 MVA
TR3-4: conexão	Y <sub>g</sub> - $\Delta$ (33 kV - 0,55 kV)
TR3-4: seqüência positiva da reatância de dispersão	0,04 pu
TR3-4: perdas no cobre	0,01 pu

## A.2. Diagramas no PSCAD

### A.2.1. Relé de tensão

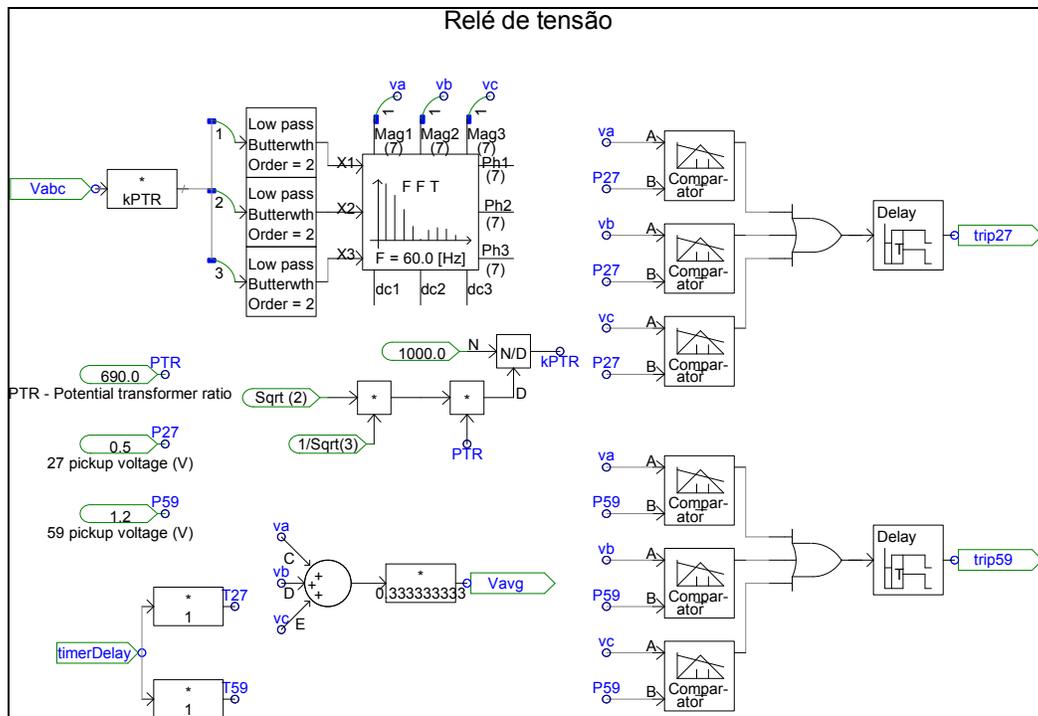


Figura A.1: Diagrama no PSCAD do relé de tensão.

### A.2.2. Relé de frequência

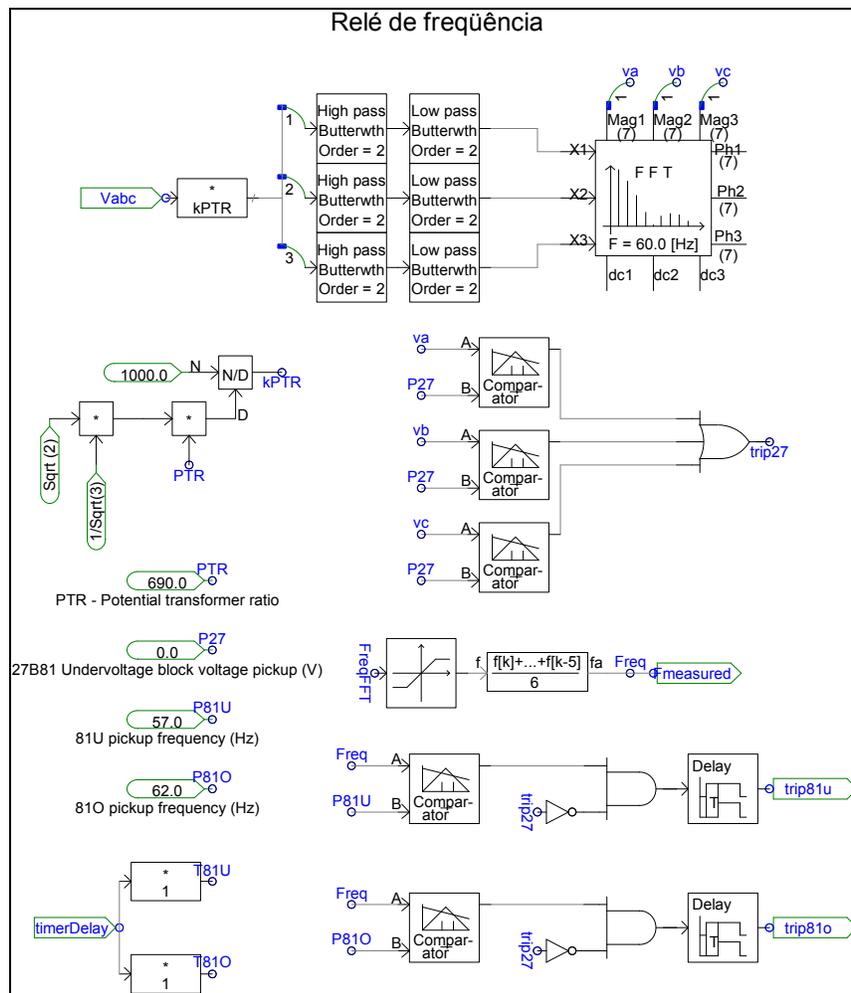


Figura A.2: Diagrama no PSCAD do relé de frequência.

### A.2.3. Gerador de indução em gaiola de esquilo

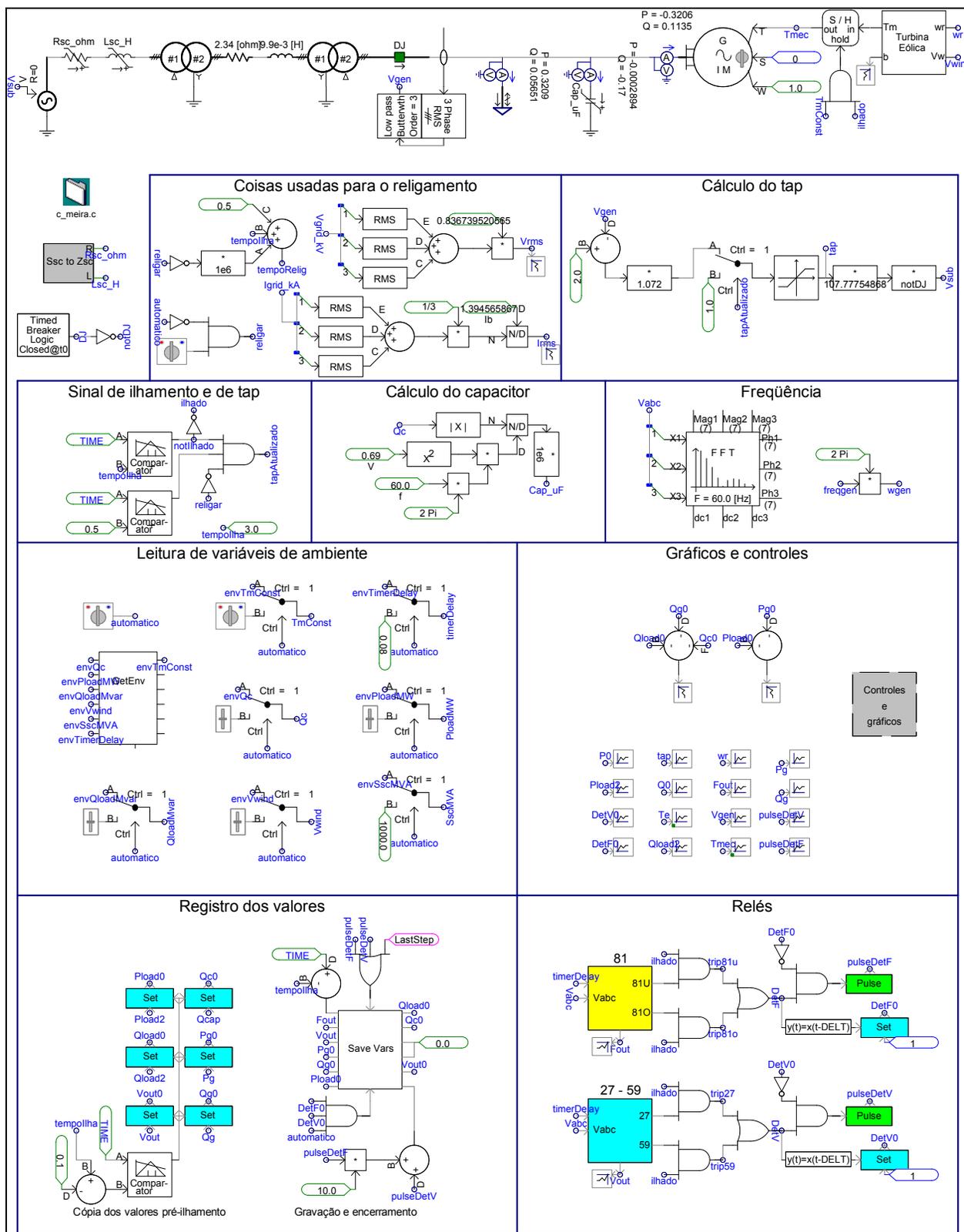


Figura A.3: Diagrama no PSCAD para o gerador de indução com rotor em gaiola de esquilo: página principal.

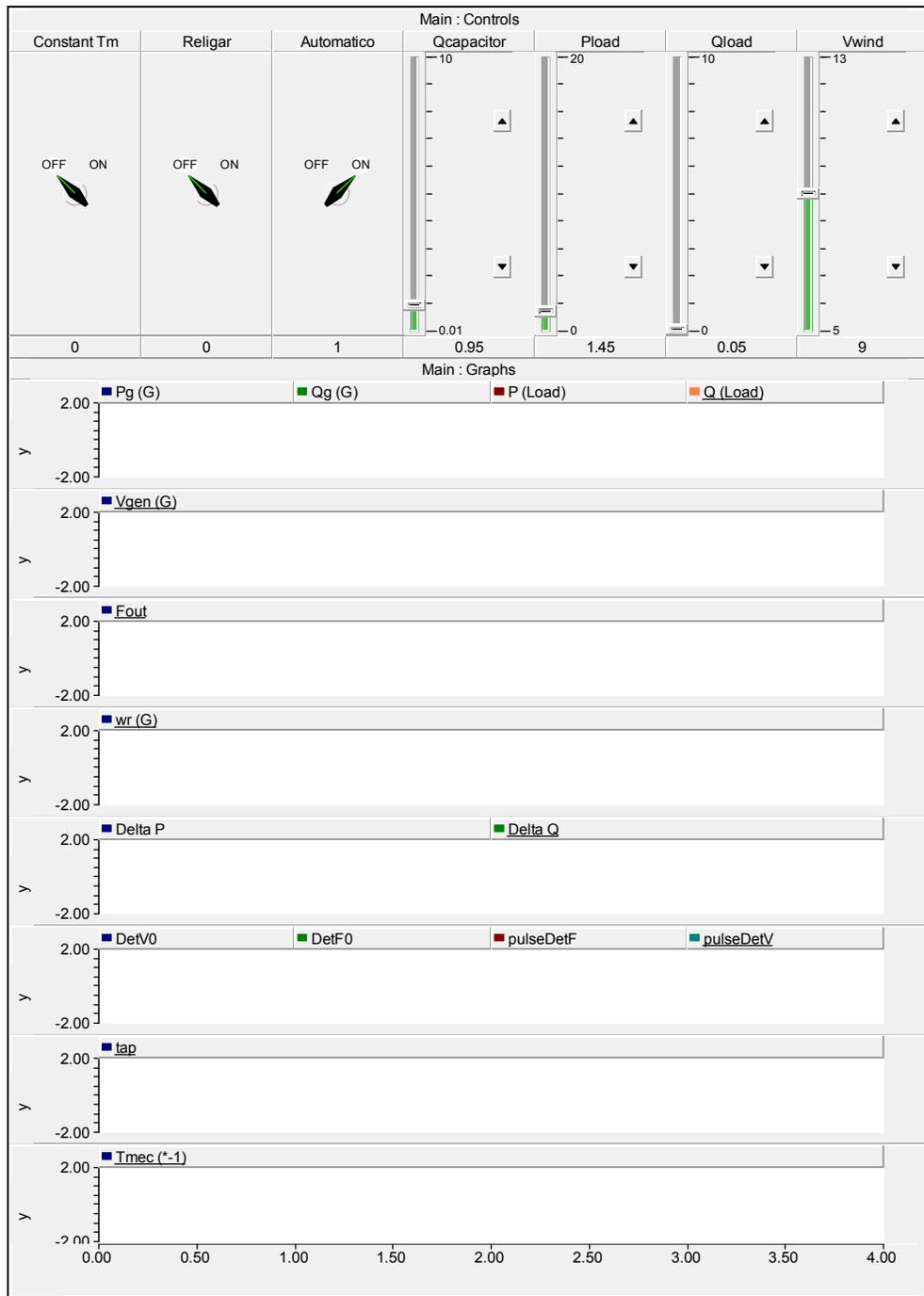


Figura A.4: Diagrama no PSCAD para o gerador de indução com rotor em gaiola de esquilo: ferramentas de controle e gráfico.

### A.2.4. Gerador de indução duplamente alimentado

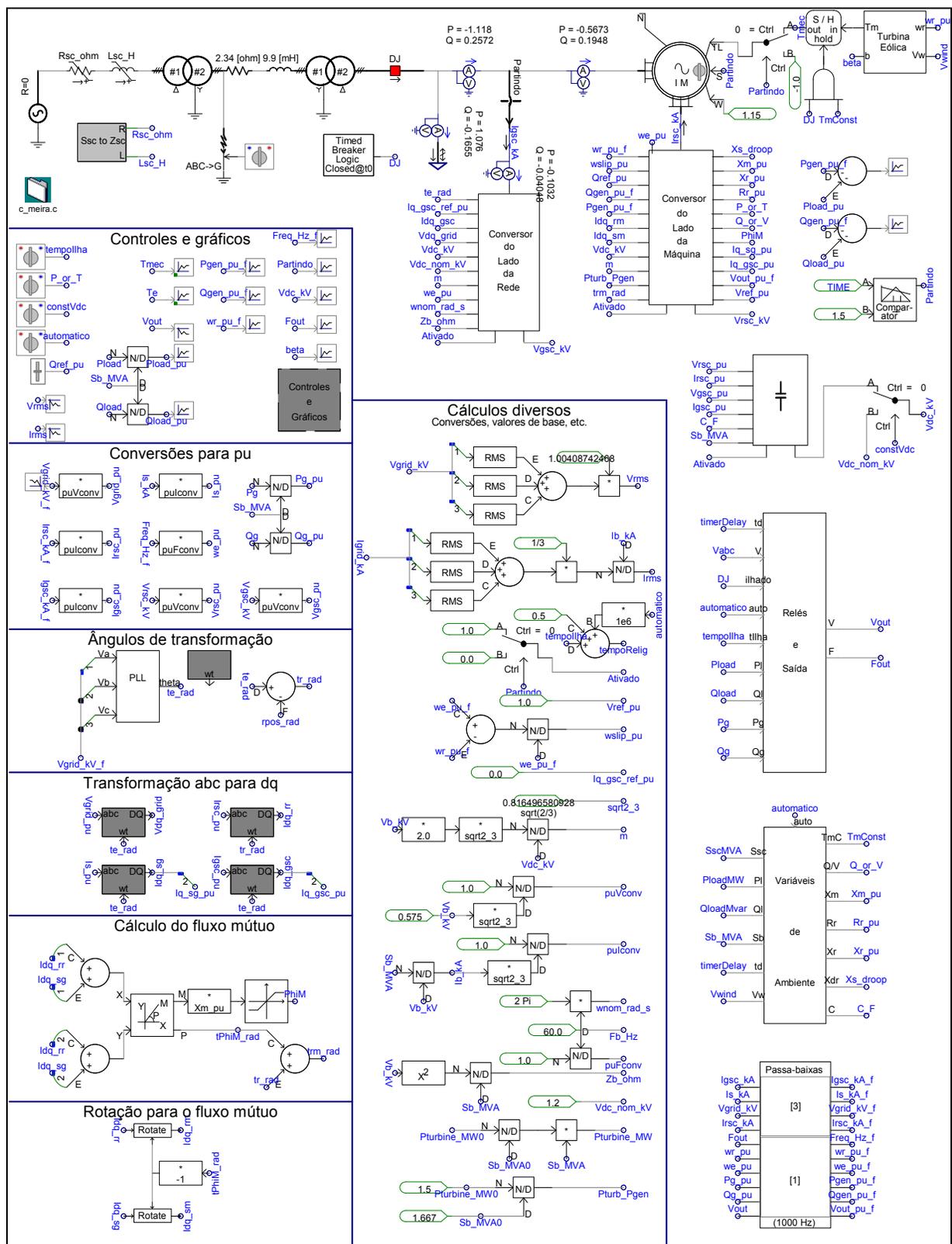


Figura A.5: Diagrama no PSCAD para o gerador duplamente alimentado: página principal.

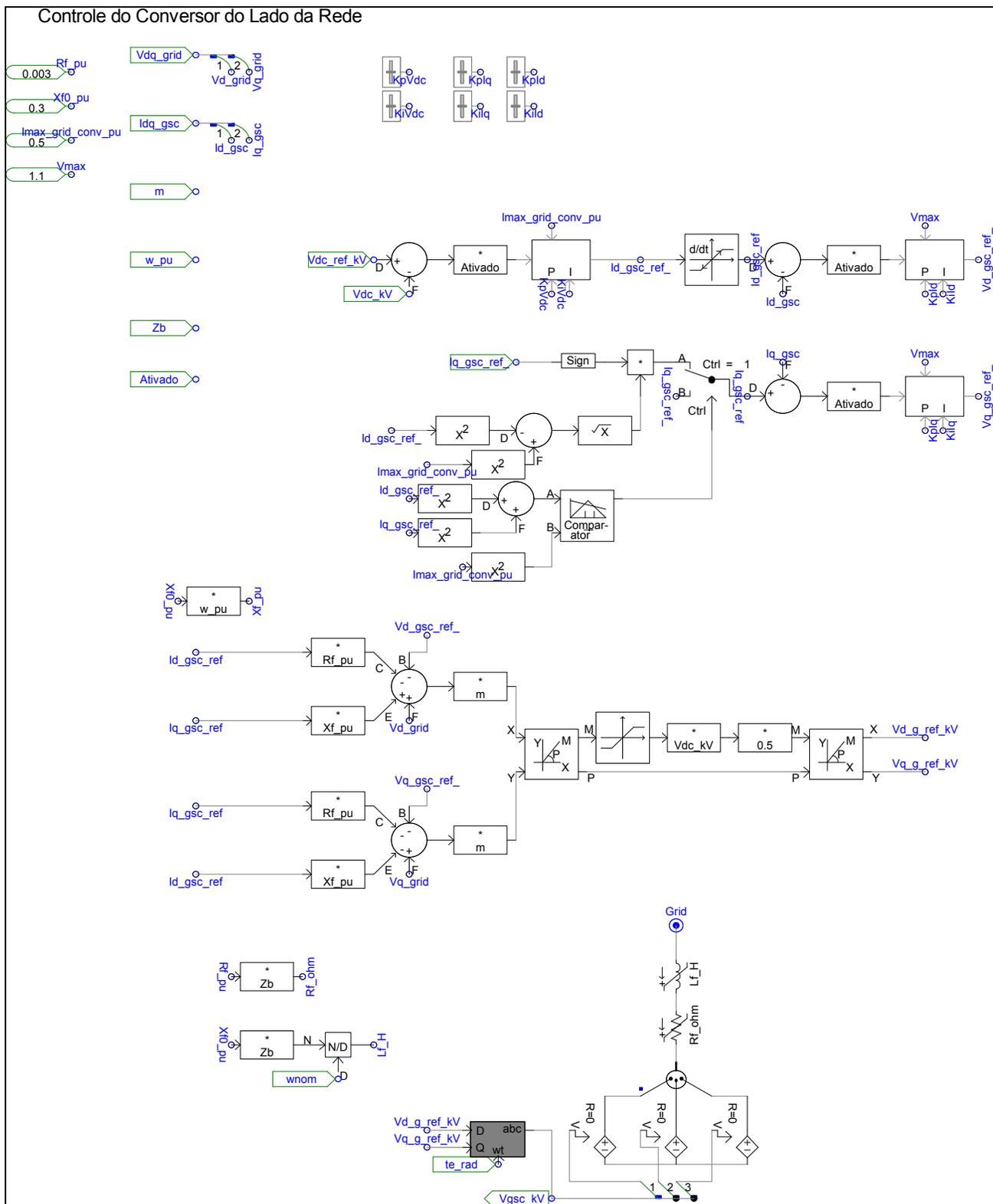


Figura A.6: Diagrama no PSCAD para o gerador duplamente alimentado: conversor do lado da rede.

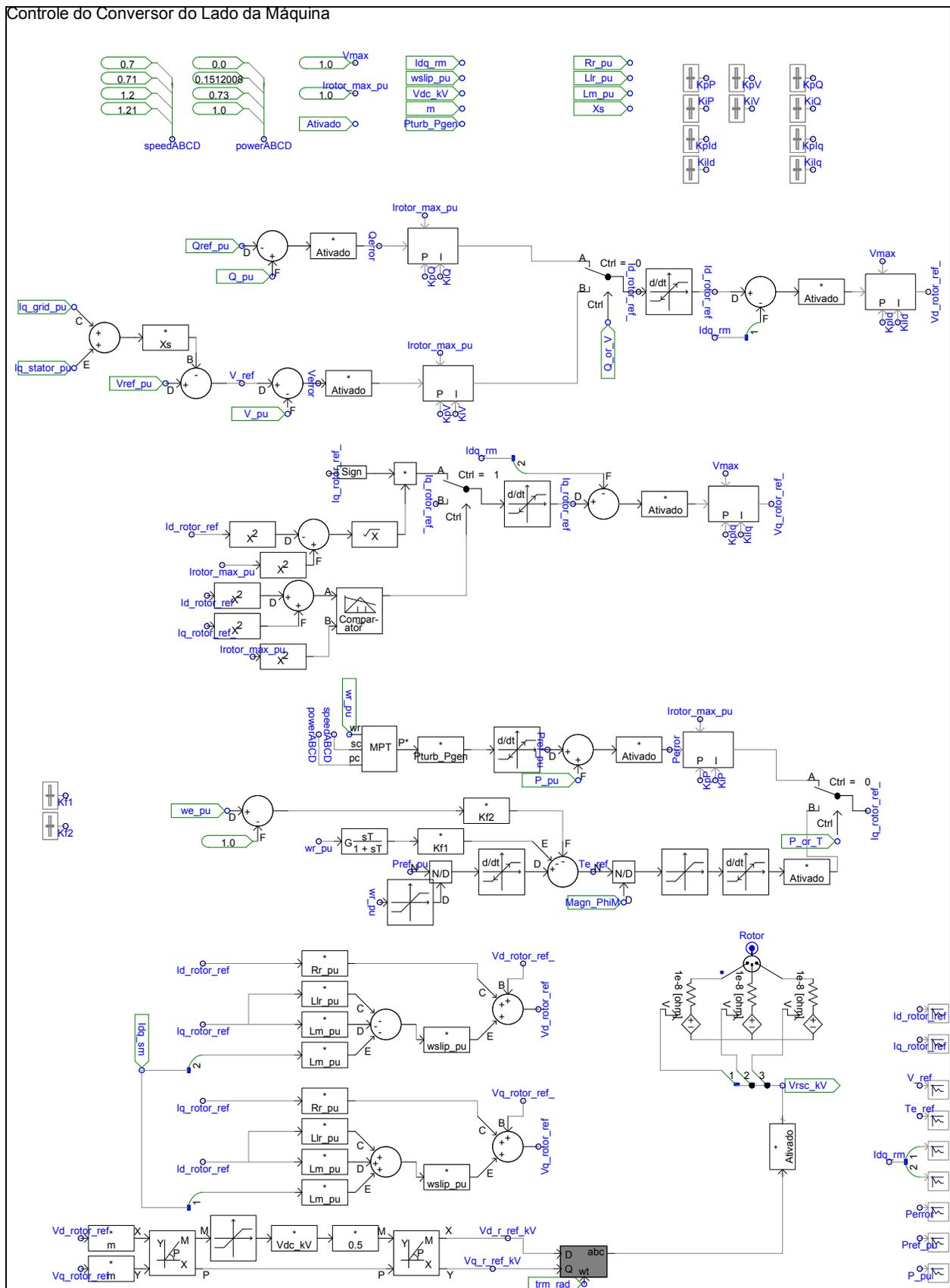


Figura A.7: Diagrama no PSCAD para o gerador duplamente alimentado: conversor do lado do rotor da máquina.

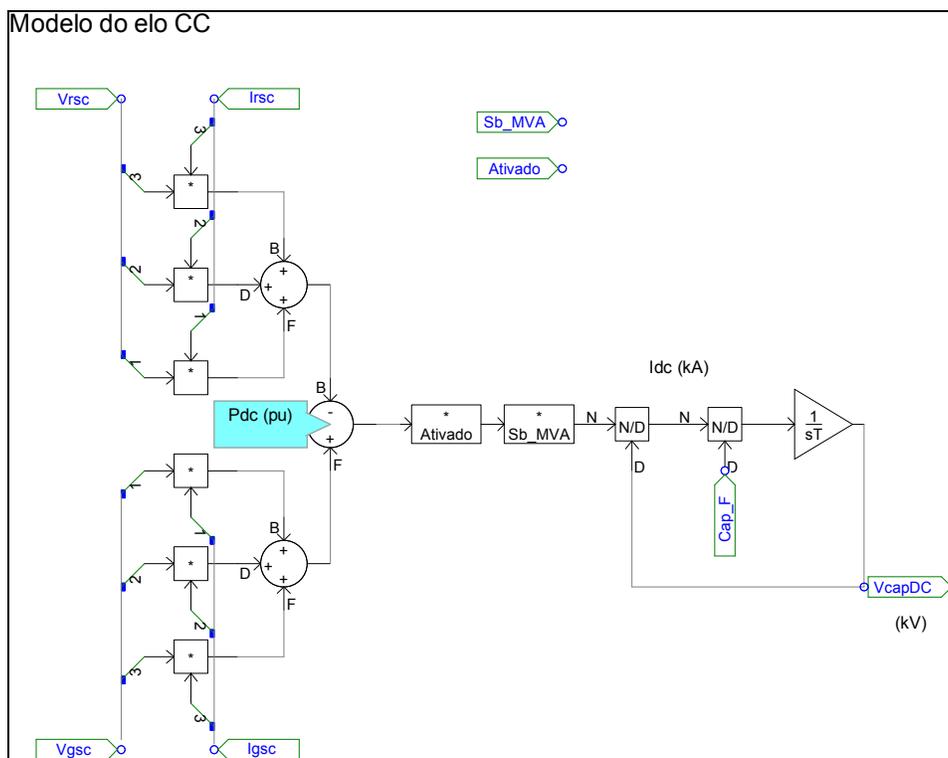


Figura A.8: Diagrama no PSCAD para o gerador duplamente alimentado: modelo do elo de corrente contínua.

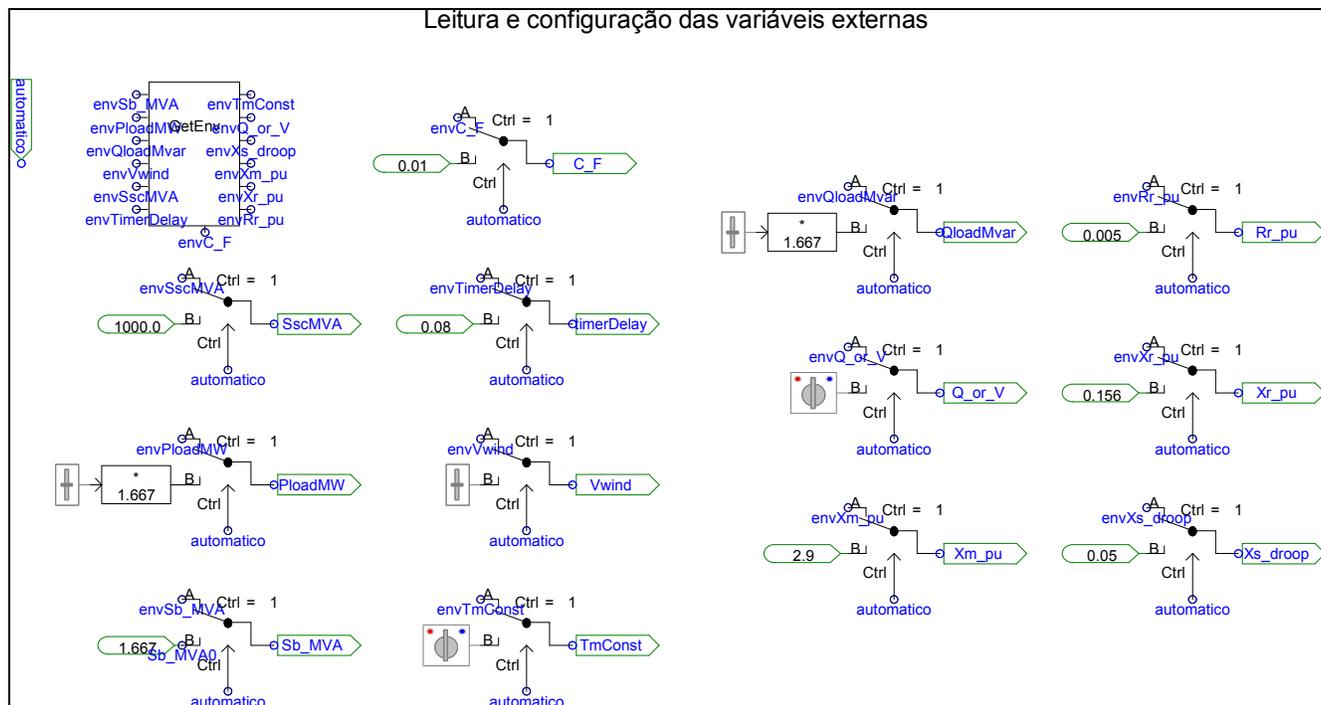


Figura A.9: Diagrama no PSCAD para o gerador duplamente alimentado: leitura de parâmetros através das variáveis de ambiente.

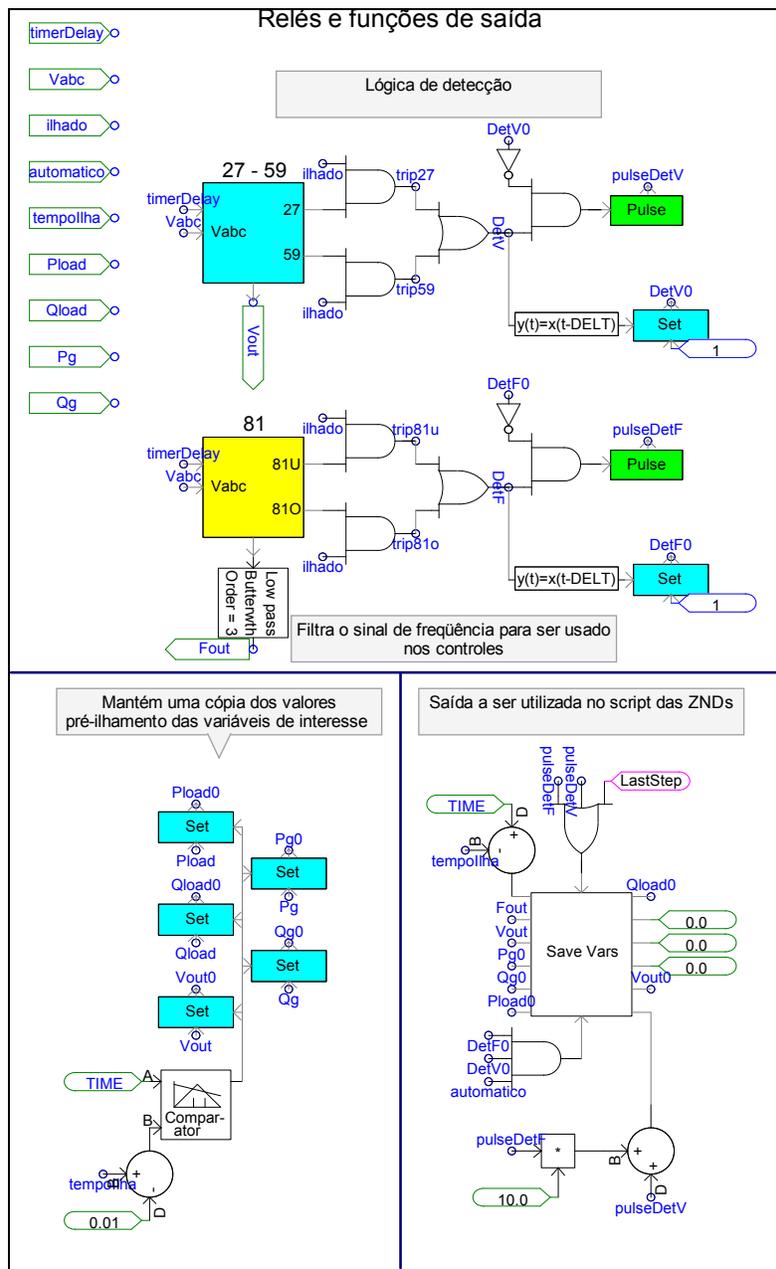


Figura A.10: Diagrama no PSCAD para o gerador duplamente alimentado: relés e gravação dos resultados.

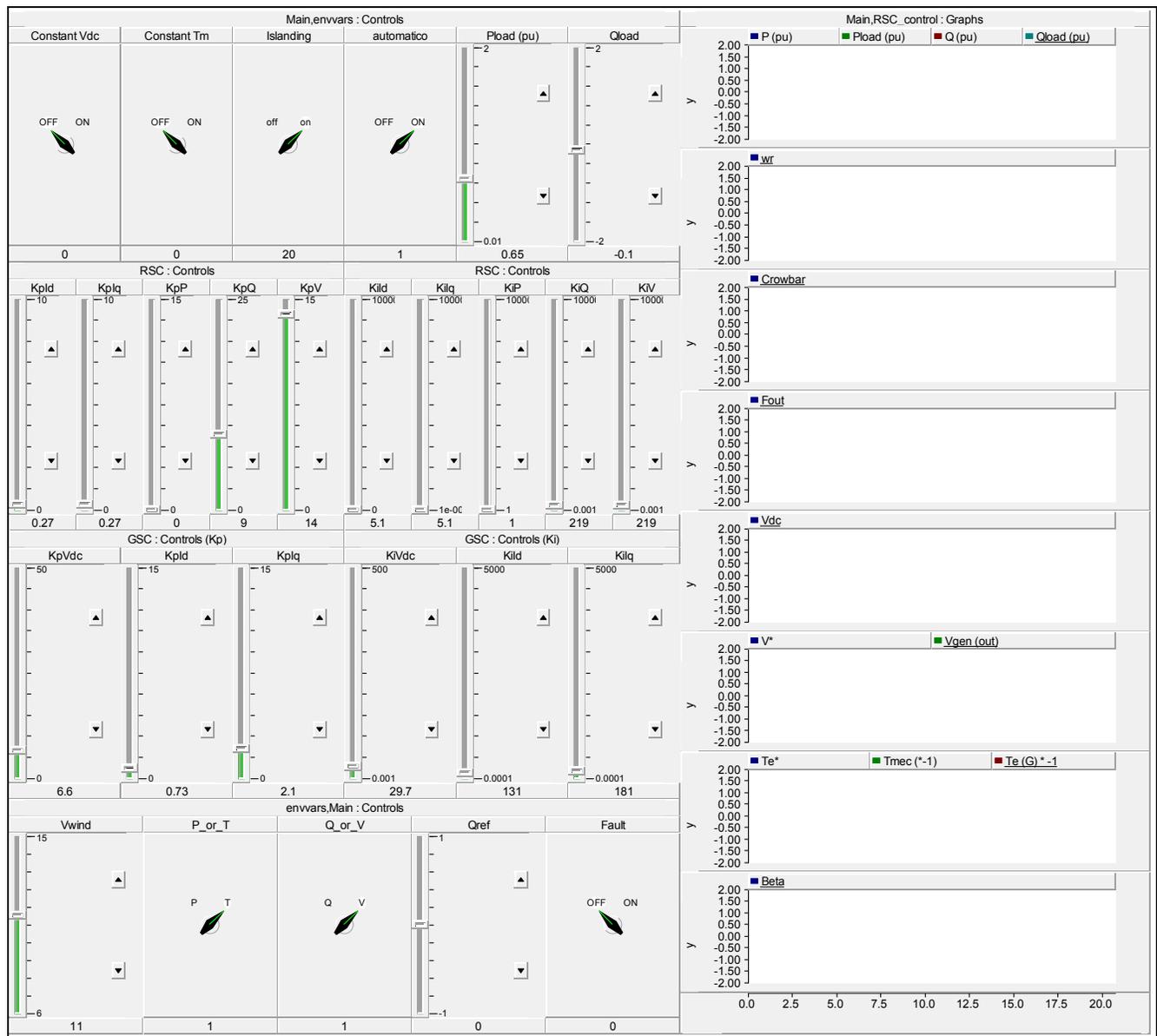


Figura A.11: Diagrama no PSCAD para o gerador duplamente alimentado: ferramentas de controle e gráficos.

### A.3. Código Fonte Auxiliar em C

O código fonte auxiliar em C utilizado é listado a seguir. Este código é compatível com o compilador GNU EGCS que é distribuído junto ao PSCAD/EMTDC. De notável importância para a confecção das zonas de não-deteção é a função `inserir_rlct0__()`, responsável por atualizar as estruturas do EMTDC de acordo com os parâmetros da carga a ser simulada. Também são implementados em C a turbina eólica, o controlador PI, as transformações de entre  $dq$  e  $abc$ , a leitura de variáveis de ambiente, a impressão dos resultados de deteção do ilhamento e a curva de MPT.

```
#include <stdio.h>
#include <math.h>
#ifdef M_PI
    #define M_PI (3.1415926535897932384626433832795)
#endif
#define M_180_PI (57.295779513082320876798154814105)

// Definicoes dos tipos (de Fortran) e estruturas de calculo do EMTDC
typedef long int integer;
typedef double real;
typedef struct { real r, i; } complex;
typedef long int logical;

extern struct {
    real cbr[2000] /* was [2000][10] */;
    real cchr[2000] /* was [2000][10] */;
    real cbrd[2000] /* was [2000][10] */;
    real ebr[2000] /* was [2000][10] */;
    real ebrd[2000] /* was [2000][10] */;
    real ebron[2000] /* was [2000][10] */;
    real ebrof[2000] /* was [2000][10] */;
    real swlevl[2000] /* was [2000][10] */;
    real geq[2000] /* was [2000][10] */;
    real geqn[2000] /* was [2000][10] */;
    real geqof[2000] /* was [2000][10] */;
    real geqd[2000] /* was [2000][10] */;
    real rlg[2000] /* was [2000][10] */;
    real rcg[2000] /* was [2000][10] */;
    real rcl[2000] /* was [2000][10] */;
    real rsc[2000] /* was [2000][10] */;
    real rsl[2000] /* was [2000][10] */;
    real ccl[2000] /* was [2000][10] */;
    real cclld[2000] /* was [2000][10] */;
    real ccc[2000] /* was [2000][10] */;
    real cccd[2000] /* was [2000][10] */;
    real g2l[2000] /* was [2000][10] */;
    real g2c[2000] /* was [2000][10] */;
    real v12l[2000] /* was [2000][10] */;
    real v20l[2000] /* was [2000][10] */;
    integer nsw[10];
    integer brnsw[2000] /* was [2000][10] */;
    integer iet[2000] /* was [2000][10] */;
    integer ief[2000] /* was [2000][10] */;
}
```

```

integer thisbr[20000] /* was [2000][10] */;
logical resistor[20000] /* was [2000][10] */;
logical inductor[20000] /* was [2000][10] */;
logical capacit[20000] /* was [2000][10] */;
logical source[20000] /* was [2000][10] */;
logical switch__[20000] /* was [2000][10] */;
logical idealbr[20000] /* was [2000][10] */;
logical openbr[20000] /* was [2000][10] */;
logical defrdbr[20000] /* was [2000][10] */;
logical flipidlbr[20000] /* was [2000][10] */;
logical geqchange[2000] /* was [2000] */;
} branches_;
#define br branches_

extern struct {
    complex storc[10000];
    real storf[10000];
    integer stori[10000];
    logical storl[10000];
    integer nstorc, nstorf, nstori, nstorl, this__;
} storage_;
#define sto storage_

extern struct {
    real time, deltat, print, fintim;
    logical timezero, firststep, laststep, onstep;
} s1_;
#define s1 s1_

// Insere/altera um elemento passivo R/L/C
int inserir_rlct0__(integer *brn, integer *ss, real *R, real *L, real *C)
{
    integer K = (*brn - 1) + (*ss - 1) * 2000;
    real gr, geq, req, g2c, g2l;
    real r = *R, l = *L, c = *C;

    br.resistor[K] = r < 1e10 && r > 0.0;
    br.inductor[K] = l < 1e10 && l > 0.0;
    br.capacit[20000] = c < 1e10 && c > 0.0;
    br.source[K] = 0;

    if (!br.resistor[K]) r = 0.0;
    if (!br.inductor[K]) l = 0.0;
    if (!br.capacit[20000]) c = 0.0;

    req = 0;
    if (br.resistor[K])
    {
        req += r;
        gr = 1.0 / r;
    }
    else
    {
        gr = 0.0;
    }

    if (br.capacit[20000])
    {
        g2c = br.g2c[K] = c * 2.0e-6 / s1.deltat;
    }
}

```

```

    req += 1.0 / br.g2c[K];
}
else
{
    br.g2c[K] = 0.0;
    g2c = 1e30;
}

if (br.inductor[K])
{
    g2l = br.g2l[K] = s1.delt * 0.5 / l;
    req += 1.0 / br.g2l[K];
}
else
{
    br.g2l[K] = 0.0;
    g2l = 1e30;
}
if (req)
    geq = br.geq[K] = 1.0 / (req);
else
    geq = br.geq[K] = 0.0;

// Set conductance ratios:
if (br.g2l[K]) br.rlg[K] = geq / br.g2l[K]; else br.rlg[K] = 0.0;
if (br.g2c[K]) br.rcg[K] = geq / br.g2c[K]; else br.rcg[K] = 0.0;

if (br.g2c[K] && br.g2l[K])
{
    br.rcl[K] = geq / (g2l * g2c);
    br.rsc[K] = geq * (gr + g2c) / (gr * g2l * g2c);
    br.rsl[K] = geq * (gr + g2l) / (gr * g2l * g2c);
}
else if (br.g2c[K])
{
    br.rcl[K] = 0.0;
    br.rsc[K] = 0.0;
    br.rsl[K] = geq * (gr + g2l) / (gr * g2l * g2c);
}
else if (br.g2l[K])
{
    br.rcl[K] = 0.0;
    br.rsc[K] = geq * (gr + g2c) / (gr * g2l * g2c);
    br.rsl[K] = 0.0;
}
else
{
    br.rcl[K] = br.rsc[K] = br.rsl[K] = 0.0;
}

return 0;
}

#define INDEF (-24814e8)
const real DEFVAL = 0.0;

void getenvsinglevar_(real *vnew, real *vorg, char* varname)
{
    if (*vorg == INDEF)

```

```
{
    if (!getenv(varname))
    {
        // valor padrao
        *vorg = DEFVAL;
    }
    else
    {
        sscanf((void *)  getenv(varname), "%lf", vorg);
    }
}
*vnew = *vorg;
}

void getenvdata_(real *var1, real *var2, real *var3, real *var4,
real *var5, real *var6, real *var7, real *var8, real *var9,
real *var10, real *var11, real *var12, real *var13)
{
    static real v1 = INDEF;
    static real v2 = INDEF;
    static real v3 = INDEF;
    static real v4 = INDEF;
    static real v5 = INDEF;
    static real v6 = INDEF;
    static real v7 = INDEF;
    static real v8 = INDEF;
    static real v9 = INDEF;
    static real v10= INDEF;
    static real v11= INDEF;
    static real v12= INDEF;
    static real v13= INDEF;
    getenvsinglevar_(var1, &v1, "VAR1");
    getenvsinglevar_(var2, &v2, "VAR2");
    getenvsinglevar_(var3, &v3, "VAR3");
    getenvsinglevar_(var4, &v4, "VAR4");
    getenvsinglevar_(var5, &v5, "VAR5");
    getenvsinglevar_(var6, &v6, "VAR6");
    getenvsinglevar_(var7, &v7, "VAR7");
    getenvsinglevar_(var8, &v8, "VAR8");
    getenvsinglevar_(var9, &v9, "VAR9");
    getenvsinglevar_(var10, &v10, "VAR10");
    getenvsinglevar_(var11, &v11, "VAR11");
    getenvsinglevar_(var12, &v12, "VAR12");
    getenvsinglevar_(var13, &v13, "VAR13");
}

void savevars_(logical *save, logical *haltrun, real *v1, real *v2, real *v3,
real *v4, real *v5, real *v6, real *v7, real *v8, real *v9, real *v10,
real *v11, real *v12)
{
    if (*save)
    {
        fprintf(stderr,
            "%15.5lf, %15.5lf, %15.5lf, %15.5lf, %15.5lf, %15.5lf, %15.5lf, "
            "%15.5lf, %15.5lf, %15.5lf, %15.5lf, %15.5lf\n",
            *v1, *v2, *v3, *v4, *v5, *v6, *v7, *v8, *v9, *v10, *v11, *v12);
        // para garantir que o EMTDC nao vai escrever algo no meio da saida
        fflush(stderr);
    }
}
```

```

    if (*haltrun) exit(0);
}

inline real lim(const real x, const real min, const real max)
{
    if (x < min) return min;
    if (x > max) return max;
    return x;
}

inline real pi(real Error, real Kp, real Ki, real LimitValue)
{
    return lim(Kp * Error + lim(Ki * Error * s1.delt, -LimitValue, LimitValue),
              -LimitValue, LimitValue);
}

// Controlador PI utilizado nos diagramas
inline void pialt_(
    real *Error, real *Kp, real *Ki,
    real *LimitValue, real* output)
{
    *output = lim(*Kp * *Error + lim(*Ki * *Error * s1.delt,
                                    -*LimitValue, *LimitValue),
                -*LimitValue, *LimitValue);
}

#define dlim(val, maxFallRise, initVal) \
{\
    static real val##_0 = 1e30;\
    if (val##_0 != 1e30)\
    {\
        val = val##_0 + lim(val - val##_0, -maxFallRise * s1.delt, +maxFallRise *
s1.delt);\
    }\
    else\
    {\
        val = initVal;\
    }\
    val##_0 = val;\
}

inline void pllvirt_(real *theta)
{
    double a, b;
    *theta = (376.991118430775 * s1.time) / (2.0 * M_PI);
    *theta = (*theta - floor(*theta)) * (2.0 * M_PI);
}

#define cos120 (-0.5)
#define sin120 (0.86602540378444)
// Park transformation --> abc->dq
inline void abc2dq_(real *abc, real *dq, real *wt)
{
    real sinwt = sin(*wt);
    real coswt = cos(*wt);
    real sinwtcos120 = sinwt * cos120;
    real coswtsin120 = coswt * sin120;
    real coswtcos120 = coswt * cos120;
}

```

```

real sinwtsin120 = sinwt * sin120;
dq[0] = 2.0/3.0 * (abc[0]*sinwt + abc[1]*(sinwtcos120 - coswtsin120) +
  abc[2]*(sinwtcos120 + coswtsin120));
dq[1] = 2.0/3.0 * (abc[0]*coswt + abc[1]*(coswtcos120 + sinwtsin120) +
  abc[2]*(coswtcos120 - sinwtsin120));
}

inline void dq2abc_(real *d, real *q, real *abc, real *wt)
{
  real sinwt = sin(*wt);
  real coswt = cos(*wt);
  real sinwtcos120 = sinwt * cos120;
  real coswtsin120 = coswt * sin120;
  real coswtcos120 = coswt * cos120;
  real sinwtsin120 = sinwt * sin120;
  abc[0] = (*d*sinwt + *q*coswt);
  abc[1] = (*d*(sinwtcos120 - coswtsin120) +
    *q*(coswtcos120 + sinwtsin120));
  abc[2] = (*d*(sinwtcos120 + coswtsin120) +
    *q*(coswtcos120 - sinwtsin120));
}

// Turbina eolica
void teolica_(
  // entradas
  real *wr,
  real *Vw,

  real *wind_base,
  real *P_wind_base,
  real *speed_nom,
  real *Pmec_MW,
  real *Pnom_MVA,

  real *tmec_out, // saida
  real *pitchAngle_out, // saida
  integer *pcmode
)
{
  const real
    c1 = 0.5176,
    c2 = 116.0000,
    c3 = 0.4000,
    c4 = 5.0000,
    c5 = 21.0000,
    c6 = 0.0068,
    lambda_nom = 8.1000,
    cp_nom = 0.4800,
    pitch_gain = 500.0,
    pitch_max = 45.0,
    pitch_rate = 2.0;
  real lambda, cp, lambda_i;
  static real pitchAngle = 0.0;
  static real last_tmec = 0.0;

  if (*pcmode == 0)
  {
    pitchAngle = lim((*wr - 1.21) * pitch_gain, 0, pitch_max);
    dlim(pitchAngle, pitch_rate, 0.0);
  }
}

```

```

}
else // if (*pcmode != 0)
{
    double rate = pitch_rate;
    pitchAngle = lim(pi(fabs(last_tmec * *wr) - fabs(*Pmec_MW / *Pnom_MVA),
        500.0, 2500.0, pitch_max), 0, pitch_max);

    if (s1.time < 1.0) rate *= 8.0; // inicializacao

    dlim(pitchAngle, rate, 0.0);
}
*pitchAngle_out = pitchAngle;

*Vw /= *wind_base;
if (*Vw <= 0.0) *Vw = 1e-6;
lambda = lambda_nom * ((*wr / *speed_nom) / *Vw);
if (lambda <= 0.0) lambda = 1e-6;

lambda_i = 1.0 / (1.0 / (lambda + 0.08 * (pitchAngle)) - 0.035 /
    (pow(pitchAngle, 3.0) + 1.0));
cp = c1 * (c2 / lambda_i - c3 * pitchAngle - c4) * exp(-c5 / lambda_i) +
    c6 * lambda;

if (*wr <= 0.0) *wr = 1e-6;
last_tmec = *tmec_out = -lim(pow(*Vw, 3) * (cp / cp_nom) *
    (*P_wind_base * *Pmec_MW / *Pnom_MVA) / *wr, 0, 1e6);
}

// Maximum Power Tracking (MPT)
void pref_(real *wRotor_pu, real* speedABCD, real* powerABCD, real *Pref)
{
    if (*wRotor_pu >= speedABCD[2])
        *Pref = powerABCD[2] + lim(
            lim(*wRotor_pu - speedABCD[2], 0, 1e6) *
                (powerABCD[3] - powerABCD[2]) /
                (speedABCD[3] - speedABCD[2]),
            0, 1 - powerABCD[2]);
    else if (*wRotor_pu >= speedABCD[1])
        *Pref = lim(pow(*wRotor_pu/speedABCD[2], 3.0) *
            powerABCD[2], 0, powerABCD[2]);
    else //if (*wRotor_pu >= speedABCD[0])
        *Pref = (lim(*wRotor_pu, speedABCD[0], speedABCD[1]) - speedABCD[0]) *
            (powerABCD[1] - powerABCD[0]) / (speedABCD[1] - speedABCD[0]);
}

// Media da frequencia -- realiza media de 6 amostras de frequencia
#define NSAMPLES 6
#define PERIOD (1.0/60.0)
#define STARTVAL 0
void favg_(real* fin, real* fout)
{
    static real samples[NSAMPLES] = {STARTVAL};
    static real tlast = -1.0;
    static unsigned int i = 0;
    static real favg = STARTVAL;

    if (s1.time >= tlast)
    {

```

```
tlast = s1.time + PERIOD;
// faz a media
favg -= samples[i]/((float) NSAMPLES);
samples[i] = *fin;
favg += samples[i]/((float) NSAMPLES);

    i = (i+1) % NSAMPLES;
}
*fout = favg;
}
```

#### A.4. Código Fonte Auxiliar em Python

O código fonte listado a seguir é utilizado para iniciar os processos de simulação no ambiente Cygwin. Foi utilizada a versão 2.5 do interpretador Python. Este *script*: realiza a modificação do executável de simulação compilado pelo PSCAD para possibilitar a leitura de um arquivo de dados específico; cria uma versão modificada do arquivo de dados gerado pelo PSCAD; cria um arquivo de entrada para evitar entrada manual de dados à simulação; configura as variáveis de ambiente a partir do ponto de operação a ser simulado; e grava os resultados em arquivos a serem lidos posteriormente para a confecção das zonas de não-deteção. Há diversos laços, cada um para realizar as simulações necessárias para observar a sensibilidade de um dos parâmetros.

O código reproduzido foi utilizado para a confecção das zonas de não-deteção com o gerador de indução com rotor tipo gaiola de esquilo. O código para o gerador de indução duplamente alimentado é muito parecido e portanto não foi reproduzido.

```
#!/bin/python
simStep = 0.02

from numpy import *
import os, time
import popen2
import sys

if len(sys.argv) != 2:
    exit()

loopIndex = int(sys.argv[1])

Sg0 = 1.66667
Sg = Sg0
Qc0pu = -0.8
Qc0 = Qc0pu * Sg
Qc = Qc0
Ql0 = 0.1 * Sg
Pl0 = 0.9 * Sg
Vwind0_m_s = 9.0
```

```

Ssc0_MVA = 1000.0

Rs0 = 0.048000
Xs0 = 0.075000
Xm0 = 3.8000
Rr0 = 0.018000
Xr0 = 0.12000
J0_s = 6.0

TimerDelay0_s = 0.08

def modify_emtdc_exe(tmpDta):
    global emtdc_exe, emtdc_exe_mod
    __emtdc_exe = emtdc_exe + '.exe'
    __emtdc_exe_mod = emtdc_exe_mod + '.exe'

    exe_data = open(__emtdc_exe, 'rb').read()
    exe_data = exe_data.replace('Main.dta', tmpDta)
    open(__emtdc_exe_mod, 'wb+').write(exe_data)

def create_emtdc_input(emtdc_inputfile = 'input.txt'):
    global emtdc_exe
    emtdc_mapfile = emtdc_exe + '.map'
    emtdc_input = file(emtdc_inputfile, 'w+')
    # IS CASE STARTING FROM DATA INPUT OR SNAPSHOT?
    # ENTER 0 FOR DATA, 1 FOR SNAPSHOT:
    emtdc_input.write('0\n')
    # IS A SNAPSHOT REQUIRED?
    # ENTER 0 FOR NO SNAPSHOT,
    #     1 FOR A SINGLE SNAP,
    #     -1 FOR INCREMENTAL SNAPS TO SAME FILE,
    #     -2 FOR INCREMENTAL SNAPS TO NEW FILES:
    emtdc_input.write('0\n')
    # ENTER MAP FILE NAME:
    # (case_name.map)
    emtdc_input.write('%s\n'%emtdc_mapfile)
    # ENTER NUMBER OF RUNS REQUIRED:
    emtdc_input.write('1\n')
    # IS OUTPUT FILE REQUIRED?
    # ENTER 0 FOR NO OUTPUT FILE,
    #     1 TO WRITE AN OUTPUT FILE:
    emtdc_input.write('0\n')
    # TO WRITE A SCREEN PLOT, ENTER 1,
    # ENTER 0 TO PREVENT A SCREEN PLOT:
    emtdc_input.write('0\n')
    emtdc_input.close()

def update_emtdc_dta(Rs_pu = Rs0, Xs_pu = Xs0, Xm_pu = Xm0, Rr_pu = Rr0,
Xr_pu = Xr0, J_s = J0_s, S_MVA = None, org_filename='Main.dta'):
    # global Vb2
    global tmpDta
    new_filename = tmpDta
    main_dta = open(org_filename, 'r').read()

    # Update Generator Data
    # From .dta:
    # 0.0480001 / R1
    # 0.0750001 3.80001 0.120001 1000000000.0 0.0180001 1000000000.0 / XL0 XM0 X230

```

```

#\X3 R2 R3
# 0.0 1.0 1000.0 1.0 -1.0 -1.0 / Mutual Saturation Disabled
# 0.0 1.0 1000.0 1.0 -1.0 -1.0 / Leakage Saturation Disabled
# 6.0001 0.0 376.99 / J D ( w is for compatibility with old subroutine)
# 0.398371685741 1.39456586761 376.99 / Vbase Ibase OMO

#Generator
#(values are replaced)
main_dta = main_dta.replace('0.0480001', '%09F'%Rs_pu)
main_dta = main_dta.replace('0.0750001', '%09F'%Xs_pu)
main_dta = main_dta.replace('3.80001', '%07F'%Xm_pu)
main_dta = main_dta.replace('0.0180001', '%09F'%Rr_pu)
main_dta = main_dta.replace('0.120001', '%08F'%Xr_pu)
main_dta = main_dta.replace('6.0001', '%06F'%J_s)
if S_MVA is not None:
    Vb = 0.69 #kV
    main_dta = main_dta.replace('1.39456586761',
'%013F'%(S_MVA/(sqrt(3.0)*Vb)))

    #Update Transformer Data
    # From .dta:
    # 37 0 0.0 72.2165554279 /
    # 34 2 0.0 2.61432030108 0.0 0.0947170855076 /
    f = (S_MVA/Sg0)
    main_dta = main_dta.replace('72.2165554279', '%013F'%(72.2165554279*f))
    main_dta = main_dta.replace('2.61432030108', '%013F'%(2.61432030108*f))
    main_dta = main_dta.replace('0.0947170855076', '%015F'%(0.0947170855076*f))

open(new_filename, 'w+').write(main_dta)

def export_env_vars(Qcap_Mvar, Pload_MW, Qload_Mvar, Vwind_m_s = Vwind0_m_s,
Ssc_MVA = Ssc0_MVA, TimerDelay_s = TimerDelay0_s, TmConst = 0):
    # Export environment variables to be read inside EMTDC program
    os.environ['VAR1'] = '%g'%Qcap_Mvar
    os.environ['VAR2'] = '%g'%Pload_MW
    os.environ['VAR3'] = '%g'%Qload_Mvar
    os.environ['VAR4'] = '%g'%Vwind_m_s
    os.environ['VAR5'] = '%g'%Ssc_MVA
    os.environ['VAR6'] = '%g'%TimerDelay_s
    os.environ['VAR7'] = '%g'%float(TmConst)
# os.environ['OUTPUT'] = emtdc_outputfile

def simulationLoop(m_outputN, m_outputV, m_outputF, extraCol = 0.0,
Vwind = Vwind0_m_s, Ssc_MVA = Ssc0_MVA, Qcap = Qc0,
Pload = P10, Qload = Q10, TimerDelay = TimerDelay0_s, TmConst = 0):
    global emtdc_exe_mod, inputfile

    extraCol = '%g'%extraCol
    export_env_vars(Qcap, Pload, Qload, Vwind, Ssc_MVA, TimerDelay, TmConst)
    processOutputs = os.popen3('cmd /C %s < %s > %s' % (emtdc_exe_mod, inputfile,
outputfile))
    processOutput = processOutputs[2]
    processOutputs = None
    nlines = 0
    while True:
        line = processOutput.readline()
        if not line: break
        if line == '': continue
        line = line.replace('\r\n', '\n')

```

```

#print '>', line.replace('\n', '')
#print line
if (nlines == 1):
    resultLine2 = line
else:
    resultLine1 = line
nlines+=1

if processOutput.close() is not None or nlines > 2:
    if (nlines > 2):
        print 'WARNING: nlines > 2'

elif nlines == 1:
    #m_outputF.write('array([' + resultLine1 + '])')
    result1 = eval('array([' + resultLine1 + '])')

    if (result1[-1] == 10.0): #Frequency
        m_outputF.write(resultLine1.replace('\n', ', '+extraCol+'\n'))
    elif (result1[-1] == 1.0): #Voltage
        m_outputV.write(resultLine1.replace('\n', ', '+extraCol+'\n'))
    elif (result1[-1] == 11.0): #Both
        m_outputF.write(resultLine1.replace('\n', ', '+extraCol+'\n'))
        m_outputV.write(resultLine1.replace('\n', ', '+extraCol+'\n'))
    else: #Not detected
        m_outputN.write(resultLine1.replace('\n', ', '+extraCol+'\n'))

elif nlines == 2:
    result1 = eval('array([' + resultLine1 + '])')
    result2 = eval('array([' + resultLine2 + '])')
    if (result1[-1] == 10.0): #Frequency
        m_outputF.write(resultLine1.replace('\n', ', '+extraCol+'\n'))
        detF = True
        detV = False
    elif (result1[-1] == 1.0): #Voltage
        m_outputV.write(resultLine1.replace('\n', ', '+extraCol+'\n'))
        detF = False
        detV = True
    elif (result1[-1] == 11.0): #Both
        m_outputF.write(resultLine1.replace('\n', ', '+extraCol+'\n'))
        m_outputV.write(resultLine1.replace('\n', ', '+extraCol+'\n'))
        detF = True
        detV = True
    else: #
        m_outputN.write(resultLine1)

    if (result2[-1] == 10.0): #Frequency
        m_outputF.write(resultLine2.replace('\n', ', '+extraCol+'\n'))
    elif (result2[-1] == 1.0): #Voltage
        m_outputV.write(resultLine2.replace('\n', ', '+extraCol+'\n'))
    elif (result2[-1] == 11.0): #Both
        m_outputF.write(resultLine2.replace('\n', ', '+extraCol+'\n'))
        m_outputV.write(resultLine2.replace('\n', ', '+extraCol+'\n'))
    else:
        aux = ''
        if detF and not detV:
            aux = ' - 1.0' # Voltage not detected
        elif detV and not detF:
            aux = ' - 10.0' # Frequency not detected
        elif not detV and not detF:

```

```

        aux = ' - 11.0' # Both not detected

        resultLine2org = resultLine2
        resultLine2 = resultLine2.replace('\n', aux+'\n')
        m_outputN.write(resultLine2.replace('\n', ', '+extraCol+'\n'))

def create_m_files(arg):
    outputV = file('load_ndzV_%s.m'%arg, 'w+')
    outputF = file('load_ndzF_%s.m'%arg, 'w+')
    outputN = file('load_ndzN_%s.m'%arg, 'w+')
    outputV.write('ndzV_%s = [\n'%arg)
    outputF.write('ndzF_%s = [\n'%arg)
    outputN.write('ndzN_%s = [\n'%arg)
    return (outputN, outputV, outputF)

def close_m_files(outputN, outputV, outputF):
    outputV.write('];\n')
    outputF.write('];\n')
    outputN.write('];\n')
    outputV.close()
    outputF.close()
    outputN.close()

def loopBaseCase():
    os.system('echo \'%s -- Loop: Base Case\''%(sys.argv[0]))

    update_emtdc_dta()
    m_outputN, m_outputV, m_outputF = create_m_files('BaseCase')
    QlMin = max(-1.5 + abs(Qc)/Sg, 0.05)
    QlMax = 0.5 + abs(Qc)/Sg + 0.001
    for Pl in arange(0.05, 2.001, simStep) * Sg:
        for Ql in arange(QlMin, QlMax, simStep) * Sg:
            simulationLoop(m_outputN, m_outputV, m_outputF, Pload = Pl, Qload = Ql)

    close_m_files(m_outputN, m_outputV, m_outputF)

def loopTimerDelay():
    os.system('echo \'%s -- Loop: Timer Delay\''%(sys.argv[0]))

    values = array([0.04, 0.2]) #0.08,
    update_emtdc_dta()
    m_outputN, m_outputV, m_outputF = create_m_files('TimerDelay')

    for v in values:
        QlMin = max(-1.5 + abs(Qc)/Sg, 0.05)
        QlMax = 0.5 + abs(Qc)/Sg + 0.001

        for Pl in arange(0.05, 2.001, simStep) * Sg:
            for Ql in arange(QlMin, QlMax, simStep) * Sg:
                simulationLoop(m_outputN, m_outputV, m_outputF,
                    Pload = Pl, Qload = Ql, TimerDelay = v, extraCol = float(v))

    close_m_files(m_outputN, m_outputV, m_outputF)

def loopSsc():
    os.system('echo \'%s -- Loop: Ssc\''%(sys.argv[0]))

```

```

values = array([0.025, 0.1, 10.0]) * Ssc0_MVA #1.0,
update_emtdc_dta()
m_outputN, m_outputV, m_outputF = create_m_files('Ssc')

for v in values:
    QlMin = max(-1.5 + abs(Qc)/Sg, 0.05)
    QlMax = 0.5 + abs(Qc)/Sg + 0.001
    for Pl in arange(0.05, 2.001, simStep) * Sg:
        for Ql in arange(QlMin, QlMax, simStep) * Sg:
            simulationLoop(m_outputN, m_outputV, m_outputF,
                Pload = Pl, Qload = Ql, Ssc_MVA = v, extraCol = float(v))

close_m_files(m_outputN, m_outputV, m_outputF)

def loopQcap():
    os.system('echo \'%s -- Loop: Qcap\''%(sys.argv[0]))

    values = array([0.3, 0.4, 0.5, 1.0]) * -Sg0 #0.8,
    update_emtdc_dta()
    m_outputN, m_outputV, m_outputF = create_m_files('Qcap')

    for v in values:
        Qc = v
        QlMin = max(-1.5 + abs(Qc)/Sg, 0.05)
        QlMax = 0.5 + abs(Qc)/Sg + 0.001
        for Pl in arange(0.05, 2.001, simStep) * Sg:
            for Ql in arange(QlMin, QlMax, simStep) * Sg:
                simulationLoop(m_outputN, m_outputV, m_outputF,
                    Pload = Pl, Qload = Ql, Qcap = v, extraCol = float(v))

    close_m_files(m_outputN, m_outputV, m_outputF)

def loopVwind():
    os.system('echo \'%s -- Loop: Vwind\''%(sys.argv[0]))

    values = array([6, 7.5, 11.5]) #9,
    update_emtdc_dta()
    m_outputN, m_outputV, m_outputF = create_m_files('Vwind')

    for v in values:
        QlMin = max(-1.5 + abs(Qc)/Sg, 0.05)
        QlMax = 0.5 + abs(Qc)/Sg + 0.001
        for Pl in arange(0.05, 2.001, simStep) * Sg:
            for Ql in arange(QlMin, QlMax, simStep) * Sg:
                simulationLoop(m_outputN, m_outputV, m_outputF,
                    Pload = Pl, Qload = Ql, Vwind = v, extraCol = float(v))

    close_m_files(m_outputN, m_outputV, m_outputF)

def loopCapability():
    os.system('echo \'%s -- Loop: Capability\''%(sys.argv[0]))

    values = array([0.5, 2.0, 3.0]) * Sg0 #1.0,
    m_outputN, m_outputV, m_outputF = create_m_files('Capability')

    for v in values:
        update_emtdc_dta(S_MVA = v)
        Sg = v

```

```

    QlMin = max(-1.5 + abs(Qc0pu), 0.05)
    QlMax = 0.5 + abs(Qc0pu) + 0.001
    Qc = Qc0pu * Sg
    for Pl in arange(0.05, 2.001, simStep) * Sg:
        for Ql in arange(QlMin, QlMax, simStep) * Sg:
            simulationLoop(m_outputN, m_outputV, m_outputF, Qcap = Qc,
                           Pload = Pl, Qload = Ql, extraCol = float(v))

close_m_files(m_outputN, m_outputV, m_outputF)

def loopJ():
    os.system('echo \'%s -- Loop: J\''%(sys.argv[0]))

    values = array([0.5, 2.0]) * J0_s #1.0,
    m_outputN, m_outputV, m_outputF = create_m_files('J')

    for v in values:
        update_emtdc_dta(J_s = v)
        QlMin = max(-1.5 + abs(Qc)/Sg, 0.05)
        QlMax = 0.5 + abs(Qc)/Sg + 0.001
        for Pl in arange(0.05, 2.001, simStep) * Sg:
            for Ql in arange(QlMin, QlMax, simStep) * Sg:
                simulationLoop(m_outputN, m_outputV, m_outputF,
                               Pload = Pl, Qload = Ql, extraCol = float(v))

    close_m_files(m_outputN, m_outputV, m_outputF)

def loopRr():
    os.system('echo \'%s -- Loop: Rr\''%(sys.argv[0]))

    values = array([0.5, 2.0]) * Rr0
    m_outputN, m_outputV, m_outputF = create_m_files('Rr')

    for v in values:
        update_emtdc_dta(Rr_pu = v)
        QlMin = max(-1.5 + abs(Qc)/Sg, 0.05)
        QlMax = 0.5 + abs(Qc)/Sg + 0.001
        for Pl in arange(0.05, 2.001, simStep) * Sg:
            for Ql in arange(QlMin, QlMax, simStep) * Sg:
                simulationLoop(m_outputN, m_outputV, m_outputF,
                               Pload = Pl, Qload = Ql, extraCol = float(v))

    close_m_files(m_outputN, m_outputV, m_outputF)

def loopRs():
    os.system('echo \'%s -- Loop: Rs\''%(sys.argv[0]))

    values = array([0.5, 2.0]) * Rs0
    m_outputN, m_outputV, m_outputF = create_m_files('Rs')

    for v in values:
        update_emtdc_dta(Rs_pu = v)
        QlMin = max(-1.5 + abs(Qc)/Sg, 0.05)
        QlMax = 0.5 + abs(Qc)/Sg + 0.001
        for Pl in arange(0.05, 2.001, simStep) * Sg:
            for Ql in arange(QlMin, QlMax, simStep) * Sg:
                simulationLoop(m_outputN, m_outputV, m_outputF,
                               Pload = Pl, Qload = Ql, extraCol = float(v))

```

```
close_m_files(m_outputN, m_outputV, m_outputF)

def loopXr():
    os.system('echo \'%s -- Loop: Xr\''%(sys.argv[0]))

    values = array([0.5, 2.0]) * Xr0
    m_outputN, m_outputV, m_outputF = create_m_files('Xr')

    for v in values:
        update_emtdc_dta(Xr_pu = v)
        QlMin = max(-1.5 + abs(Qc)/Sg, 0.05)
        QlMax = 0.5 + abs(Qc)/Sg + 0.001
        for Pl in arange(0.05, 2.001, simStep) * Sg:
            for Ql in arange(QlMin, QlMax, simStep) * Sg:
                simulationLoop(m_outputN, m_outputV, m_outputF,
                               Pload = Pl, Qload = Ql, extraCol = float(v))

    close_m_files(m_outputN, m_outputV, m_outputF)

def loopXs():
    os.system('echo \'%s -- Loop: Xs\''%(sys.argv[0]))

    values = array([0.5, 2.0]) * Xs0
    m_outputN, m_outputV, m_outputF = create_m_files('Xs')

    for v in values:
        update_emtdc_dta(Xs_pu = v)
        QlMin = max(-1.5 + abs(Qc)/Sg, 0.05)
        QlMax = 0.5 + abs(Qc)/Sg + 0.001
        for Pl in arange(0.05, 2.001, simStep) * Sg:
            for Ql in arange(QlMin, QlMax, simStep) * Sg:
                simulationLoop(m_outputN, m_outputV, m_outputF,
                               Pload = Pl, Qload = Ql, extraCol = float(v))

    close_m_files(m_outputN, m_outputV, m_outputF)

def loopXm():
    os.system('echo \'%s -- Loop: Xm\''%(sys.argv[0]))

    values = array([0.5, 2.0]) * Xm0
    m_outputN, m_outputV, m_outputF = create_m_files('Xm')

    for v in values:
        update_emtdc_dta(Xm_pu = v)
        QlMin = max(-1.5 + abs(Qc)/Sg, 0.05)
        QlMax = 0.5 + abs(Qc)/Sg + 0.001
        for Pl in arange(0.05, 2.001, simStep) * Sg:
            for Ql in arange(QlMin, QlMax, simStep) * Sg:
                simulationLoop(m_outputN, m_outputV, m_outputF,
                               Pload = Pl, Qload = Ql, extraCol = float(v))

    close_m_files(m_outputN, m_outputV, m_outputF)

def loopTmConst():
    os.system('echo \'%s -- Loop: TmConst\'%(
        sys.argv[0]))
```

```

update_emtdc_dta()
m_outputN, m_outputV, m_outputF = create_m_files('TmConst')

v = Vwind0_m_s
QlMin = max(-1.5 + abs(Qc)/Sg, 0.05)
QlMax = 0.5 + abs(Qc)/Sg + 0.001
for Pl in arange(0.05, 2.001, simStep) * Sg:
    for Ql in arange(QlMin, QlMax, simStep) * Sg:
        print "Pl=%g, Ql=%g"%(Pl, Ql)
        simulationLoop(m_outputN, m_outputV, m_outputF, Pload = Pl,
                       Qload = Ql, Vwind = v, extraCol = float(v), TmConst = 1)

close_m_files(m_outputN, m_outputV, m_outputF)

emtdc_exe = 'ndz_ig'
emtdc_exe_mod = emtdc_exe + '_mod_%02d'%(loopIndex)
tmpDta = '%08d'%(loopIndex)
inputfile = 'input%02d.txt'%(loopIndex)
outputfile = 'output%02d.txt'%(loopIndex)
create_emtdc_input(inputfile)
modify_emtdc_exe(tmpDta)

initialTime = time.time()
os.system('chmod +x "%s"'%(emtdc_exe_mod))
os.system('echo \'Process started - %s %s\''%(
    sys.argv[0], sys.argv[1]))

if loopIndex == 0:
    loopBaseCase()
elif loopIndex == 1:
    loopVwind()
elif loopIndex == 2:
    loopTmConst()
elif loopIndex == 3:
    loopRr()
elif loopIndex == 4:
    loopTimerDelay()
elif loopIndex == 5:
    loopCapability()
elif loopIndex == 6:
    loopXs()
elif loopIndex == 7:
    loopXm()
elif loopIndex == 8:
    loopQcap()
elif loopIndex == 9:
    loopSsc()
elif loopIndex == 10:
    loopXr()
elif loopIndex == 11:
    loopRs()
elif loopIndex == 12:
    loopJ()

finalTime = time.time()
deltaTime = (finalTime - initialTime)

```

```
os.system('echo \'Process finished - %s %s -- Total time: %f seconds (=%f' +
' minutes)\' %(sys.argv[0], sys.argv[1],
deltaTime, deltaTime/60.0))
print 'Total time: %f seconds (=%f minutes)'%(deltaTime, deltaTime/60.0)
```

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] N. Jenkins, R. Allan, P. Crossley, D. Kischen, G. Strbac, “*Embedded generation*”, INSPEC Inc., 2000.
- [2] CIRED Working Group 4, “*Dispersed generation*”, Relatório Técnico – CIRED, 1999.
- [3] CIGRÉ Working Group 37.23, “*Impact of increasing contribution of dispersed generation on the power system*”, Relatório Técnico – CIGRÉ, 1999.
- [4] “ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica”, acessado em janeiro de 2010, URL: <http://www.aneel.gov.br>
- [5] “*World wind energy report 2008*”, World Wind Energy Association Head Office, 2009.
- [6] T. Ackermann, L. Soder, “An overview of wind energy-status 2002”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol.6, no.1-2, pp.67-127, 2002, ISSN 1364-0321.
- [7] T. Ackermann, “*Wind power in power systems*”, Wiley, 2005.
- [8] A. Pettersson, “*Analysis, modeling and control of doubly-fed induction generators for wind turbines*”, Tese de Doutorado, Chalmers University of Technology, Suécia, 2005.
- [9] V. Akhmatov, “Variable-speed wind turbines with doubly-fed induction generators, part I: modelling in dynamic simulation tools”, *Wind Engineering*, vol.26, no.2, pp.85-108, 2002.
- [10] “*Ligação de autoprodutores em paralelo com o sistema de distribuição da CPFL*”, Norma Técnica (CPFL), versão 1.2, 2005.

- [11] Alberta Distributed Generation Technical and Policy Committee, “*Alberta distributed generation: interconnection guide*”, 2002. URL: <http://www.energy.gov.ab.ca/docs/electricity>
- [12] Manitoba Hydro, “*Interconnection guideline for connecting distributed resources to the Manitoba Hydro distribution system*”, 2003. URL: <http://oasis.midwestiso.org>
- [13] BC Hydro, “*Connection requirements for utility or non-utility generation, 35 kV and below*”, 1998. URL: <http://www.bchydro.com>
- [14] “*G75/1: Recommendations for the connection of embedded generating plant to public distribution systems above 20 kV or with outputs over 5 MW*”, Electricity Association Standard, 2003.
- [15] “*IEEE Standard for interconnecting distributed resources with electric power systems*”, IEEE Standard 1547, New York, 2003.
- [16] R.A. Walling, N.W. Miller, “Distributed generation islanding – implications on power system dynamic performance”, *IEEE Power Engineering Society Summer Meeting*, vol.1, pp.92-96, 2002.
- [17] “*IEEE recommended practice for electric power distribution for industrial plants*”, IEEE Standard 141, 1993.
- [18] “*IEEE recommended practice for protection and coordination of industrial and commercial power systems*”, IEEE Standard 242, 2001.
- [19] W. Freitas, Z. Huang; W. Xu, “A practical method for assessing the effectiveness of vector surge relays for distributed generation applications”, *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol.20, no.1, pp.57-63, 2005.
- [20] J.C.M. Vieira, W. Freitas, W. Xu, A. Morelato, “An investigation on the nondetection zones of synchronous distributed generation anti-islanding protection”, *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol.23, no.2, pp.593-600, 2008.
- [21] Z. Ye, A. Kolwalkar, Y. Zhang, P. Du, R. Walling, “Evaluation of anti-islanding schemes based on nondetection zone concept”, *IEEE 34th Annual Power Electronics Specialist Conference*, vol.4, pp.1735-1741, 2003.

- [22] M.E. Ropp, M. Begovic, A. Rohatgi, G.A. Kern, R.H. Bonn, S. Gonzalez, “Determining the relative effectiveness of islanding detection methods using phase criteria and nondetection zones”, *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol.15, no.3, pp.290-296, 2000.
- [23] W. Xu, K. Mauch, S. Martel, “An assessment of the islanding detection methods and distributed generation islanding issues for Canada”, CANMET Energy Technology Centre, Varennes, Nature Resources Canada, 2004.
- [24] J.C.M. Vieira, “Metodologias para ajuste e avaliação do desempenho de relés de proteção anti-ilhamento de geradores síncronos distribuídos”, Tese de doutorado, FEEC, Universidade Estadual de Campinas, 2006.
- [25] M.A. Redfern, O. Usta, G. Fielding, “Protection against loss of utility grid supply for a dispersed storage and generation unit”, *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol.8, no.3, pp.948-954, 1993.
- [26] C.J. Mozina, “Interconnection protection of IPP generators at comercial/industrial facilities”. *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol.37, no.3, pp.681-688, 2001.
- [27] T. Funabashi, K. Koyanagi, R. Yokoyama, “A review of islanding detection methods for distributed resources”, *IEEE Bologna Power Tech Conference Proceedings*, vol.2, 2003.
- [28] J. Yin, L. Chang, C. Diduch, “Recent developments in islanding detection for distributed power generation”, Large Engineering Systems Conference on Power Engineering (LESCOPE), pp.124-128, 2004.
- [29] W. Xu, W. Freitas, “Islanding risk of synchronous generator based distributed generation systems”, Relatório técnico submetido à The CANMET Energy Technology Centre, Natural Resource Canada, a ser disponibilizado em URL: <http://canmetenergy-canmetenergie.nrcan-ncan.gc.ca/eng/>
- [30] “PSCAD® user's guide — version 4.2.0”, Manitoba HVDC Research Centre, 2005.
- [31] “EMTDC™ user's guide — version 4.2.0”, Manitoba HVDC Research Centre, 2005.
- [32] G. van Rossum, “Python 2.6 reference manual”, CreateSpace, 2009, ISBN 1-441-41966-7.

- [33] “*SimPowerSystems for use with Simulink — user's guide: version 4*”, MathWorks, 2004.
- [34] S. Heier, “*Grid integration of wind energy conversion systems*”, John Wiley & Sons Ltd, 1998, ISBN 0-471-97143-X.
- [35] N.W. Miller, J.J. Sanchez-Gasca, W.W. Price, R. W. Delmerico, “Dynamic modeling of GE 1.5 and 3.6 MW wind turbine-generators for stability simulations”, *IEEE Power Engineering Society General Meeting*, vol.3, pp. 1977-1983, 2003.
- [36] P. Kundur, “*Power system stability and control*”, McGraw-Hill Inc., 1994.
- [37] O. Anaya-Lara, ZiFa Liu; G. Quinonez-Varela, J.R. McDonald, “Optimal DFIG crowbar resistor design under different controllers during grid faults”, *Third International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies*, pp.2580-2585, 2008.
- [38] J. Yang, J. O'Reilly, J.E. Fletcher, “Protection scheme switch-timing for doubly-fed induction generator during fault conditions”, *IEEE Bucharest Power Tech Proceedings*, 2009.
- [39] M.A. Poller, “Doubly-fed induction machine models for stability assessment of wind farms”, *2003 IEEE Bologna Power Tech Conference Proceedings*, 2003.
- [40] T.L. Skvarenina, “*The power electronics handbook*”, CRC Press, 2002.
- [41] V. Akhmatov, “*Analysis of dynamic behaviour of electric power systems with large amount of wind power*”, Tese de Doutorado, Technical University of Denmark, Dinamarca, 2003.
- [42] V. Akhmatov, “Variable-speed wind turbines with doubly-fed induction generators, part IV: uninterrupted operation features at grid faults with converter control coordination”, *Wind Engineering*, vol.27, no.6, pp.519-529, 2003.
- [43] R. Pena, J.C. Clare, G.M. Asher, “Doubly fed induction generator using back-to-back PWM converters and its application to variable-speed wind-energy generation”, *IEE Proceedings on Electric Power Applications*, vol.143, no.3, 1996.
- [44] J. Morren, S.W.H. de Haan, W.L. Kling, J.A. Ferreira, “Wind turbines emulating inertia and supporting primary frequency control”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol.21, no.1, pp.433-434, 2006.

- [45] G. Lalor, A. Mullane, M. O'Malley, "Frequency control and wind turbine technologies", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol.20, no.4, pp.1905-1913, 2005.
- [46] G. Ramtharan, J.B. Ekanayake, N. Jenkins, "Frequency support from doubly fed induction generator wind turbines", *IET Renewable Power Generation*, vol.1, no.1, pp.3-9, 2007.
- [47] J.G. Sloopweg; H. Polinder; W.L. Kling, "Dynamic modelling of a wind turbine with doubly fed induction generator", *IEEE Power Engineering Society Summer Meeting*, vol.1, pp.644-649, 2001.
- [48] I. Erlich; F. Shewarega, "Modeling of wind turbines equipped with doubly-fed induction machines for power system stability studies", *Power Systems Conference and Exposition*, pp.978-985, 2006.
- [49] N.J. de Salles, "*Modelagem e análise dinâmica de sistemas de proteção de redes de distribuição de energia elétrica na presença de geradores síncronos*", Dissertação de mestrado, FEEC, Universidade Estadual de Campinas, 2007.
- [50] J.C.M. Vieira; W. Freitas; W. Xu; A. Morelato, "Performance of frequency relays for distributed generation protection", *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol.21, no.3, pp.1120-1127, 2006.
- [51] J.C.M. Vieira, W. Freitas, D. Salles, "Characteristics of voltage relays for embedded synchronous generators protection", *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol.1, no.3, pp.484-491, 2007.
- [52] A. Veltman, D.W. Pulle, R.W. Doncker, "*Fundamentals of electrical drives (power systems)*", Springer-Verlag New York Inc., 2007.
- [53] H. Edelsbrunner, D. Kirkpatrick, R. Seidel, "On the shape of a set of points in the plane", *IEEE Transactions on Information Theory*, vol.29, no.4, pp.551-559, 1983.
- [54] B.N. Delaunay, "Sur la sphère vide", *Bulletin of Academy of Sciences of the USSR*, no.6, pp.793-800, 1934.
- [55] U. Schwarz, "*ashape: a pedestrian alpha shape extractor*", 2007, URL: <http://www.mathworks.com/matlabcentral/fileexchange/6760>

- [56] D. Salles, “*Metodologias para análise do risco de ocorrência de ilhamentos não intencionais de geradores síncronos distribuídos*”, Dissertação de Mestrado, FEEC, Universidade Estadual de Campinas, 2008.
- [57] A.P. Grilo, A.A. Mota, L.T.M. Mota, W. Freitas, “An analytical method for analysis of large-disturbance stability of induction generators”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol.22, no.4, pp.1861-1869, 2007.
- [58] F. Wu, X.-P. Zhang, K. Godfrey, P. Ju, “Small signal stability analysis and optimal control of a wind turbine with doubly fed induction generator”, *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol.1, no.5, pp.751-760, 2007.
- [59] S. Chondrogiannis, M. Barnes, “Stability of doubly-fed induction generator under stator voltage orientated vector control”, *IET Renewable Power Generation*, vol.2, no.3, pp.170-180, 2008.
- [60] A. Hansen, G. Michalke, “Voltage grid support of DFIG wind turbines during grid faults”, *Proceedings of the European Wind Energy Conference and Exhibition 2007 (EWEC 2007)*, Milan, Italy, 2007.
- [61] E.J. Coster, A. Ishchenko, M.A. Myrzik, W.L. Kling, “Comparison of practical fault ride-through capability for MV-connected DG units”, *Proceedings of the 16th Power Systems Computation Conference (PSCC)*, Glasgow, Scotland, 2008.
- [62] M.B.C. Salles, “Modelagem e análises de geradores eólicos de velocidade variável conectados em sistemas de energia elétrica”, Tese de Doutorado, PEA, Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, 2009.
- [63] “*C30/C60 CAPSTONE® MicroTurbine™ user's manual*”, Capstone Turbine Corporation, 2005.
- [64] D. Salles, P.C.M. Meira, A.P. Grilo, J.C.M. Vieira, W. Freitas, W. Xu, “Avaliação do risco de ocorrência de ilhamentos não intencionais de geradores síncronos distribuídos”, *Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica*, Belém, 2008.