

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA ELÉTRICA E DE COMPUTAÇÃO
DEPARTAMENTO DE SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA

**METODOLOGIAS PARA ANÁLISE DO RISCO DE
OCORRÊNCIA DE ILHAMENTOS NÃO INTENCIONAIS
DE GERADORES SÍNCRONOS DISTRIBUÍDOS**

Autor: Diogo Salles Corrêa

Orientador: Prof. Dr. Walmir de Freitas Filho
Co-orientador: Prof. Dr. José Carlos de Melo Vieira Júnior

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

Comissão Julgadora:

Prof. Dr. Walmir de Freitas Filho

Prof. Dr. Luís Fernando Costa Alberto

Prof. Dr. Fujio Sato

FEEC/UNICAMP

EESC/USP

FEEC/UNICAMP

Campinas, 25 de junho de 2008.

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

C817m Corrêa, Diogo Salles
Metodologias para análise do risco de ocorrência de
ilhamentos não intencionais de geradores síncronos
distribuídos / Diogo Salles Corrêa. --Campinas, SP: [s.n.],
2008.

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

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

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

Título em Inglês: Methodologies for evaluating the risk of occurrence of non
intentional islanding of distributed synchronous generators.

Palavras-chave em Inglês: Distributed generation, Islanding detection, Synchronous
generators, Protection, Electric power distribution networks.

Área de concentração: Energia Elétrica

Titulação: Mestre em Engenharia Elétrica

Banca examinadora: Luís Fernando Costa Alberto e Fujio Sato.

Data da defesa: 25/06/2008

Programa de Pós-Graduação: Engenharia Elétrica

COMISSÃO JULGADORA - TESE DE MESTRADO

Candidato: Diogo Salles Corrêa

Data da Defesa: 25 de junho de 2008

Título da Tese: "Metodologias para Análise do Risco de Ocorrência de Ilhamentos Não Intencionais de Geradores Síncronos Distribuídos"

Prof. Dr. Walmir de Freitas Filho (Presidente): W.F.F.

Prof. Dr. Luís Fernando Costa Alberto: Luís Fernando Costa Alberto

Prof. Dr. Fujio Sato: 

Resumo

Geradores síncronos conectados em redes de distribuição de energia elétrica estão sujeitos a operarem de forma ilhada após contingências como, por exemplo, curtos-circuitos. Ilhamento ocorre quando uma parte da rede de distribuição opera eletricamente isolada da subestação da concessionária, mas continua a ser energizada por geradores distribuídos. Devido a um conjunto de implicações técnicas e de segurança, a prática atualmente utilizada pelas concessionárias e recomendada pelos principais guias técnicos é desconectar todos os geradores da rede isolada tão logo ocorra um ilhamento. Existem diversas técnicas de proteção desenvolvidas para detectar ilhamentos e a maioria delas possui limitações técnicas e são propensas a falharem em determinadas situações. Neste contexto, torna-se importante conhecer a probabilidade ou risco da proteção falhar na detecção de ilhamentos em sistemas de distribuição de energia elétrica com geradores distribuídos e, por conseguinte, decidir se o sistema de proteção utilizado é adequado ou não. A falha da detecção de uma situação de ilhamento é tecnicamente denominada *ilhamento não intencional*. Esta dissertação de mestrado apresenta uma série de metodologias desenvolvidas para analisar o risco da ocorrência de ilhamentos não intencionais devido à falha do sistema de proteção de geradores síncronos. O sistema de proteção antiilhamento considerado neste trabalho é composto por relés baseados em medidas de frequência e/ou tensão visto que atualmente estes são considerados os dispositivos mais eficientes para realizar tal tarefa. Como os desempenhos desses relés estão fortemente relacionados aos desbalanços de potência ativa e reativa na rede ilhada, respectivamente, as metodologias desenvolvidas baseiam-se nas curvas de carga do sistema de distribuição, nos patamares de geração de potência ativa e reativa e no cálculo de um índice numérico que indica o risco de falha da proteção antiilhamento. Diversos métodos eficientes foram desenvolvidos para calcular diretamente este índice de risco sem a necessidade de executar numerosas simulações de transitórios eletromagnéticos. Ressalta-se que os principais fatores que afetam o desempenho do sistema de proteção antiilhamento podem ser prontamente determinados com a aplicação das metodologias desenvolvidas. Os resultados obtidos mostraram-se precisos quando comparados aos obtidos por meio de repetidas simulações do tipo de transitórios eletromagnéticos.

Abstract

Distributed synchronous generators connected to distribution power systems are prone to operate islanded after contingencies such as short circuits. Islanding occurs when a portion of the distribution network operates electrically isolated from the utility grid substation, yet continues to be energized by local distributed generators connected to the isolated system. Due to a number of technical and safety concerns, the procedure currently adopted by utilities and recommended by the main technical guides is to disconnect all the generators immediately after an islanding event. There are several anti-islanding techniques and the majority of them present technical limitations so that they are likely to fail in certain situations. In this context, it becomes important to know the probability or the risk of the protection scheme to fail in the detection of islanding events in distribution power systems containing distributed generators and, ultimately, determine whether the protection scheme under study is adequate or not. The failure of islanding detection is technically denominated *non intentional islanding*. This work presents a number of methodologies developed to evaluate the risk of occurrence of non intentional islanding due to the failure of synchronous generators protection systems. The anti-islanding protection system considered in this work is composed of relays based on measures of frequency and/or voltage, since these are considered to be the most efficient methods to perform this task. As the performance of these relays is strongly dependent on the active and reactive power imbalances in the islanded system, respectively, the methodologies are based on the distribution network feeder load curves, the active and reactive power generation levels and on the calculation of numerical index to quantify the risk level of protection system failure. Efficient methods were developed to directly calculate these risk indexes without performing several electromagnetic transient simulations. Through these methods, the main factors impacting on the performance of the anti-islanding protection schemes can be determined. The results obtained by the usage of the proposed methodologies presented a very good match with those obtained by electromagnetic transient simulations.

Agradecimentos

- Aos professores Walmir de Freitas Filho e José Carlos de Melo Vieira Júnior pela excelente orientação, amizade e pelas oportunidades de aprimoramento da minha formação acadêmica;
- Ao professor Wilsun Xu, da Universidade de Alberta (Canadá), pelas sugestões durante o desenvolvimento deste trabalho;
- A minha família por me apoiar em todos os momentos;
- Aos professores da Faculdade de Engenharia Elétrica e Computação da UNICAMP que, direta ou indiretamente, contribuíram para a minha formação acadêmica;
- Aos colegas do Departamento de Sistemas de Energia Elétrica da UNICAMP;
- À Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de São Paulo (FAPESP) e ao Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq) pelo apoio financeiro.

Índice

CAPÍTULO 1	1
INTRODUÇÃO	1
CAPÍTULO 2	7
RISCO DE ILHAMENTO NÃO INTENCIONAL: CONCEITOS E REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	7
2.1. DETECÇÃO DE ILHAMENTO EM SISTEMAS ELÉTRICOS.....	7
2.1.1.Zona de Não Detecção de Relés Baseados em Medidas de Frequência e/ou Tensão	9
2.2. RISCO DE ILHAMENTO NÃO INTENCIONAL	13
CAPÍTULO 3	21
METODOLOGIA PARA ANÁLISE DE RISCO DE ILHAMENTO NÃO INTENCIONAL.....	21
3.1. FUNDAMENTOS BÁSICOS.....	21
3.2. GENERALIZAÇÃO DA METODOLOGIA PARA AVALIAÇÃO DE RISCO DE ILHAMENTO.....	23
3.3. MODELAGEM DA ZONA DE NÃO DETECÇÃO PARA CÁLCULO DO ÍNDICE DE RISCO 29	
3.3.1.Modelagem da Zona de Não Detecção Através de um Número Reduzido de Simulações.....	30
3.3.2.Modelagem da Zona de Não Detecção Através do Uso das Tabelas de Dados	33
3.4. SUMÁRIO DOS PROCEDIMENTOS PARA APLICAÇÃO DAS FERRAMENTAS PROPOSTAS PARA OBTENÇÃO DO ÍNDICE DE RISCO DE ILHAMENTO.....	36
CAPÍTULO 4	37
RESULTADOS: VALIDAÇÃO E ESTUDOS DE SENSIBILIDADE	37
4.1. DESCRIÇÃO DE UM CASO BÁSICO	37
4.2. RESULTADOS DOS ESTUDOS DE SENSIBILIDADE.....	41
4.2.1.Tipos de Relés Antiilhamento	42
4.2.2.Ajuste dos Relés Antiilhamento	45
4.2.3.Nível de Geração	48
4.2.4.Capacidade do Gerador	52
4.2.5.Tempo de Detecção Requerido	54
4.2.6.Operação com o Relé Temporizado	57
4.2.7.Tipos de Carga.....	60
4.2.8.Pior Cenário.....	64
CAPÍTULO 5	67
MÉTODO ANALÍTICO PARA ESTIMAR A ZONA DE NÃO DETECÇÃO	67
5.1. DESENVOLVIMENTO DO MÉTODO ANALÍTICO-ITERATIVO	67

5.1.1. Determinação de ΔP_1 e ΔP_2	70
5.1.2. Determinação de ΔQ_1 e ΔQ_2	75
5.1.3. Determinação dos Limites da Zona de Não Detecção.....	80
5.1.4. Validação do Método Proposto	81
5.2. DETERMINAÇÃO E VALIDAÇÃO DOS ÍNDICES DE RISCO DE ILHAMENTO ATRAVÉS DO MÉTODO ANALÍTICO	83
CAPÍTULO 6	87
CONCLUSÕES.....	87
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	91
APÊNDICE A	93
MODELAGEM DOS RELÉS.....	93
A.1. RELÉS DE SUB/SOBREFREQÜÊNCIA	93
A.2. RELÉS DE TAXA DE VARIAÇÃO DE FREQÜÊNCIA	94
A.3. RELÉS DE SUB/SOBRETENSÃO.....	94
APÊNDICE B	97
DESCRIÇÃO DA REDE ELÉTRICA EM ESTUDO	97
APÊNDICE C	103
AVALIAÇÃO DE RISCO PARA SISTEMAS COM CARGAS IMPEDÂNCIA CONSTANTE	103
APÊNDICE D	107
AVALIAÇÃO DE RISCO ATRAVÉS DE SIMULAÇÃO DE TRANSITÓRIOS ELETROMAGNÉTICOS	107
D.1. MODELAGEM DO SISTEMA ELÉTRICO.....	107
D.2. OBTENÇÃO DO ÍNDICE DE RISCO.....	108

Índice de Figuras

Figura 1.1: Condições de ilhamento em uma rede de distribuição de energia elétrica.	2
Figura 2.1: Técnicas disponíveis para detecção de ilhamentos não intencionais.....	8
Figura 2.2: Comportamento das curvas de desempenho do relé de frequência.	10
Figura 2.3: Comportamento das curvas de desempenho do relé de tensão.	10
Figura 2.4: Construção da zona de não detecção através das curvas de desempenho.	11
Figura 2.5: Zona de não detecção de uma combinação de um relé de frequência e de tensão.	12
Figura 2.6: Exemplos de cenários com formação de ilhas.	14
Figura 2.7: O impacto da zona não detecção e do carregamento na detecção do ilhamento.	14
Figura 3.1: Exemplo de uma zona de não detecção no plano ΔQ versus ΔP	23
Figura 3.2: Determinação dos intervalos de não detecção.	23
Figura 3.3: Diagrama unifilar da rede teste - possibilidade de ilhamento não intencional devido a abertura de qualquer religador.	25
Figura 3.4: Tempo total desprotegido Δt_{P-G} devido somente ao desbalanço de potência ativa.....	25
Figura 3.5: Tempo total desprotegido Δt_{Q-G} devido somente ao desbalanço de potência reativa.	26
Figura 3.6: Período de tempo global Δt_G em que o sistema está desprotegido.	26
Figura 3.7: Diagrama unifilar da rede teste - possibilidade de ilhamento não intencional devido a abertura de n-1 religadores.....	27
Figura 3.8: Período de tempo global Δt_G em que o sistema está desprotegido - curva de duração de carga.	28
Figura 3.9: Exemplo de uma zona de não detecção no plano ΔQ versus ΔP	30
Figura 3.10: Diagrama unifilar do sistema de distribuição teste.....	31
Figura 3.11: Equivalente de Thévenin do sistema elétrico em estudo.	32
Figura 4.1: Diagrama unifilar do sistema de distribuição teste.....	38
Figura 4.2: Índices de risco associados à combinação do relé de frequência e de tensão. (Potência injetada pelo gerador = 15 MW, ajuste relé de frequência = 57,5/61,5 Hz - 0 ms; ajuste relé de tensão = 0,5/1,2 pu - 0 ms).	39
Figura 4.3: Comparação dos intervalos de não detecção. (Potência injetada pelo gerador = 15 MW, ajuste relé de frequência = 57,5/61,5 Hz - 0 ms; ajuste relé de tensão = 0,5/1,2 pu - 0 ms).....	40
Figura 4.4: Impacto do sistema de proteção no risco de ilhamento.	44
Figura 4.5: Comparação dos intervalos de não detecção para diferentes relés (Potência injetada pelo gerador = 20 MW; relés de frequência 57,5/61,5 Hz; relés de tensão 0,5/1,2 pu).....	45
Figura 4.6: Impacto do ajuste do relé no risco de ilhamento (relés de frequência e tensão).	46
Figura 4.7: Impacto do ajuste do relé no risco de ilhamento (relés ROCOF e tensão).....	47
Figura 4.8: Impacto do ajuste do relé nos intervalos de não detecção (Potência injetada pelo gerador = 20 MW e curva de duração de carga RL-01).	48
Figura 4.9: Impacto do nível de geração no risco de ilhamento.	49
Figura 4.10: Análise gráfica do impacto do nível de geração no risco de ilhamento (relé de frequência 57,5/61,5 Hz; relé de tensão 0,5/1,2 pu).	51

Figura 4.11: Impacto da capacidade do gerador no risco deilhamento (relés de freqüência e tensão: 57,5/61,5 Hz – 0,5/1,2 pu).....	52
Figura 4.12: Impacto da capacidade do gerador no risco deilhamento (relés ROCOF e tensão: 2,5 Hz/s – 0,5/1,2 pu).....	53
Figura 4.13: Análise gráfica do impacto da capacidade do gerador no risco deilhamento (Potência injetada pelo gerador = 10 MW e curva de duração de carga RL-02).....	54
Figura 4.14: Impacto do tempo de detecção requerido no risco deilhamento (relés de freqüência e tensão: 57,5/61,5 Hz – 0,5/1,2 pu).....	55
Figura 4.15: Impacto do tempo de detecção requerido no risco deilhamento (relés ROCOF e tensão: 2,5 Hz/s – 0,5/1,2 pu).....	56
Figura 4.16: Análise gráfica do impacto do tempo de detecção requerido no risco deilhamento (Potência injetada pelo gerador = 20 MW e curva de duração de carga RL-01).....	57
Figura 4.17: Impacto do ajuste temporizado no risco deilhamento (relés de freqüência e tensão; tempo de detecção requerido = 500 ms).....	58
Figura 4.18: Impacto do ajuste temporizado no risco deilhamento (relés ROCOF e tensão; tempo de detecção requerido = 500 ms).....	59
Figura 4.19: Análise gráfica do impacto do ajuste temporizado no risco deilhamento (Potência injetada pelo gerador = 20 MW; curva de duração de carga RL-01; tempo de detecção = 500 ms).....	60
Figura 4.20: Avaliação de risco para cargas impedância constante (tempo de detecção = 500 ms).....	62
Figura 4.21: Análise comparativa do risco deilhamento: cargas impedância e potência constante (tempo de detecção requerido = 500 ms).....	63
Figura 4.22: Análise comparativa entre as zonas de não detecção relacionadas com cargas potência constante e as relacionadas com cargas impedância constante (tempo de detecção requerido = 500 ms).....	64
Figura 4.23: Pior cenário: (ajustes não sensíveis).....	65
Figura 4.24: Pior cenário: (ajustes sensíveis).....	66
Figura 5.1: Zonas de não detecção típicas para diferentes tipos de carga.....	68
Figura 5.2: Explicação física para a inclinação da zona de não detecção associada a cargas impedância constante.....	69
Figura 5.3: Gerador síncrono operando em paralelo com o sistema de distribuição.....	71
Figura 5.4: Modelo computacional do relé de taxa de variação de freqüência.....	73
Figura 5.5: Chaveamento de uma carga reativa nos terminais do gerador síncrono.....	77
Figura 5.6: Variação da tensão terminal devido a um súbito desbalanço de potência reativa.....	78
Figura 5.7: Circuito elétrico equivalente.....	79
Figura 5.8: Método gráfico-iterativo para calcular ΔQ_1 e ΔQ_2	79
Figura 5.9: ZND determinada pelo método proposto.....	80
Figura 5.10: Zona de não detecção determinada pelo método analítico-iterativo.....	81
Figura 5.11: Diagrama unifilar do sistema de distribuição teste.....	82
Figura 5.12: Zonas de não detecção obtidas através de repetidas simulações dinâmicas e através do método analítico-iterativo proposto.....	82
Figura 5.13: Índices de risco deilhamento: comparação método analítico e simulações dinâmicas (tempo de detecção requerido = 500 ms, ajustes não sensíveis).....	84
Figura 5.14: Índices de risco deilhamento: comparação método analítico e simulações dinâmicas (tempo de detecção requerido = 500 ms, ajustes sensíveis).....	85

Figura A.1: Diagrama de blocos de um relé de sub/sobrefrequência.....	93
Figura A.2: Diagrama esquemático de um relé de taxa de variação de frequência (relé ROCOF).....	94
Figura A.3: Diagrama esquemático de um relé de tensão.....	95
Figura B.1: Diagrama unifilar do sistema de distribuição teste.	97
Figura B.2: Diagrama de blocos simplificado do sistema de excitação IEEE tipo DC1A.	99
Figura B.3: Curvas diárias de carga empregadas no sistema teste.....	101
Figura C.1: Zonas de não detecção típicas para diferentes tipos de carga (ajustes dos relés: relé de frequência: 57,5/62,5Hz).	103
Figura C.2: Zona de não detecção para cargas impedância constante.	104
Figura C.3: Zonas de não detecção determinadas das tabelas de dados e a partir das simulações dinâmicas na presença de cargas impedância constante (tempo de detecção requerido = 500 ms).....	105
Figura C.4: Rotação de eixos.	106
Figura D.1: Diagrama unifilar do sistema de distribuição teste.....	109
Figura D.2: Avaliação do risco de ilhamento não intencional através de simulações de transitórios eletromagnéticos.	110

Índice de Tabelas

Tabela 3.1: Tabelas de dados para os relés de frequência.....	34
Tabela 3.2: Tabelas de dados para os relés ROCOF.	35
Tabela 3.3: Tabelas de dados para os relés de tensão.	35
Tabela B.1: Dados do sistema equivalente da concessionária.	98
Tabela B.2: Dados das linhas.	98
Tabela B.3: Dados dos transformadores.	98
Tabela B.4: Dados do gerador síncrono.	98
Tabela B.5: Parâmetros do sistema de excitação do gerador.	99
Tabela B.6: Classes de consumidores.	99
Tabela B.7: Máximo e mínimo valores de demanda de potência ativa e reativa por religador.	100

Capítulo 1

Introdução

O interesse pela conexão de geradores diretamente em redes de distribuição de energia elétrica – fato conhecido como geração distribuída – tem aumentado consideravelmente em função de diversos fatores, como: reestruturação do setor de energia elétrica, necessidade de aproveitamento de diferentes fontes primárias de energia, avanços tecnológicos, necessidade de aumento do nível de confiabilidade em instalações industriais e maior conscientização sobre conservação ambiental. Entretanto, a expansão da geração distribuída nos sistemas de energia elétrica deve vir acompanhada de um conjunto de estudos técnicos, econômicos e de impactos ambientais para que a integração dos geradores distribuídos aos sistemas existentes promova uma operação harmoniosa entre os mesmos com um mínimo de impactos negativos ao meio ambiente ([1]).

Com relação aos aspectos técnicos, a interconexão de geradores distribuídos deve satisfazer importantes requisitos de modo a garantir a operação segura e confiável da rede elétrica em sua totalidade ([2]-[4]). Entre esses requisitos, a detecção da operação ilhada de geradores distribuídos e sua posterior desconexão do sistema ilhado são um dos principais desafios técnicos enfrentados pelas companhias de distribuição de energia elétrica. A perda da conexão com a concessionária pode deixar parte da rede de distribuição energizada somente por geradores distribuídos. Esta condição de operação é ilustrada na Figura 1.1, em que a abertura do religador C (ou a queima do fusível F) provoca a formação de uma ilha energizada por geradores distribuídos. Ao passo que abertura do religador D não caracterizaria uma ilha, uma vez que não há geradores conectados no subsistema isolado.

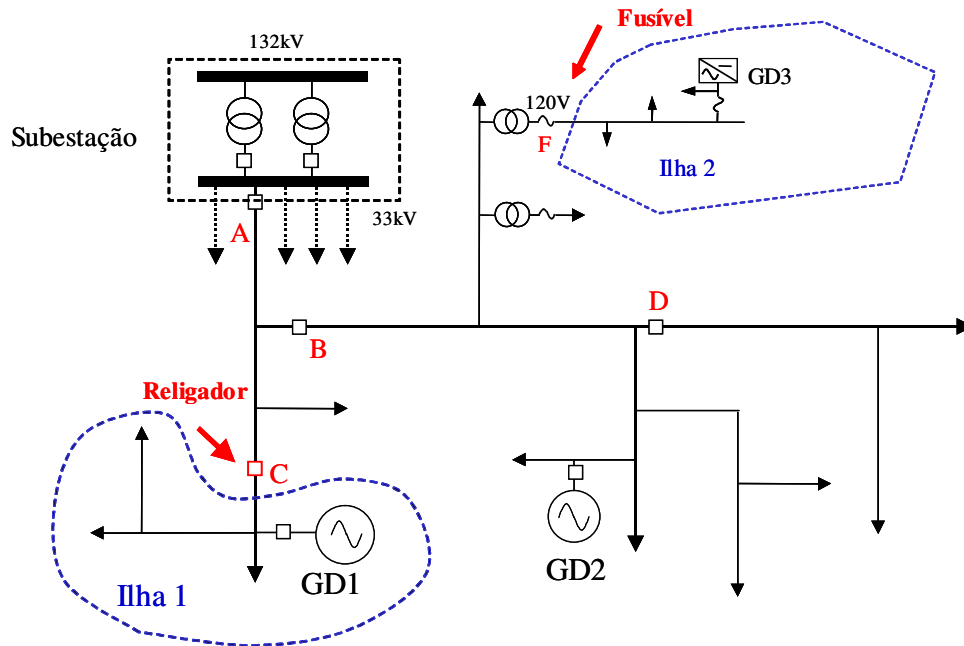


Figura 1.1: Condições de ilhamento em uma rede de distribuição de energia elétrica.

A ocorrência de ilhamentos pode levar a uma série de problemas tanto para as pessoas envolvidas, quanto para as cargas e geradores conectados no subsistema ilhado ([1]). Dentre esses problemas, pode-se citar:

- A qualidade da energia fornecida para os consumidores na rede ilhada está fora do controle da concessionária, embora a concessionária ainda seja a responsável legal por este item;
- A segurança do pessoal da manutenção da concessionária, assim como dos consumidores em geral, pode ser colocada em risco devido a áreas que continuam energizadas sem o conhecimento da concessionária;
- A coordenação do sistema de proteção da rede ilhada pode deixar de operar satisfatoriamente devido à redução drástica dos níveis de curto-circuito na rede ilhada;
- Os geradores distribuídos e demais equipamentos conectados no sistema ilhado podem ser danificados pelas elevadas correntes e conjugados mecânicos provenientes de uma reconexão fora de sincronismo com o sistema da concessionária, realizada por religadores automáticos.

Portanto, o procedimento atualmente recomendado pelas principais normas técnicas é desconectar todos os geradores ilhados logo após a ocorrência do ilhamento. Tipicamente, o gerador distribuído deve ser desconectado em um intervalo de tempo de 100 ms a 1500 ms, após a perda da conexão com a concessionária ([2]-[4]), sobretudo, devido à atuação rápida dos religadores automáticos.

Para que o requisito de proteção contra ilhamento seja atendido, cada gerador distribuído deve ser equipado com um esquema de detecção do evento, também conhecido por esquema antiilhamento, composto por um ou mais dispositivos de proteção. Os esquemas mais comumente empregados para este propósito são os relés de sub/sobre frequência (ou, simplesmente, relé de frequência), relés de taxa de variação de frequência (*Rate of Change of Frequency, ROCOF relays*), relés de salto de vetor (*Vector Surge or Voltage Jump relays*) e os relés de sub/sobre tensão (ou, simplesmente, relé de tensão) ([5]). Devido ao baixo custo e à simplicidade, estes dispositivos são vistos como a primeira opção em projetos de sistemas de proteção antiilhamento. O princípio de operação dos relés baseados em medidas de frequência é fundamentado na idéia de que a frequência do sistema isolado varia devido ao desbalanço entre a potência ativa consumida pelas cargas e a potência ativa suprida pelos geradores distribuídos ([5], [6]). Logo, a condição de ilhamento pode ser detectada verificando-se o valor de desvio da frequência ou da taxa de variação da frequência. Da mesma maneira, os relés de tensão são baseados no conhecimento de que a magnitude das tensões nodais também varia devido ao desbalanço de potência reativa na rede isolada ([5], [6]). Entretanto, esses relés não são totalmente confiáveis. Se o desbalanço de potência ativa ou reativa na ilha for pequeno, um grande intervalo de tempo poderá ser necessário para a frequência ou tensão variar suficientemente, de modo a atingir os ajustes pré-estabelecidos dos relés de proteção ([5]). Por conseguinte, esses relés não serão capazes de detectar o ilhamento dentro do tempo requerido. O ilhamento devido à falha do sistema de proteção é denominado *ilhamento não intencional*. Portanto, observa-se que os métodos de proteção antiilhamento baseados em medidas de frequência e tensão possuem uma região de não operação caracterizada por baixos valores de desbalanço de potência ativa e reativa, a qual é denominada zona de não detecção ([5]). Entender o comportamento dessa região e quais os fatores que a afetam é essencial para analisar o desempenho dos métodos de proteção antiilhamento. Contudo, ainda mais importante do que entender o comportamento desta zona de não detecção, é determinar a probabilidade ou risco da ocorrência de ilhamentos devido à falha

do sistema de proteção ([6]). Essas informações facilitam a escolha e o ajuste de um esquema de proteção antiilhamento apropriado e têm o potencial de gerar economia de custo e operacional para os proprietários de geradores distribuídos. Por exemplo, se for possível verificar que um esquema simples e barato de proteção, composto pela combinação de relés de frequência e tensão, leva o risco de ocorrência de ilhamento não intencional a patamares muito baixos, então a implantação de um esquema de proteção mais complexo, com melhor desempenho, porém com alto custo financeiro e operacional, é questionável.

Nos últimos 5 a 10 anos, as pesquisas sobre as zonas de não detecção dos dispositivos antiilhamento e aquelas relacionadas aos riscos da ocorrência de ilhamentos têm sido voltadas para geradores distribuídos conectados via inversores, devido, em grande parte, à popularidade das células fotovoltaicas ([7]-[12]). Por exemplo, a Agência Internacional de Energia (*International Energy Agency - IEA*) produziu uma investigação abrangente sobre o assunto ([9]-[10]). Os resultados esclarecem algumas questões associadas ao risco de geradores baseados em inversores operando de forma ilhada. Por outro lado, nenhum trabalho similar foi realizado para geradores síncronos distribuídos. Em comparação com os sistemas fotovoltaicos, os geradores síncronos distribuídos têm as seguintes características:

- Um gerador síncrono distribuído pode ter diferentes tipos de fonte de energia primária, como as pequenas centrais hidrelétricas (PCHs) ou geradores com turbinas a gás. A fonte de energia dos sistemas fotovoltaicos é de apenas de um tipo e seu padrão de operação pode ser generalizado. Por isso, é bastante complicado estabelecer considerações gerais com relação aos níveis de risco de ilhamento de geradores síncronos, tal como feito em [9] e [10] para geradores fotovoltaicos;
- A rede elétrica na qual o gerador síncrono está interconectado pode ser bastante diversificada. Por exemplo, diferentes configurações do alimentador e características de carga são comumente encontradas. Por outro lado, os sistemas fotovoltaicos são principalmente conectados em redes residenciais de baixa tensão que têm características similares¹, o que permite que uma análise genérica do risco de ilhamento. Este é um outro

¹ Fazendas e construções comerciais supridas por células fotovoltaicas podem ser de maior porte. Conclusões genéricas para esses sistemas com relação ao risco de ilhamento também não podem ser realizadas. Deve-se ressaltar que os trabalhos publicados contemplam apenas sistemas fotovoltaicos instalados em áreas residenciais.

fator que sugere que um procedimento diferenciado é necessário para a avaliação do risco de ilhamento de geradores síncronos;

- Outros fatores são as peculiaridades de diferentes esquemas de proteção antiilhamento de geradores síncronos e o uso de religadores automáticos na rede de distribuição de média tensão. Os religadores podem criar cenários adicionais de balanço entre carga e geração, resultando em maior risco de formação de ilhas.

Essas características técnicas, aliadas à carência de trabalhos envolvendo geradores síncronos e análise de risco de ilhamento, são os principais fatores que incentivaram o desenvolvimento desta dissertação de mestrado.

Neste contexto, neste trabalho, propõe-se o desenvolvimento de métodos diretos para determinar/estimar o risco da ocorrência de ilhamentos não intencionais em sistemas com geração distribuída empregando máquinas síncronas e relés baseados em medidas de frequência e/ou tensão para a proteção antiilhamento. A idéia é proporcionar às concessionárias de energia elétrica, bem como aos proprietários de geradores distribuídos, uma ferramenta de análise rápida e com boa exatidão dos resultados, de forma que estudos de diversos casos sejam efetuados diretamente sem a necessidade de numerosas e demoradas simulações de transitórios eletromagnéticos.

Basicamente, propõe-se que o cálculo do índice de risco de ocorrência de ilhamento não intencional seja baseado na combinação da zona de não detecção do esquema de proteção antiilhamento e da curva de duração de carga do alimentador, levando à criação de um índice numérico que quantifica tal risco. Curvas diárias de carga típicas ([13], [14]) foram consideradas na metodologia proposta, porém, esta é perfeitamente aplicável para diferentes bases de tempo da curva de carga (mensal, anual e sazonal), bem como para outros tipos de geradores distribuídos. Além disso, a influência de diversos fatores no risco de ocorrência de ilhamentos não intencionais foi investigada. Dentre eles, destacam-se: tipo e ajuste do relé, tempo de detecção requerido pela concessionária para detectar o ilhamento, tipo de controle do regulador de tensão da máquina síncrona, nível de geração, capacidade do gerador e tipo de carga.

Esta dissertação de mestrado está organizada da seguinte maneira:

- O Capítulo 2 desenvolve conceitos e riscos associados à ocorrência de ilhamentos não intencionais. Uma revisão bibliográfica abrangendo os conceitos associados à detecção de ilhamento não intencional, bem como às zonas de não detecção dos dispositivos antiilhamento são apresentados. Além disso, uma revisão bibliográfica sobre a avaliação do risco de ocorrência de ilhamento não intencional também é apresentada.
- O Capítulo 3 apresenta o desenvolvimento da metodologia proposta para a avaliação de risco de ocorrência de ilhamentos não intencionais. Basicamente, o método leva em conta as zonas de não detecção dos sistemas de proteção antiilhamento, as curvas de carga dos alimentadores, localização dos religadores automáticos e as características do gerador síncrono distribuído. Para quantificar tal risco, um índice numérico é proposto, o qual informa o período de tempo em que o sistema não está protegido dentro de um determinado horizonte de tempo analisado. Uma ferramenta eficiente para a determinação do índice de risco sem depender de numerosas simulações de transitórios eletromagnéticos é apresentada, a qual é baseada na utilização de uma zona de não detecção retangular conservativa.
- No Capítulo 4, vários casos de estudo são empregados visando uma análise crítica do impacto de diversos fatores no índice de risco de ocorrência de ilhamento não intencional de geradores síncronos distribuídos. Esse índice de risco calculado através de repetidas simulações de transitórios eletromagnéticos é também utilizado para validar a metodologia proposta.
- O Capítulo 5 desenvolve um método analítico-iterativo para determinação do índice de risco de ilhamentos. Tal método pode ser utilizado para estimar tanto o índice de risco quanto a zona de não detecção de típicos sistemas de proteção antiilhamento.
- O Capítulo 6 apresenta as conclusões e sumariza a metodologia proposta.

Capítulo 2

Risco de Ilhamento Não Intencional: Conceitos e Revisão Bibliográfica

O risco de formação de ilhas constitui basicamente a probabilidade de os dispositivos de proteção contra ilhamento falharem em detectar o evento na ocorrência de perda de conexão com a concessionária. Neste capítulo, são expostos conceitos associados à detecção de ilhamento, bem como às zonas de não detecção dos dispositivos antiilhamento. Além disso, uma revisão bibliográfica sobre a avaliação do risco de ocorrência de ilhamento não intencional é apresentada.

2.1. Detecção de Ilhamento em Sistemas Elétricos

As concessionárias de energia elétrica estabelecem que todos os geradores distribuídos devem ser desconectados imediatamente após a interrupção do suprimento de energia elétrica da subestação, visando à prevenção de problemas para os consumidores, para a concessionária de energia e para os proprietários de geradores distribuídos. Portanto, é imperativo um sistema proteção que garanta detecção rápida e confiável dos eventos de ilhamento.

A abertura dos diversos dispositivos de proteção (disjuntor, religadores automáticos e fusíveis) localizados entre a concessionária e o gerador distribuído pode provocar a formação de ilhas energizadas. Adicionalmente, o comportamento de cada ilha pode ser expressivamente distinto devido a diferentes combinações de cargas e geradores. Um esquema de proteção antiilhamento confiável deve ser capaz de operar para todos cenários de ilhamento possíveis. Concomitantemente, o ilhamento deve ser detectado dentro do tempo requerido pela concessionária, tipicamente de 100 ms a 1500 ms ([2]-[4]). O principal fator que restringe este intervalo de tempo é a operação de religadores automáticos na rede de distribuição que normalmente religam o circuito desconectado em menos de 1 segundo após o seu desligamento. Idealmente, o esquema de proteção de antiilhamento deve atuar antes do religamento. Na literatura técnica, vários tipos de esquemas de proteção antiilhamento podem ser encontrados. As

referências [5] e [6] apresentam uma revisão detalhada das diversas técnicas empregadas para detecção de ilhamentos.

Resumidamente, as técnicas de detecção de ilhamento podem ser divididas em duas categorias de acordo com seu princípio de operação: métodos baseados em medição local e técnicas remotas ([5], [6]), como mostra a Figura 2.1. As técnicas remotas usam a telecomunicação como forma de alertar e desconectar o gerador distribuído após a ocorrência do ilhamento. Já as técnicas locais empregam medidas disponíveis no local de instalação do gerador distribuído. Estas são subdivididas em métodos ativos e passivos. Os dispositivos baseados na técnica ativa injetam distúrbios na rede elétrica e o ilhamento é detectado avaliando-se a resposta de certos sinais medidos no local do gerador distribuído. Os métodos passivos detectam o ilhamento apenas verificando se as grandezas medidas localmente ultrapassaram os ajustes pré-determinados.

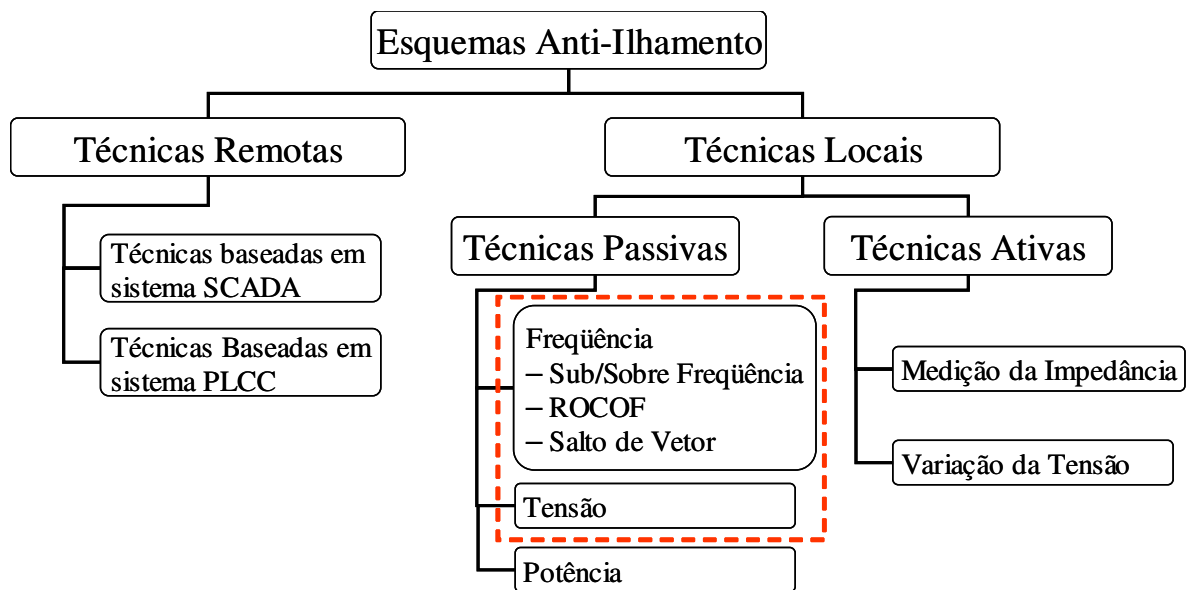


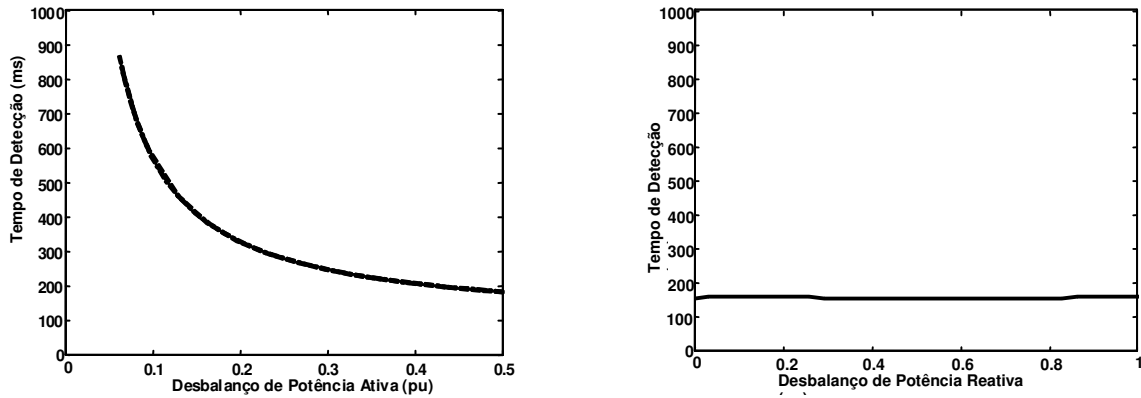
Figura 2.1: Técnicas disponíveis para detecção de ilhamentos não intencionais.

As técnicas remotas são as mais confiáveis, porém apresentam custo e complexidade elevados ([6]). As principais técnicas remotas são baseadas no uso de um sistema *SCADA* (*Supervisory Control and Data Acquisition*) e/ou em técnicas *PLCC* (*Power Line Carrier Communication*). Os métodos baseados na técnica passiva, como os relés baseados em medidas de frequência e tensão, são os que apresentam menor custo e maior simplicidade. O funcionamento desses relés é baseado no fato de que a intensidade da variação da frequência

(tensão) está fortemente relacionada ao valor do desbalanço de potência ativa (reativa) no subsistema ilhado. Quanto maior o desequilíbrio entre o consumo e geração de potência ativa (reativa) na ilha, mais eficiente será o esquema de proteção baseado em medida de frequência (tensão). Porém, uma das principais limitações desses métodos é que cada relé antiilhamento apresenta uma região de operação caracterizada por baixos valores de desbalanço de potência ativa/reativa, na qual o ilhamento pode não ser detectado dentro do tempo estabelecido. Esta região é denominada zona de não detecção (ZND) ([5]). Uma revisão associada a este conceito é apresentada na subseção seguinte visto que ele será utilizado no desenvolvimento do método de análise de risco proposto nesta dissertação.

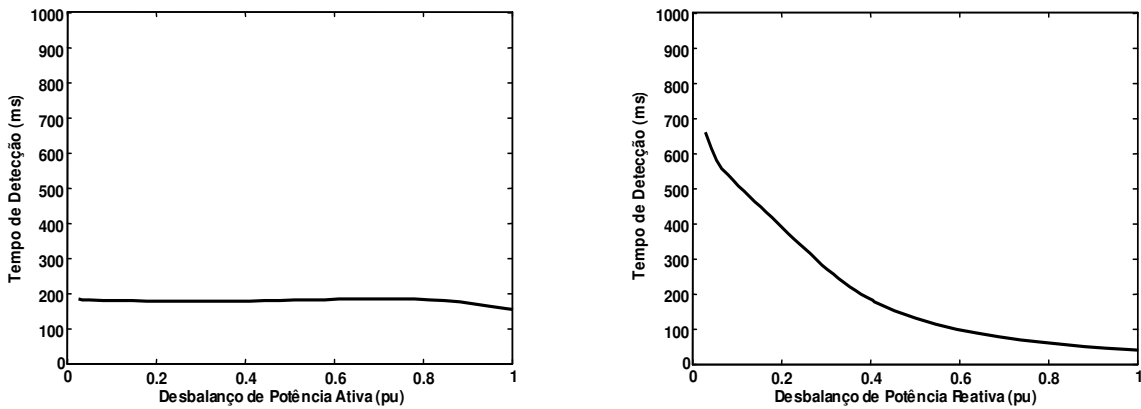
2.1.1. Zona de Não Detecção de Relés Baseados em Medidas de Frequência e/ou Tensão

A zona de não detecção representa uma ferramenta importante para avaliar esquemas de proteção antiilhamento, pois permite mapear vários pontos de operação do sistema elétrico, representados no plano desbalanço de potência reativa *versus* desbalanço de potência ativa, para os quais os relés são ineficazes em detectar o ilhamento. As zonas de não detecção são obtidas a partir da generalização das curvas de desempenho dos relés antiilhamento ([5]). Essas fornecem o desempenho dos relés usados na detecção de ilhamento no plano tempo de detecção por desbalanço de potência ativa ou reativa. A principal informação que essas curvas fornecem é o mínimo valor de desbalanço de potência ativa/reativa (conhecido também por desbalanço crítico) necessário para fazer a frequência/tensão atingir os ajustes dos relés ([5]). A curva de desempenho associada ao relé de frequência apresenta um comportamento exponencial, ou seja, quanto maior (menor) o desbalanço de potência ativa menor (maior) será o tempo para a frequência atingir o ajuste do relé, como mostra a Figura 2.2(a) ([5]). Porém, o comportamento da curva, no plano tempo de detecção *versus* desbalanço de potência reativa, é uma reta, ou seja, independente do valor de desbalanço de potência reativa, o tempo necessário para a frequência atingir o ajuste não varia, de acordo com a Figura 2.2(b). Já o inverso acontece para o relé de tensão, o desbalanço de potência reativa influencia fortemente o tempo dispendido para a tensão atingir o valor pré-ajustado, enquanto que o valor desbalanço de potência ativa tem pouca influência. Isso é mostrado na Figura 2.3.



(a) Curva tempo de detecção versus desbalanço de potência ativa (b) Curvas de tempo de detecção versus desbalanço de potência reativa

Figura 2.2: Comportamento das curvas de desempenho do relé de frequência.



(c) Curva tempo de detecção versus desbalanço de potência ativa (d) Curvas de tempo de detecção versus desbalanço de potência reativa

Figura 2.3: Comportamento das curvas de desempenho do relé de tensão.

As curvas de desempenho podem ser combinadas para a obtenção de uma região no plano desbalanço de potência reativa *versus* desbalanço de potência ativa. Esta situação é ilustrada na Figura 2.4. Para um determinado valor de tempo de detecção, existe um conjunto de valores de desbalanço de potência ativa e reativa que são insuficientes para operar o relé antiilhamento dentro do tempo pré-determinado. Esse conjunto compõe a zona de não detecção do sistema de proteção antiilhamento.

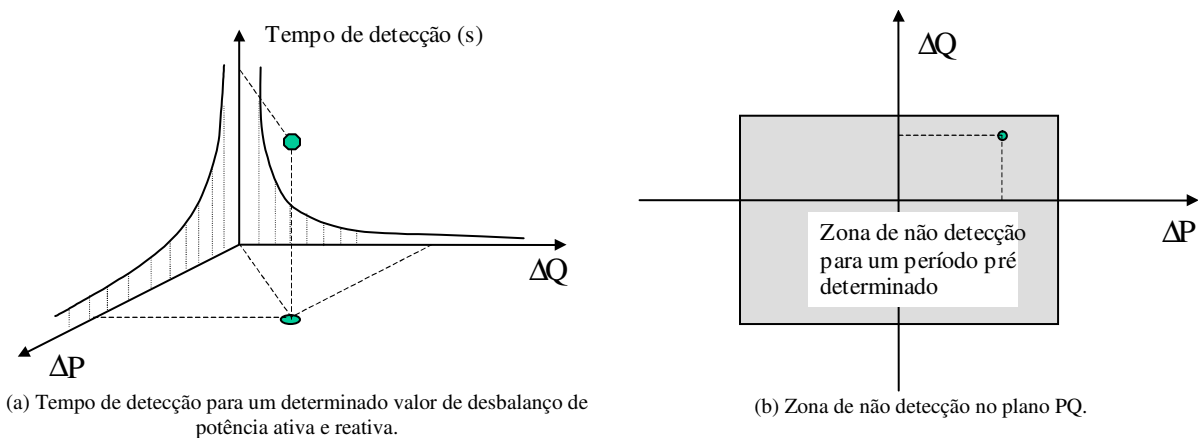


Figura 2.4: Construção da zona de não detecção através das curvas de desempenho.

O método da zona de não detecção permite avaliar comparativamente o desempenho e as características de operação dos principais dispositivos empregados na detecção de ilhamento. Quanto menor a zona de não detecção, mais eficiente é o relé antiilhamento na detecção da ocorrência do evento ([5]).

Os primeiros trabalhos relacionados ao estudo da zona de não detecção dos métodos passivos de detecção de ilhamento foram aplicados para geradores distribuídos conectados via inversores de potência. Na referência [7], as zonas de detecção foram utilizadas para avaliar técnicas passivas baseadas em medidas de frequência e tensão utilizadas em esquemas de proteção contra ilhamentos. Os resultados, obtidos analiticamente, foram validados tanto por simulações de transitórios eletromagnéticos quanto por testes em laboratório. Destaca-se que somente cargas do tipo impedância constante foram consideradas. Um importante detalhe observado neste trabalho é que as zonas de não detecção para esses tipos de geradores distribuídos apresentam um formato bem próximo do retangular. Tal comportamento foi um facilitador na análise de risco de ocorrência de ilhamento de geradores fotovoltaicos distribuídos realizada nos trabalhos das referências [10], [11] e [12], uma vez que as zonas de não detecção podiam ser obtidas rapidamente a partir de simples fórmulas analíticas.

A referência [5] apresentou um estudo abrangente do comportamento das zonas de não detecção das principais técnicas passivas de detecção de ilhamento aplicadas para geradores síncronos. Esse trabalho investigou a influência de vários fatores, como tipo de carga e sistema de excitação do gerador síncrono, no comportamento da zona de não detecção de relés antiilhamento baseados em medidas de frequência e/ou tensão. Para obter as zonas de não detecção, numerosas simulações de ilhamentos do tipo de transitórios eletromagnéticos foram necessárias. Para mapear

todos os pontos de operação do sistema elétrico, foi necessário variar a geração e o consumo de potência ativa e reativa, contemplando todas as combinações de déficit e excesso de potência ativa e reativa. Os pontos para os quais o relé foi ineficaz para detecção do ilhamento foram armazenados para construção da zona de não detecção. Uma importante verificação dos resultados obtidos foi que as zonas de não detecção associadas a geradores síncronos são irregulares. A Figura 2.5 mostra um exemplo de uma zona de não detecção resultante da combinação de um relé baseado em medida de frequência (RF) e outro baseado em medida de tensão (RT). Pode-se observar, a partir da figura, que o formato da zona de não detecção não é completamente retangular. Isso se deve principalmente ao fato de que o comportamento da zona de não detecção é influenciado pela dependência das cargas em relação à tensão e pelo modo de controle do sistema de excitação do gerador síncrono. Devido a essa complexidade, a simulação computacional representa a principal ferramenta para obtenção dessas zonas. Uma outra constatação no trabalho é que esses relés podem se complementar para originar um esquema de proteção mais eficaz o qual é composto pela intersecção das duas zonas (RF+RT).

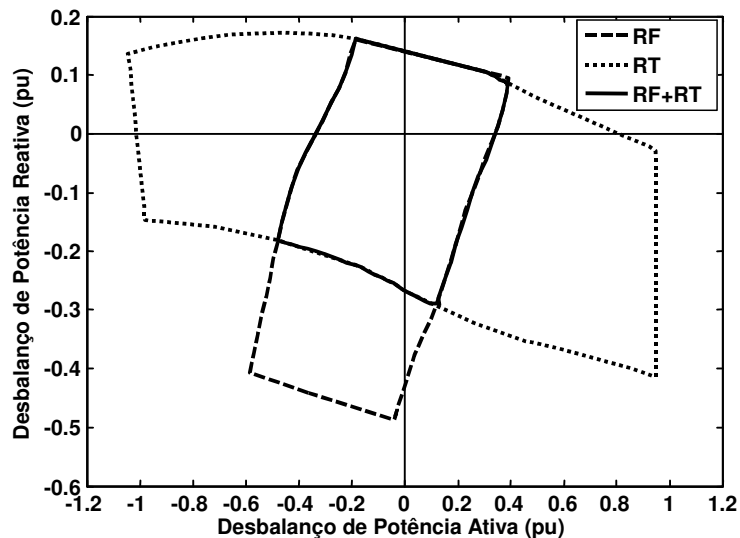


Figura 2.5: Zona de não detecção de uma combinação de um relé de frequência e de tensão.

Como mencionado anteriormente, um dos objetivos desta dissertação de mestrado foi desenvolver métodos que permitam obter as zonas de não detecção dos dispositivos de detecção de ilhamento no caso de geradores síncronos de modo rápido e com precisão adequada, sem a necessidade de numerosas simulações. Na seção seguinte, conceitos relacionados à avaliação de

risco de ilhamento são apresentados. Será mostrado como a zona de não detecção dos dispositivos antiilhamento pode ser aplicada para obter os valores de probabilidade de ilhamento.

2.2. Risco de Ilhamento Não Intencional

Basicamente, o risco de ocorrência ilhamento não intencional é a probabilidade do sistema de distribuição operar de forma que os níveis de desbalanço de potência ativa e reativa nos possíveis pontos de desconexão estejam dentro das zonas de não detecção dos dispositivos antiilhamento. Assim, faz-se necessário compreender a probabilidade de ocorrência de ilhamentos e quais os riscos que este evento pode trazer à segurança do pessoal de manutenção da concessionária, assim como dos consumidores.

Para ilustrar as possibilidades de formação de ilhas energizadas em um sistema de distribuição com um gerador distribuído instalado, considera-se o sistema elétrico representado na Figura 2.6 e as curvas diárias de carga associadas ilustradas na Figura 2.7. Admite-se que o gerador distribuído está equipado com um dispositivo passivo de proteção antiilhamento. Esse tipo de dispositivo não é capaz de detectar o ilhamento dentro do tempo requerido se o desbalanço de potência na ilha for pequeno. Há dois fatores que podem afetar significativamente os níveis de desbalanço de potência no subsistema ilhado. O primeiro deles é a variação diária das cargas dos alimentadores. Dependendo de suas características de operação, o consumo das cargas pode ter uma variação de $\pm 20\%$ ou mais em torno da demanda diária média ([6]). O segundo fator é que há diversas possibilidades de formação de ilhas e cada uma delas apresentará um carregamento particular, como mostra a Figura 2.6. Ambos os fatores irão conjuntamente criar mais situações nas quais os níveis de desbalanço de potência são pequenos, acarretando um aumento do risco de falha na detecção. Esta situação é ilustrada na Figura 2.7, em que os períodos em que o sistema não está protegido contra ilhamento são representados por "Não Ok".

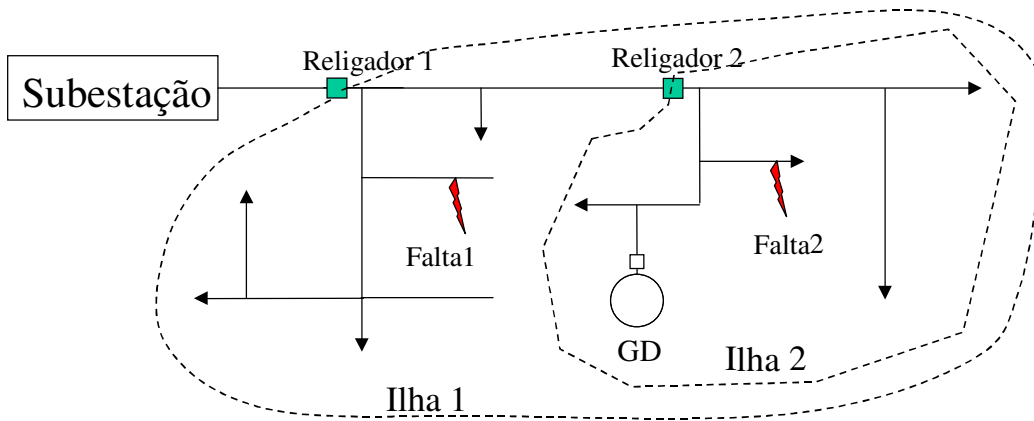


Figura 2.6: Exemplos de cenários com formação de ilhas.

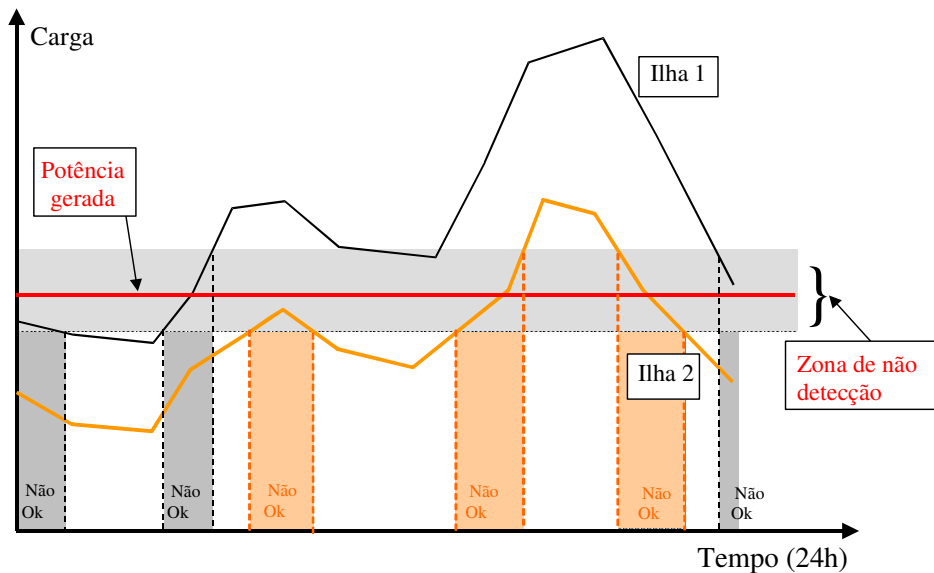


Figura 2.7: O impacto da zona não detecção e do carregamento na detecção do ilhamento.

Na Figura 2.7, as duas curvas de carga são referentes a 24 horas de operação de um sistema de distribuição. Cada curva refere-se a uma provável ilha: Ilha 1 e Ilha 2, formadas pela atuação do Religador 1 e Religador 2, respectivamente, mostrados na Figura 2.6. A potência fornecida pelo gerador distribuído é considerada constante nesse período. Assim, a curva do gerador é representada por uma linha horizontal. Os pontos de intersecção entre as curvas de carga e a curva do gerador representam situações em que há equilíbrio entre geração e carga na ilha. A faixa cinza representa a zona de não detecção do dispositivo antiilhamento empregado. Todo ponto de operação situado dentro dessa faixa indica uma condição em que o ilhamento não será detectado. Observam-se, nesse exemplo, vários períodos de operação, nos quais tal condição

pode ocorrer. Se mais cenários de ilhação forem criados (*i.e.*, há mais religadores no sistema), tais períodos podem aumentar ainda mais.

Adicionalmente, deve ser ressaltado que dois fatores precisam ser considerados, além da probabilidade de um particular ponto de operação do sistema elétrico em estudo entrar na zona de não detecção do dispositivo antiilhação, referida aqui no trabalho como P_{ND} (o que significa *Probabilidade de Não Detecção*). O primeiro fator é a probabilidade de faltas ou operações que resultem na formação das ilhas energizadas, denotada por P_{causa} . O segundo fator é a probabilidade de que, na ilha formada, ocorram eventos que comprometam a segurança das pessoas e equipamentos, como choques elétricos ou depreciação na qualidade do fornecimento de energia, sendo denominada $P_{consequência}$. Logo, a probabilidade do ilhação não intencional constituir uma situação de perigo para as pessoas e equipamentos envolvidos (P_{perigo}) pode ser estimada da seguinte maneira:

$$P_{perigo} = P_{causa} \times P_{ND} \times P_{consequência} \quad (1)$$

Características adicionais dos três fatores acima são discutidas a seguir:

- P_{causa} : A concessionária tem pouco controle sobre este fator, ou seja, não é prático esperar de uma companhia de distribuição reduzir P_{causa} com objetivo de reduzir P_{perigo} . A maioria dos esquemas de proteção adotada pelas concessionárias é implementada independentemente da probabilidade da ocorrência de faltas. Portanto, um esquema de proteção antiilhação é necessário, não importando quão pequeno P_{causa} seja.
- P_{ND} : Este fator é o de maior preocupação para as concessionárias de energia. É base para a especificação dos sistemas de proteção antiilhação, imprescindível para possibilitar a interconexão de geradores distribuídos. As companhias de energia elétrica têm um bom controle sobre este fator para reduzir P_{perigo} .
- $P_{consequência}$: As concessionárias de energia têm algum controle sobre este fator, principalmente no que se refere ao perigo de acidentes para as pessoas. No entanto, não é uma situação realista atualmente que as concessionárias atuem em $P_{consequência}$ para reduzir P_{perigo} , pois elas deveriam mudar seus procedimentos, e os custos (como a promoção de treinamento) podem ser significativos. Por este ponto de vista, é improvável que $P_{consequência}$ afete a avaliação de um possível projeto de interconexão de geradores distribuídos. Além

disso, a concessionária de energia pode não aceitar de forma alguma a formação de uma ilha sustentada, não importando quão pequeno $P_{conseqüência}$ seja.

O principal foco deste trabalho é, portanto, investigar o fator P_{ND} . Este é o único fator relacionado aos esquemas de proteção antiilhamento e é específico para cada configuração de geração distribuída.

Embora se tenha demonstrado anteriormente que os riscos de falha na detecção de ilhamento podem ser significativos, as companhias de energia elétrica têm diferentes pontos de vista com relação ao ilhamento não intencional de geradores distribuídos. Enquanto algumas tratam o ilhamento como um evento raro, outras são fortemente precavidas contra sua ocorrência e os efeitos associados para a rede de distribuição. Essa divergência de opiniões está relacionada principalmente ao tipo da tecnologia de geração distribuída, ao nível de penetração dos geradores e às características do sistema de distribuição. Alia-se a esse fato, a carência de trabalhos sobre avaliação de risco de ilhamento não intencional de geradores síncronos. Basicamente, o pouco material disponível na literatura está relacionado com geradores conectados na rede de distribuição via inversores. Tais trabalhos são brevemente discutidos a seguir.

Um dos primeiros estudos neste assunto foi apresentado em [8], no qual os autores propuseram um método ótimo de prevenção de ilhamento para sistemas fotovoltaicos de pequeno porte. O método foi baseado em simulações de transitórios eletromagnéticos visando à obtenção da probabilidade de ocorrência de ilhamento não intencional, e sua eficiência foi validada utilizando uma instalação de sistema fotovoltaico real de 200 kW localizada no Japão. Métodos antiilhamento usando técnicas passivas e ativas foram aplicados. Entre os métodos passivos os seguintes sinais foram monitorados: frequência, módulo da tensão, deslocamento de fase, nível de distorção harmônica e taxa de variação da frequência. Para os métodos ativos, realimentação positiva do desvio da frequência (*frequency bias*) e variação da potência foram os sinais empregados. A metodologia desenvolvida pelos autores consistiu basicamente no cálculo do número de eventos de ilhamento por ano para diferentes níveis de penetração do gerador fotovoltaico. A taxa de penetração foi definida no trabalho como a razão entre a capacidade de toda a geração fotovoltaica e a capacidade do sistema de distribuição. Para cada valor de patamar de geração e de demanda, uma simulação de transitório eletromagnético foi realizada para verificar se o ilhamento foi detectado. As principais conclusões deste trabalho foram: 1) para

nível de penetração abaixo de 30%, o ilhamento não intencional é praticamente impossível se apenas monitoramento da frequência e da tensão forem empregados; 2) quando o nível de penetração é maior que 40%, a combinação de dois ou mais esquemas antiilhamento é necessária para reduzir a probabilidade de ocorrência de ilhamento; 3) para o pior caso de nível de penetração analisado, 80%, a probabilidade de ilhamento atingiu 6,7% quando sistemas de proteção baseados em medidas de frequência e tensão foram aplicados. Se esquemas adicionais forem implementados, este valor pode ser reduzido consideravelmente; 4) o nível de penetração de geradores fotovoltaicos tem influência significativa na probabilidade de ilhamento. A investigação realizada pelos autores se concentrou na probabilidade de balanço entre carga e geração que provoca a falha dos dispositivos antiilhamento, ou seja, P_{ND} . As conclusões foram obtidas para uma rede em particular, porém a metodologia pode ser facilmente aplicada para outros sistemas de distribuição, bem como para outros esquemas de geração distribuída.

A Agência Internacional de Energia (*International Energy Agency - IEA*) através de um grupo de trabalho (*Task V Working Group*) publicou dois relatórios relativos à probabilidade de ilhamento não intencional e aos riscos associados para a segurança dos consumidores e do pessoal da concessionária para uma rede de distribuição de baixa tensão com elevado nível de penetração de geradores fotovoltaicos ([9]-[10]). As conclusões, apresentadas a seguir, diferem consideravelmente das apresentadas em [8], embora os três trabalhos tratem do mesmo assunto.

O primeiro relatório [9] basicamente investigou a probabilidade de balanço entre carga e geração, o qual é, a grosso modo, igual a P_{ND} . O sistema elétrico estudado em [9] é uma típica área residencial localizada na cidade de Arnhem na Holanda. As cargas e o sistema fotovoltaico foram monitorados a cada 1 segundo durante um período de dois anos, e as medições obtidas foram armazenadas para uma posterior análise. Tais medições são importantes, uma vez que há uma correlação entre a demanda de carga da rede e a potência produzida pelos geradores. A principal metodologia do trabalho foi calcular a frequência e a duração dos cenários, baseados nos dados obtidos, que satisfazem a seguinte condição descrita pela equação abaixo, a qual foi denominada condição de balanço no relatório:

$$|P_{carga} - P_{geração}| < \Delta \quad (2)$$

em que Δ representa a largura da zona de não detecção. Zonas de não detecção de 2 % a 20 % foram admitidas no relatório e o desbalanço de potência reativa também foi considerado. A razão

entre o período de tempo em que o sistema opera dentro da zona de não detecção, satisfazendo a equação (2) e o intervalo de tempo total da medição foi definida como a probabilidade ou risco de ilhamento. O relatório revelou que as condições de balanço ocorrem raramente para níveis de penetração baixo, médio e elevado. Além disso, o relatório concluiu que a probabilidade de desconexão com a concessionária (P_{causa}) acontecer ao mesmo tempo do balanço entre carga e geração, *i.e.* $P_{causa} \times P_{ND}$, é virtualmente zero. A conclusão principal do trabalho foi que o fenômeno de ilhamento não representa uma barreira técnica para aplicação em larga escala de geradores fotovoltaicos em áreas residenciais.

Baseado em [9], o segundo relatório da *IEA* ([10]) apresentou as técnicas de avaliação de risco para estimar P_{perigo} . A idéia foi realizar um cálculo simples para determinar o risco adicional que o ilhamento pode trazer para a segurança do pessoal da concessionária e dos consumidores. O estudo considerou como o risco para a segurança a combinação da probabilidade de perda da fonte de energia principal, e da simultânea probabilidade de balanço carga/geração e falha da proteção em detectar o ilhamento. A probabilidade de perda da concessionária foi determinada a partir de dados reais relativos à probabilidade de interrupções de energia em uma típica rede de distribuição no Reino Unido. Informações sobre a probabilidade de balanço entre carga e geração foram obtidas de [9], a partir do qual foram escolhidos os valores de 5 % e 2 % para as larguras das zonas de não detecção referentes às potências ativa e reativa, respectivamente. Finalmente, a probabilidade de falha de funcionamento da proteção foi estimada levando em conta o nível de confiabilidade, medido através do SIL (*Safety integrity level*) e da qualidade da instalação dos inversores. Portanto, o risco à segurança foi calculado através da multiplicação da probabilidade de condições de balanço, da probabilidade de perda da concessionária e da probabilidade de falha na detecção. Além disso, um outro fator foi acrescentado na multiplicação, referente à adoção de procedimentos adequados de segurança. O estudo concluiu que o risco de choque elétrico em um integrante da equipe de manutenção da concessionária devido à ocorrência de ilhamento e considerando o pior cenário de penetração de geradores fotovoltaicos é tipicamente menor que 10^{-9} por ano. Em comparação, o risco inerente já existente tanto para operadores da rede quanto para consumidores é da ordem de 10^{-6} por ano. Com isso, o risco adicional representado pelo ilhamento é irrelevante em relação ao risco já existente, segundo os estudos apresentados em [10].

Em [11], os autores analisaram o risco de ilhamento de geradores fotovoltaicos considerando esquemas de proteção antiilhamento baseados em medidas de frequência e tensão. Este trabalho concluiu que os valores da margem de balanço entre geração e carga, *i.e.* das zonas de não detecção, podem ser consideravelmente maiores que os valores de 5 % para potência ativa e 2 % para potência reativa adotados pelo relatório de risco da *IEA* [9]. Os autores recomendam que os estudos da *IEA* sejam reinterpretados considerando as zonas de não detecção reais dos dispositivos de proteção e o fator de qualidade das cargas. Uma das conclusões desse trabalho foi que para redes com elevada penetração de geradores fotovoltaicos, a probabilidade de ilhamento devido às zonas de não detecção dos dispositivos de proteção convencionais pode não ser irrelevante. Com o intuito de manter os riscos do ilhamento não intencional para operadores e consumidores satisfatoriamente baixos, os autores recomendam o uso de métodos adicionais de prevenção de ilhamento.

Aplicando uma metodologia similar à empregada em [9], porém levando em conta as zonas de não detecção dos dispositivos de proteção contra ilhamento como em [11], o trabalho da referência [12] determinou a probabilidade de ilhamento de geradores conectados por inversores em uma rede de distribuição de baixa tensão (P_{ND}). A análise considerou diferentes níveis de penetração da geração, de ajustes dos relés de frequência e tensão e características de carga. A metodologia empregada pelos autores foi baseada na medição simultânea e no registro da potência ativa e reativa das cargas e da geração em intervalos de 1 segundo. Por meio da correlação dos perfis de potência da carga e geração, possíveis condições de balanço puderam ser identificadas para diferentes ajustes da proteção ou níveis de penetração. Os autores concluíram que a probabilidade de condições de balanço P_{ND} depende do nível de penetração da geração distribuída, do fornecimento de potência reativa, dos ajustes da proteção e do modo de controle do gerador fotovoltaico. Adicionalmente, a conclusão geral do trabalho foi que em determinados sistemas de distribuição, a probabilidade de condições de balanço carga/geração e, portanto, de ilhamento não intencional, não pode ser qualificada como virtualmente zero.

A partir das considerações discutidas anteriormente, acredita-se que, sobretudo no caso de geradores síncronos, seja mais útil desenvolver uma ferramenta que possa ser utilizada por engenheiros de proteção para estimar a probabilidade P_{ND} para um específico cenário de geração distribuída do que produzir conclusões generalizadas. Esta dissertação de mestrado, portanto, segue a estratégia de [9] e [11]. A principal diferença é que este trabalho foca no

desenvolvimento de um método para avaliação de risco, enquanto que casos de estudo são utilizados como exemplos. Como abordado anteriormente, é impossível produzir conclusões genéricas que sejam aplicáveis para diferentes configurações de geradores síncronos. Uma ferramenta eficiente capaz de contemplar diversos casos de estudo é de muito mais valia para as concessionárias de energia do que valores generalizados de probabilidade obtidos de um único caso de estudo.

É importante notar que os relatórios da IEA usaram dois termos, probabilidade de ilhamento e risco para segurança das pessoas, para descrever os vários aspectos do ilhamento. No presente trabalho, o termo “risco” denota a probabilidade de falha de detecção de uma condição de ilhamento² dentro do tempo requerido pela concessionária, P_{ND} . Por simplicidade, é também chamado de risco de ilhamento.

² Neste trabalho, a probabilidade do dispositivo antiilhamento estar defeituoso não é considerada.

Capítulo 3

Metodologia para Análise de Risco de Ilhamento Não Intencional

O presente capítulo apresenta os procedimentos necessários para a avaliação de risco de ocorrência de ilhamentos não intencionais. A idéia principal é obter os índices numéricos de risco de ilhamento a partir da zona de não detecção do esquema antiilhamento e das curvas de carga dos alimentadores da rede de distribuição em estudo. Adicionalmente, o método proposto leva em conta a localização dos religadores automáticos e as características do gerador síncrono. No fim do capítulo são discutidas algumas questões sobre como implementar o método para determinar tais índices de risco baseado na utilização de uma zona de não detecção retangular conservativa.

3.1. Fundamentos Básicos

Conforme abordado anteriormente, o ilhamento não intencional ocorre quando o sistema de proteção antiilhamento não é capaz de detectar a perda de conexão com a concessionária dentro do período de tempo pré-estabelecido. Neste trabalho considerou-se que a formação de uma ilha é acarretada pela abertura de religadores automáticos visto que nesta situação a rapidez de detecção do ilhamento é fundamental. Ilhamentos não intencionais provocados pela operação de fusíveis ou disjuntores não foram considerados, porém podem ser prontamente incluídos na metodologia proposta sem qualquer modificação adicional. Além disso, os geradores síncronos distribuídos empregados foram ajustados de modo a fornecer potência ativa constante visto que esta é a condição de operação típica de geradores síncronos distribuídos ([1]). Entretanto, a variação do patamar de potência ativa injetada pelo gerador também é analisada nos próximos capítulos.

De uma maneira geral, a representação da zona de não detecção (ZND) de um sistema de proteção antiilhamento, pode ser caracterizada por quatro coordenadas $(\Delta P_1, 0)$, $(\Delta P_2, 0)$, $(0, \Delta Q_1)$ e $(0, \Delta Q_2)$ no plano desbalanço de potência ativa *versus* desbalanço de potência reativa como

mostrado na Figura 3.1, na qual ΔP_1 e ΔP_2 representam excesso e déficit de potência ativa, respectivamente, e ΔQ_1 e ΔQ_2 , excesso e déficit de potência reativa, respectivamente. Tal ZND pode ser representada juntamente com as curvas de carga, como mostra a Figura 3.2. Nesta figura, P_G e Q_G representam a potência ativa e reativa suprida pelo gerador distribuído, respectivamente. Os valores representados por $P_G + |\Delta P_2|$, $P_G - \Delta P_1$, $Q_G + |\Delta Q_2|$ e $Q_G - \Delta Q_1$ definem os limites superiores e inferiores em torno de P_G e Q_G relativos à zona de não detecção. As curvas de carga ativa/reativa correspondem aos valores de consumo de potência ativa/reativa das cargas localizadas dentro de cada ilha formada pela abertura do religador associado. Projetando os pontos de intersecção desses limites com as curvas de carga ativa e reativa no eixo caracterizando o tempo, é possível encontrar os intervalos de tempo em que as condições de ilhamento não foram detectadas dentro do tempo requerido, os quais foram representados por regiões em cinza para a curva de carga ativa e em verde para a curva de carga reativa na Figura 3.2. Para que a falha na detecção do ilhamento seja caracterizada é necessário que determinado ponto de operação se encontre dentro das zonas de não detecção referentes às potências ativa e reativa, simultaneamente. Isso corresponde ao intervalo de tempo decorrente da intersecção entre as regiões cinza e verde, resultando nas regiões em vermelho apresentadas na Figura 3.2. A partir disso, pode-se definir o período de tempo total para o qual o sistema está desprotegido contra ilhamento (Δt_{PQ}) como:

$$\Delta t_{PQ} = \Delta t_{PQ1} + \Delta t_{PQ2} \quad (3)$$

Para este caso em particular, o risco (ou probabilidade) de ilhamento, P_{ND} , pode ser estimado a partir da equação (4):

$$P_{ND} = \frac{\Delta t_{PQ}}{T} \times 100 \% \quad (4)$$

na qual T é o tempo total do período em estudo, no caso, 24 horas (1440 minutos). Este exemplo ilustra a idéia básica do índice proposto, bem como o método para o cálculo do mesmo. Nas seções seguintes um método mais completo é apresentado.

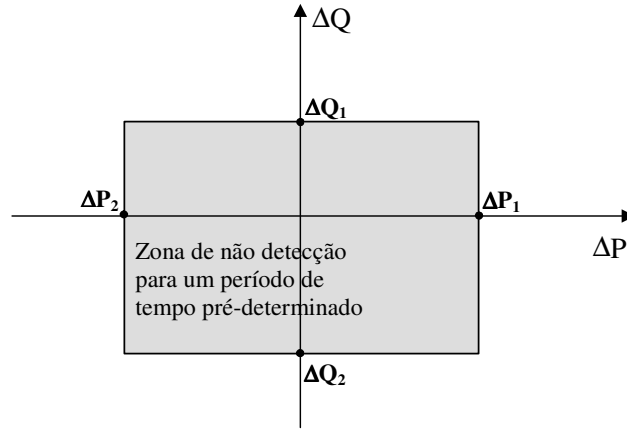


Figura 3.1: Exemplo de uma zona de não detecção no plano ΔQ versus ΔP .

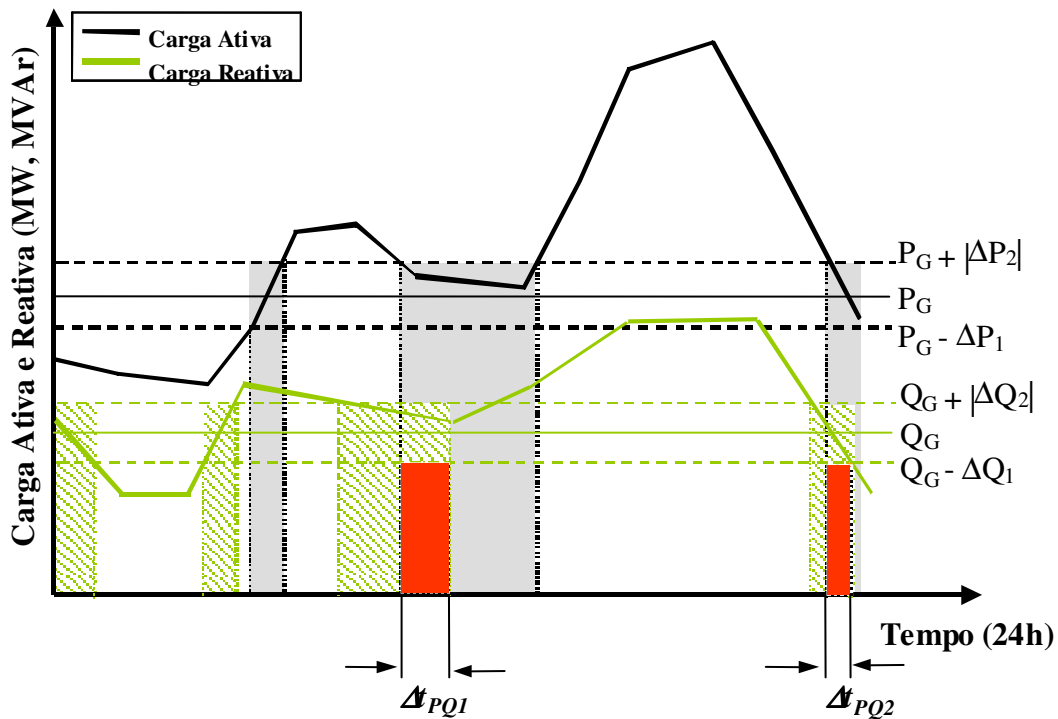


Figura 3.2: Determinação dos intervalos de não detecção.

3.2. Generalização da Metodologia para Avaliação de Risco de Ilhamento

Na seção anterior, os fundamentos básicos da metodologia proposta foram desenvolvidos considerando apenas uma curva de carga ativa e reativa, ou seja, considerou-se apenas um ponto de formação de uma ilha. Nesta seção, a idéia da metodologia será generalizada para a situação em que há mais de um ponto possível de formação de ilha, correspondendo à atuação de vários religadores automáticos. Deve-se ressaltar que a metodologia inclui somente aqueles religadores,

cuja abertura resultaram em uma condição de ilhamento. Para explicar graficamente o método proposto, o diagrama unifilar da rede teste apresentada na Figura 3.3(a) será utilizado. A Figura 3.4 mostra três curvas de carga medidas durante um período de 24 horas nos pontos de instalação de três diferentes religadores, RL-01, RL-02 e RL-03. Cada curva de carga reflete o consumo de potência dentro de cada uma das três ilhas formadas pela abertura do religador correspondente. A potência ativa fornecida pelo gerador (ou geradores) juntamente com os limites relativos à zona de não detecção também são apresentados na figura, sendo que, nessa figura, Δt_{P-RLi} indica o intervalo de tempo em que o sistema está desprotegido devido à abertura do religador “i”, considerando apenas o desbalanço de potência ativa. Generalizando, facilmente pode-se observar que o tempo total para o qual o sistema está desprotegido devido somente ao desbalanço de potência ativa (Δt_{P-G}) em uma rede com n religadores automáticos é dado por:

$$\Delta t_{P-G} = \Delta t_{P-RL1} \cup \Delta t_{P-RL2} \dots \cup \Delta t_{P-RLn} \quad (5)$$

onde \cup é operador união e n representa o número de religadores automáticos. De forma similar, o tempo total em que o sistema está desprotegido devido somente ao desbalanço de potência reativa (Δt_{Q-G}) pode ser determinado a partir da Figura 3.5 e é dado a seguir:

$$\Delta t_{Q-G} = \Delta t_{Q-RL1} \cup \Delta t_{Q-RL2} \dots \cup \Delta t_{Q-RLn} \quad (6)$$

A falha da detecção do ilhamento é causada pelo simultâneo balanço entre carga e geração tanto de potência ativa como de potência reativa para todas as possibilidades de formação de ilhas. A partir disso, o intervalo de tempo global, no qual o sistema está desprotegido (Δt_G), pode ser encontrado a partir da equação (7), obtida da Figura 3.6.

$$\Delta t_G = \Delta t_{P-G} \cap \Delta t_{Q-G} \quad (7)$$

em que \cap denota o operador interseção. A área resultante (Δt_G) dessa intersecção, representada pela região em azul claro na Figura 3.6, fornece a quantidade de pontos de operação do sistema elétrico em estudo que se situam dentro da zona de não detecção do sistema de proteção antiilhamento. Cada ponto de operação corresponde a um intervalo de tempo que depende do intervalo de medição utilizado para a obtenção das curvas de carga. O intervalo de tempo total em que o sistema elétrico está desprotegido contra a ocorrência de ilhamentos é obtido pelo produto entre o número de pontos de operação contidos na região delimitada por Δt_G e o intervalo de medição. Este intervalo é ilustrado na Figura 3.6. Portanto, o índice de risco representando a probabilidade de ocorrência de ilhamento não intencional pode ser calculado por:

$$NP = \text{n}^\circ \text{ de pontos de operação em } \Delta t_G \quad (8)$$

$IM = \text{intervalo de medição (minutos ou horas)}$

$$P_{ND} = \frac{NP \times IM}{T} \times 100 \%$$

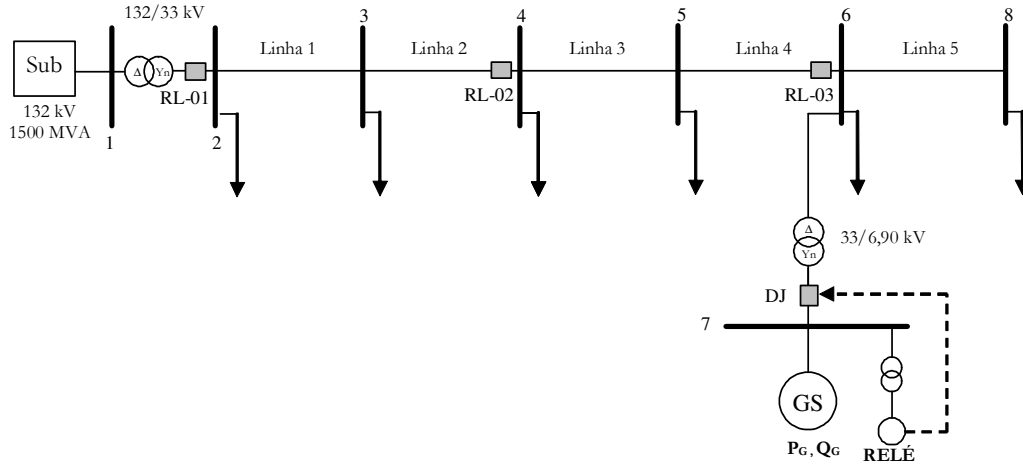


Figura 3.3: Diagrama unifilar da rede teste - possibilidade de ilhamento não intencional devido a abertura de qualquer religador.

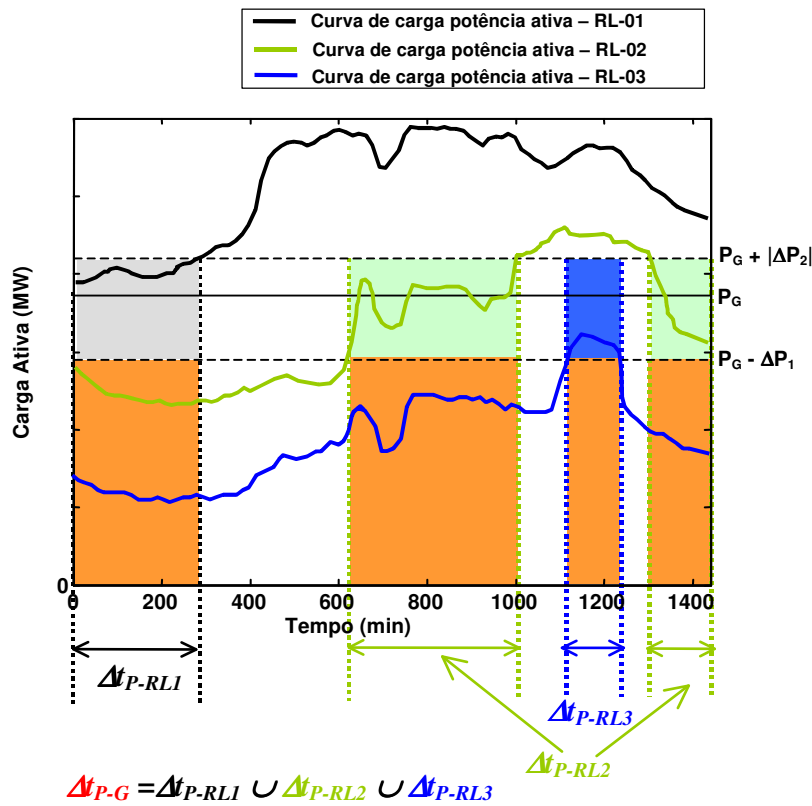


Figura 3.4: Tempo total desprotegido Δt_{P-G} devido somente ao desbalanceamento de potência ativa.

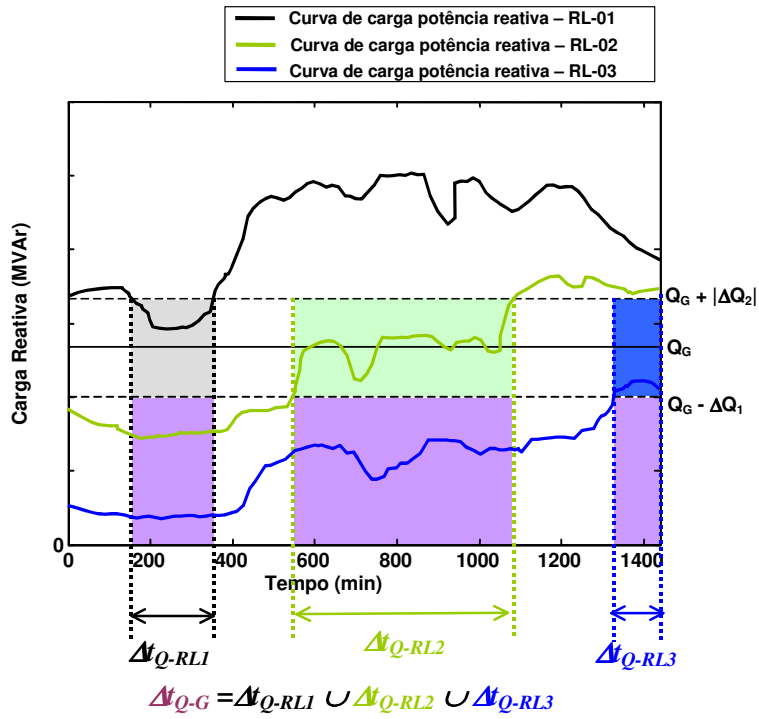


Figura 3.5: Tempo total desprotegido Δt_{Q-G} devido somente ao desbalanço de potência reativa.

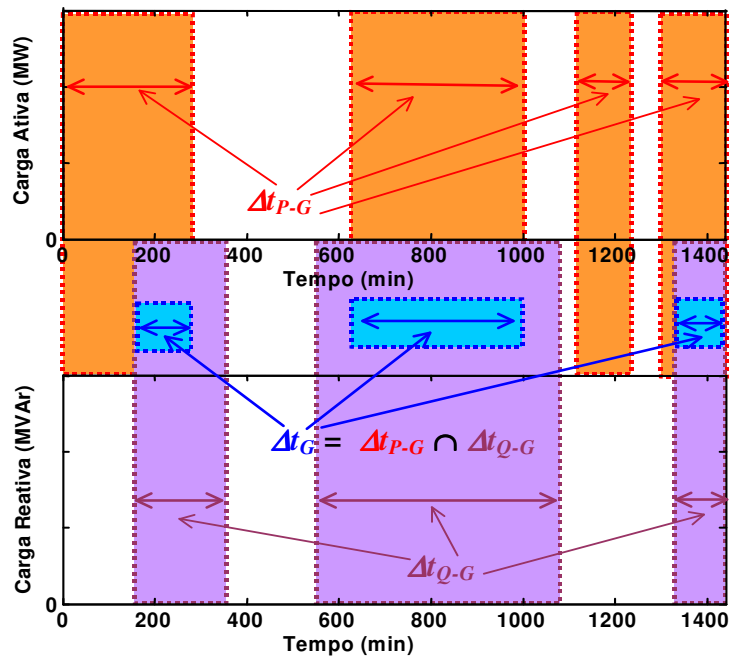


Figura 3.6: Período de tempo global Δt_G em que o sistema está desprotegido.

Novamente, ressalta-se que a metodologia inclui somente aqueles religadores, cuja abertura resultaram em uma condição de ilhamento. Por exemplo, para o caso representado na Figura 3.7, somente as curvas de carga referentes aos religadores RL-01 e RL-02 devem ser utilizadas para calcular o índice de risco.

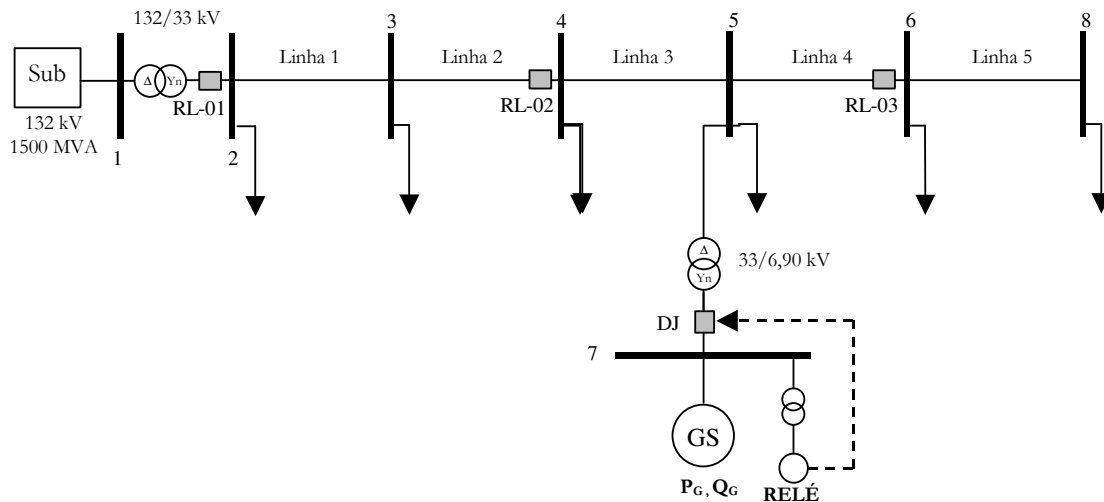


Figura 3.7: Diagrama unifilar da rede teste - possibilidade de ilhamento não intencional devido a abertura de n-1 religadores.

É importante destacar que o procedimento adotado anteriormente pode ser aplicado para outras bases de tempo da curva de carga (semanal, mensal, sazonal ou anual). A base de tempo anual é o caso mais representativo, no qual podem ser incluídos fatores como variação sazonal das cargas e variação da geração.

Deve-se ressaltar também que normalmente as curvas de carga de potência ativa são conhecidas, enquanto que as curvas de carga de potência reativa dificilmente estão disponíveis. Como a maioria dos sistemas de distribuição tem dispositivos de compensação de reativos que corrigem o fator de potência para valores em torno de 0,94 ou acima, uma solução adotada neste trabalho e sugerida para uso em aplicação práticas é admitir que a curva de carga de potência reativa seja similar à curva de carga da potência ativa. Por exemplo, a curva de potência reativa pode ser estimada considerando um fator de potência indutivo de 0,94. Neste caso, há uma correlação no tempo entre os valores de potência ativa e potência reativa, assim, para facilitar a visualização do cálculo do índice de risco, podem-se empregar as curvas de duração de carga ([13]) em vez das curvas de carga. A vantagem de utilizar essa abordagem é a facilidade de

identificar visualmente o período em que o sistema está desprotegido contra a ocorrência de ilhamento. Como exemplo, a Figura 3.8 mostra o cálculo do índice de risco usando as curvas de duração de carga para o mesmo exemplo representado nas Figuras 3.4, 3.5 e 3.6.

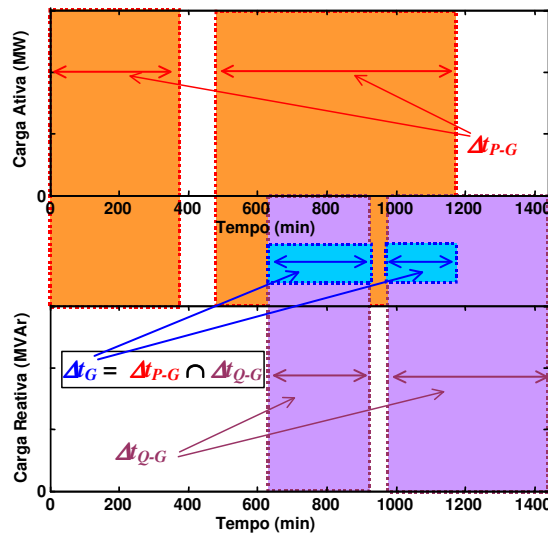
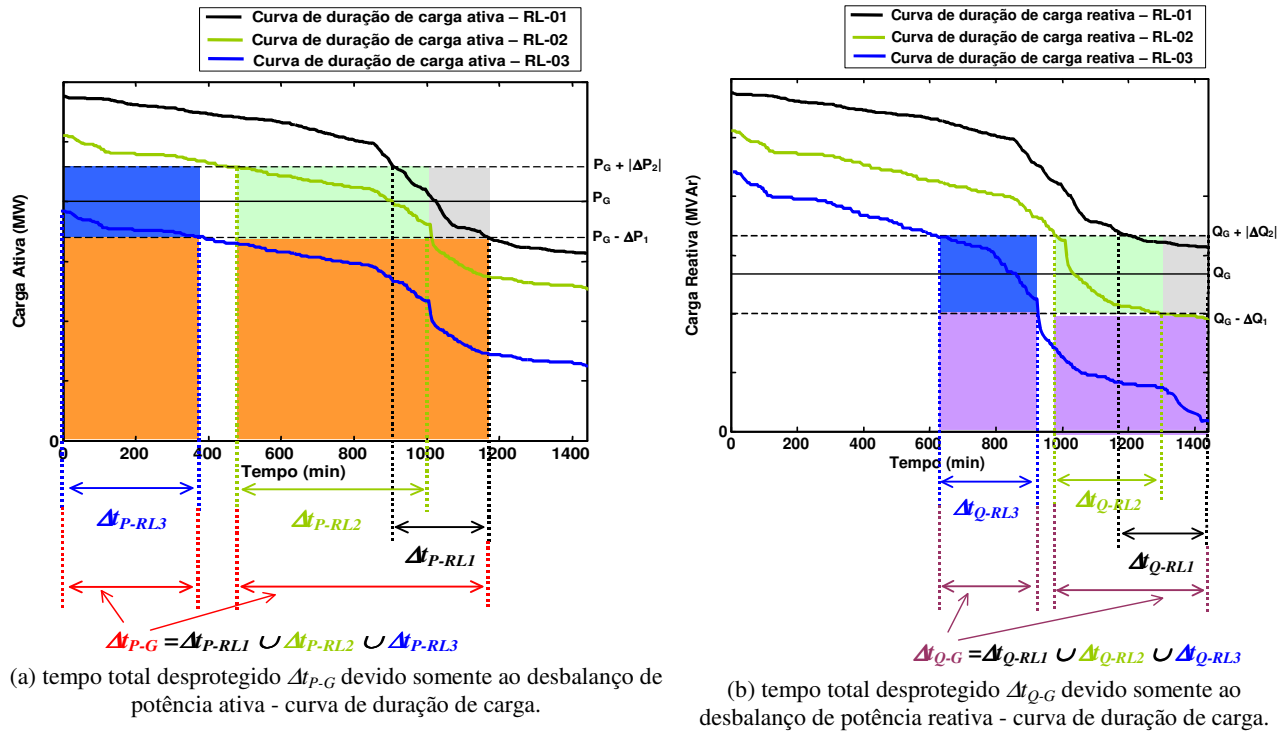


Figura 3.8: Período de tempo global Δt_G em que o sistema está desprotegido - curva de duração de carga.

3.3. Modelagem da Zona de Não Detecção para Cálculo do Índice de Risco

A metodologia para obtenção dos índices de risco previamente apresentada considera que a zona de não detecção do sistema de proteção tem um formato retangular e, por conseguinte, pode ser definida pelos pontos $(\Delta P_1, 0)$, $(\Delta P_2, 0)$, $(0, \Delta Q_1)$ e $(0, \Delta Q_2)$ no plano desbalanço de potência ativa *versus* desbalanço de potência reativa como mostrado na Figura 3.1. Dessa forma, o sistema de proteção antiilhamento define limites que podem ser representados por retas em torno dos pontos de operação do gerador distribuído, P_G e Q_G , como exemplificado na Figura 3.2. No entanto, conforme abordado no Capítulo 2, as zonas de não detecção dos dispositivos antiilhamento podem não ser completamente regulares na presença de geradores síncronos, como mostrado na Figura 2.5 ([5]). Portanto, para adequar a metodologia proposta neste trabalho, zonas de não detecção retangulares e conservativas são utilizadas para calcular o índice de risco. A zona de não detecção conservativa deve incluir todos os pontos de operação para os quais o sistema de proteção é incapaz de detectar os eventos de ilhamento, ou seja, a zona retangular proposta deve, no mínimo, englobar a zona de não detecção real do sistema de proteção antiilhamento em estudo. A obtenção dessas zonas de não detecção é abordada nesta seção.

O processo de obtenção das zonas de não detecção conservativas considera, a princípio, cargas do sistema elétrico do tipo potência constante³. Assim, como discutido anteriormente, a zona de não detecção pode ser completamente determinada encontrando-se os pontos $(\Delta P_1, 0)$, $(\Delta P_2, 0)$, $(0, \Delta Q_1)$ e $(0, \Delta Q_2)$. Essas coordenadas são novamente mostradas na Figura 3.9. Tal simplificação permite um desacoplamento entre os limites verticais esquerdo e direito e os limites horizontais inferior e superior, visto que os limites de desbalanço de potência ativa (ΔP_1 e ΔP_2) dependem apenas dos relés baseados em medidas de frequência, enquanto que os limites de desbalanço de potência reativa (ΔQ_1 e ΔQ_2) dependem somente dos relés de tensão ([5]).

³ A aplicação da metodologia proposta para o caso de cargas do tipo impedância constante é discutida no Capítulo 4.

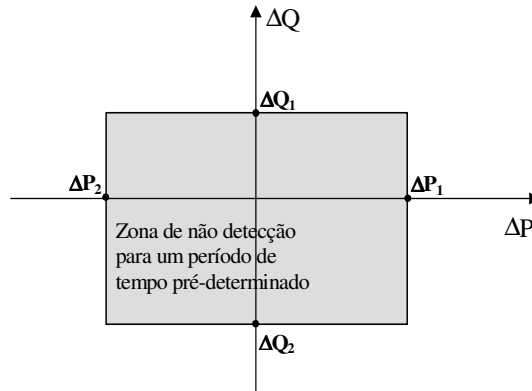


Figura 3.9: Exemplo de uma zona de não detecção no plano ΔQ versus ΔP .

Uma vez definido o formato da zona de não detecção, o próximo passo é desenvolver um método simples e eficiente para determinar as quatro coordenadas sem depender de numerosas simulações de transitórios eletromagnéticos. Dois métodos foram investigados: um baseado em um número reduzido de simulações de transitórios eletromagnéticos e outro baseado no uso de tabelas de dados ou de consulta (em inglês *look-up table*). O desenvolvimento de ambas as metodologias é explicado a seguir.

3.3.1. Modelagem da Zona de Não Detecção Através de um Número Reduzido de Simulações

A primeira ferramenta investigada para a construção das zonas de não detecção é fundamentada na idéia de que não é necessário mapear todos os pontos de operação do sistema elétrico em questão para determinar a zona, como usualmente é realizado ([5]). O método consiste em simular somente os pontos de operação ao longo do eixo das ordenadas e das abscissas, ou seja, eixo de desbalanço de potência reativa e eixo de desbalanço de potência ativa, respectivamente. Além disso, o sistema é reduzido através do uso do Teorema de Thévenin. Isso é explicado passo a passo usando-se como exemplo o sistema apresentado Figura 3.10, cujos dados são apresentados no Apêndice B.

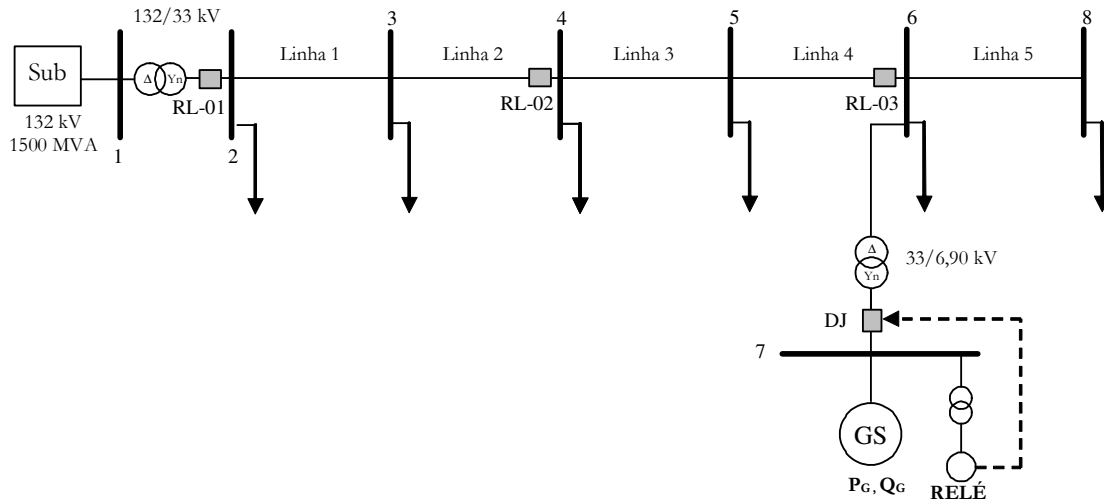


Figura 3.10: Diagrama unifilar do sistema de distribuição teste.

Primeiramente, antes de executar as simulações, o equivalente de Thévenin do sistema elétrico em estudo deve ser obtido, como mostra a Figura 3.11. Nesta figura, P_G e Q_G são a potência ativa e reativa injetadas pelo gerador. P_L e Q_L representam uma carga fictícia, correspondendo à soma das cargas ativas e reativas dentro da ilha, respectivamente. A ideia é variar os valores de P_L e Q_L para obter os valores de desbalanço de potência ativa e reativa visando a obtenção da zona de não detecção. V_{TH} e Z_{TH} são a tensão e a impedância de Thévenin calculada no ponto de conexão do gerador com a rede. GS é o gerador síncrono desse sistema. Para a obtenção da zona de não detecção, a situação de ilhamento é simulada através da abertura do religador RL mostrado na Figura 3.11. Esse sistema equivalente pode ser utilizado para a obtenção da zona de não detecção de relés baseados em medidas de frequência e relés de tensão através de apenas algumas simulações, ao invés das numerosas simulações considerando o sistema completo como abordado em [5]. O procedimento para determinar as quatro coordenadas através de apenas algumas simulações de transitórios eletromagnéticos é descrito a seguir.

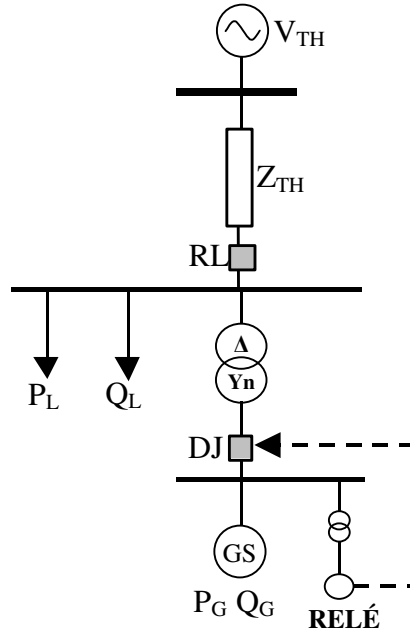


Figura 3.11: Equivalente de Thévenin do sistema elétrico em estudo.

- Admite-se um valor para P_G e Q_G
 - Cálculo de ΔP_1
 - (a) Faça $P_L = P_G$ e $Q_L = Q_G$ (i.e. $\Delta P = \Delta Q = 0$)
 - (b) Faça $P_L = P_L - \Delta P_L$ (i.e. diminui-se gradualmente a potência ativa da carga P_L)
 - (c) Um caso de ilhamento é simulado através da abertura do religador RL
 - (d) Se o ilhamento for detectado pelo sistema de proteção, vá para (e). Se não, vá para (b)
 - (e) Faça ΔP_1 igual ao último ΔP , o qual é obtido fazendo-se $P_G - P_L$
 - Cálculo de ΔP_2
 - (a) Faça $P_L = P_G$ e $Q_L = Q_G$ (i.e. $\Delta P = \Delta Q = 0$)
 - (b) Faça $P_L = P_L + \Delta P_L$ (i.e. aumenta-se gradualmente a potência ativa da carga P_L)
 - (c) Um caso de ilhamento é simulado através da abertura do religador RL
 - (d) Se o ilhamento for detectado pelo sistema de proteção, vá para (e). Se não, vá para (b)
 - (e) Faça ΔP_2 igual ao último ΔP , o qual é obtido fazendo-se $P_G - P_L$

- Cálculo de ΔQ_1
 - (a) Faça $P_L = P_G$ e $Q_L = Q_G$ (*i.e.* $\Delta P = \Delta Q = 0$)
 - (b) Faça $Q_L = Q_L - \Delta Q_L$ (*i.e.* diminui-se gradualmente a potência reativa da carga Q_L ⁴)
 - (c) Um caso de ilhamento é simulado através da abertura do religador RL
 - (d) Se o ilhamento for detectado pelo sistema de proteção, vá para (e). Se não, vá para (b)
 - (e) Faça ΔQ_1 igual ao último ΔQ , o qual é obtido fazendo-se $Q_G - Q_L$
- Cálculo de ΔQ_2
 - (a) Faça $P_L = P_G$ e $Q_L = Q_G$ (*i.e.* $\Delta P = \Delta Q = 0$)
 - (b) Faça $Q_L = Q_L + \Delta Q_L$ (*i.e.* aumenta-se gradualmente a potência reativa da carga Q_L)
 - (c) Um caso de ilhamento é simulado através da abertura do religador RL
 - (d) Se o ilhamento for detectado pelo sistema de proteção, vá para (e). Se não, vá para (b)
 - (e) Faça ΔQ_2 igual ao último ΔQ , o qual é obtido fazendo-se $Q_G - Q_L$

Com essa metodologia as zonas de não detecção de diferentes sistemas podem ser obtidas de forma eficiente através de apenas algumas simulações de transitórios eletromagnéticos. Uma vez determinado ΔP_1 , ΔP_2 , ΔQ_1 e ΔQ_2 , os índices de risco de ilhamento podem ser encontrados seguindo-se a metodologia desenvolvida na Seção 3.2.

3.3.2. Modelagem da Zona de Não Detecção Através do Uso das Tabelas de Dados

Embora o método proposto na subseção anterior seja eficiente, a partir de simulações de transitórios eletromagnéticos, zonas de não detecção, para diferentes combinações dos relés de frequência, ROCOF e tensão compondo o sistema de proteção antiilhamento e diferentes sistemas de distribuição, foram construídas e os resultados revelaram que o formato e o tamanho das mesmas não variaram de forma significativa de um sistema para outro. Nesse contexto, outro método proposto foi empregar tabelas de dados ou de consulta (em inglês, *look-up tables*) para representar as zonas de não detecção retangulares do sistema de proteção antiilhamento em questão. Com isso, três tabelas de dados são necessárias, uma para cada tipo de relé antiilhamento analisado nesta dissertação de mestrado: relé de frequência, relé ROCOF e relé de tensão. Para

⁴ Se Q_G é igual a zero, a variação de carga deve ser capacitiva para haver excesso de potência reativa.

cada tipo de relé, foram determinados os valores críticos de desbalanço de potência ativa e reativa, *i.e.*, os valores mínimos necessários para garantir a operação dos relés ([5]), ou seja ΔP_1 , ΔP_2 , ΔQ_1 e ΔQ_2 , usando um sistema genérico, típicos valores de ajuste dos relés e de requerimento de tempo de detecção de ilhamento.

Como dito anteriormente, a zona de não detecção pode ser definida encontrando-se as coordenadas $(\Delta P_1, 0)$, $(\Delta P_2, 0)$, $(0, \Delta Q_1)$ e $(0, \Delta Q_2)$. A zona de não detecção resultante, para qualquer combinação de diferentes relés pode ser obtida combinando-se as tabelas de dados. Além disso, essas tabelas incluem típicos tempos de detecção comumente adotados na interconexão de geradores distribuídos. A Tabela 3.1, Tabela 3.2 e Tabela 3.3 mostram as informações necessárias para a aplicação da metodologia, de acordo com o tipo de relé e tempo requerido para detecção de ilhamento. Descrições adicionais destas tabelas são fornecidas a seguir.

Tabela 3.1: Tabelas de dados para os relés de frequência.

Tempo de detecção (ms)	Relés de Frequência			
	Limite de desbalanço de potência ativa - $\Delta P_1/2H$ (pu/s)			
	Ajuste de sobrefrequência			
	+ 1,5 Hz – 0ms	+ 1,0 Hz – 0ms	+ 0,5 Hz – 0ms	+ 0,5 Hz – 300 ms
500	0,060	0,039	0,018	0,071
1000	0,026	0,016	0,009	0,013
1500	0,018	0,011	0,005	0,007
Tempo de detecção (ms)	Limite de desbalanço de potência ativa - $\Delta P_2/2H$ (pu/s)			
	Ajuste de subfrequência			
	- 2,5 Hz – 0ms	- 1,5 Hz – 0ms	- 0,5 Hz – 0ms	- 0,5 Hz – 300ms
	500	- 0,110	- 0,058	- 0,018
1000	- 0,043	- 0,027	- 0,009	-0,013
1500	- 0,028	- 0,016	- 0,006	-0,007

Tabela 3.2: Tabelas de dados para os relés ROCOF.

Tempo de detecção (ms)	Relés ROCOF			
	Limite de desbalanço de potência ativa - $\Delta P_1/2H$ (pu/s)			
	Ajuste do ROCOF			
	+ 2,5 Hz/s – 0ms	+ 1,5 Hz/s – 0ms	+ 0,5 Hz/s – 0ms	+ 0,5 Hz/s – 300 ms
500	0,042	0,027	0,009	0,016
1000	0,042	0,024	0,008	0,008
1500	0,042	0,024	0,008	0,008

Tempo de detecção (ms)	Limite de desbalanço de potência ativa - $\Delta P_2/2H$ (pu/s)			
	Ajuste do ROCOF			
	- 2,5 Hz/s – 0ms	- 1,5 Hz/s – 0ms	- 0,5 Hz/s – 0ms	- 0,5 Hz/s – 300ms
	500	- 0,042	- 0,027	- 0,009
1000	- 0,042	- 0,024	- 0,008	-0,008
1500	- 0,042	- 0,024	- 0,008	-0,008

Tabela 3.3: Tabelas de dados para os relés de tensão.

Tempo de detecção (ms)	Relés de Tensão					
	Limite de desbalanço de potência reativa - ΔQ_1 (pu)					
	Ajuste de sobretensão (pu)					
	1,05 – 0 ms	1,10 – 0 ms	1,15 – 0 ms	1,20 – 0 ms	1,10 – 300 ms	1,20 – 300 ms
500	0,023	0,050	0,080	0,149	0,161	0,365
1000	0,011	0,026	0,036	0,051	0,036	0,076
1500	0,005	0,016	0,024	0,031	0,015	0,038

Tempo de detecção (ms)	Limite de desbalanço de potência reativa - ΔQ_2 (pu)					
	Ajuste de subtensão (pu)					
	0,50 – 0 ms	0,70 – 0 ms	0,80 – 0 ms	0,88 – 0 ms	0,70 – 300 ms	0,80 – 300 ms
	500	- 0,320	- 0,240	- 0,130	- 0,058	- 0,349
1000	- 0,117	- 0,068	- 0,042	- 0,025	- 0,130	- 0,070
1500	- 0,058	- 0,040	- 0,026	- 0,015	- 0,053	- 0,035

- Os limites da zona de não detecção referentes ao desbalanço de potência ativa e reativa são fornecidos em pu/s e pu, respectivamente. Adicionalmente, os limites de potência ativa foram normalizados em relação à $2H$, sendo H a constante de inércia do gerador. Com isso, eles podem ser aplicados para máquinas de diferentes capacidades.
- Os limites de potência ativa (ΔP_1 , ΔP_2) relacionados aos relés baseados em medidas de frequência foram obtidos sem levar em consideração a função de bloqueio de tensão presentes nestes tipos de relés, a qual é empregada para bloquear a operação do relé quando o nível de tensão está abaixo de um valor pré-determinado.
- As tabelas de dados foram construídas considerando-se cargas potência constante e gerador controlado de forma a manter a injeção de potência reativa constante. Quando o controle de excitação do gerador é controlado de forma a manter a tensão terminal constante, os relés

de tensão são ineficientes na detecção do ilhamento. Para estes casos, os valores das grandezas ΔQ_1 , ΔQ_2 são bastante elevados, assim aplicam-se apenas os limites de desbalanço de potência ativa para determinar o índice de risco de ilhamento.

- Nestas tabelas a informação em ms após o valor do ajuste do relé indica o atraso imposto devido ao ajuste da temporização intencional.

O método das tabelas de dados será utilizado no Capítulo 4 para a análise de sensibilidade e de validação através de comparação com as simulações de transitórios eletromagnéticos.

3.4. Sumário dos procedimentos para aplicação das ferramentas propostas para obtenção do índice de risco de ilhamento

O algoritmo descrito a seguir sumariza os passos necessários para empregar o método por número reduzido de simulações, apresentado na Subseção 3.3.1, ou o método das tabelas de dados, apresentado na Subseção 3.3.2, para determinar os índices de risco de ilhamento não intencional:

- **PASSO 1:** As curvas de duração de carga ativa e reativa são construídas a partir das curvas diárias de carga nos prováveis pontos de formação de ilha. Caso o sistema de excitação do gerador seja controlado de modo a manter tensão constante ou o sistema de proteção antiilhamento seja composto somente de relés baseados em medidas de frequência, a curva de duração de carga reativa pode ser desprezada;
- **PASSO 2:** Os limites de potência ativa e reativa da zona de não detecção podem ser encontrados a partir do método baseado em reduzidas simulações ou a partir da Tabela 3.1, Tabela 3.2 e Tabela 3.3, uma vez conhecidos os valores dos ajustes dos relés e do tempo de detecção requerido;
- **PASSO 3:** Os intervalos de tempo em que o sistema está desprotegido para cada religador e o período global são determinados a partir da metodologia desenvolvida na seção 3.2.

Os procedimentos descritos anteriormente simplificam a avaliação de risco significativamente. Entretanto, é necessário verificar a precisão dessas simplificações. Como será descrito no próximo capítulo, o estudo de casos mostrará que a metodologia proposta fornece resultados precisos quando comparados àqueles obtidos por meio de repetidas simulações de transitórios eletromagnéticos.

Capítulo 4

Resultados: Validação e Estudos de Sensibilidade

Neste capítulo vários casos de estudo são apresentados visando uma análise crítica do impacto de diversos fatores nos índices de risco de ocorrência de ilhamento não intencional de geradores síncronos distribuídos. Adicionalmente, os índices de risco calculados através de repetidas simulações de transitórios eletromagnéticos serão utilizados para validar o método das tabelas de dados apresentado no Capítulo 3⁵. Os estudos de sensibilidade levarão em conta fatores como: tipo do relé antiilhamento, ajuste do relé, tempo de detecção, nível de geração, capacidade da geração e tipo de carga. A análise crítica dos resultados fornecerá informações importantes que podem auxiliar em um projeto de um esquema de proteção antiilhamento mais confiável.

4.1. Descrição de um Caso Básico

O primeiro passo na análise dos casos de estudo é verificar se o método das tabelas de dados proposto produz resultados adequados. Isto pode ser alcançado por meio de uma comparação dos resultados obtidos do método com os obtidos via simulação de transitórios eletromagnéticos. Os procedimentos para obtenção dos índices de risco através da metodologia proposta foram descritos no Capítulo 3 e os procedimentos para obtê-los via repetidas simulações estão apresentados no Apêndice D. A rede de distribuição em estudo é novamente mostrada na Figura 4.1.

Um simples caso de estudo é apreciado nesta seção com o intuito de mostrar como a análise de sensibilidade será efetuada. O esquema de proteção em questão é composto pela combinação do relé de frequência com ajuste 57,5/61,5 Hz - 0 ms⁶ e do relé de tensão ajustado em 0,5/1,2 pu - 0 ms. Além disso, o gerador distribuído, com capacidade de 30 MVA, é controlado de forma a

⁵ A utilização repetidas simulações de transitórios eletromagnéticos para calcular o índice de risco é explicada no Apêndice D.

⁶ A informação em ms após o valor do ajuste do relé refere-se à temporização intencional ajustada no relé. Nos casos em que não há temporização intencional, esta informação poderá ser negligenciada.

manter a injeção de potência reativa em 0 MVar (fator de potência unitário) e a potência ativa constante em 15 MW. O tempo máximo para a detecção do ilhamento foi ajustado em 500 ms.

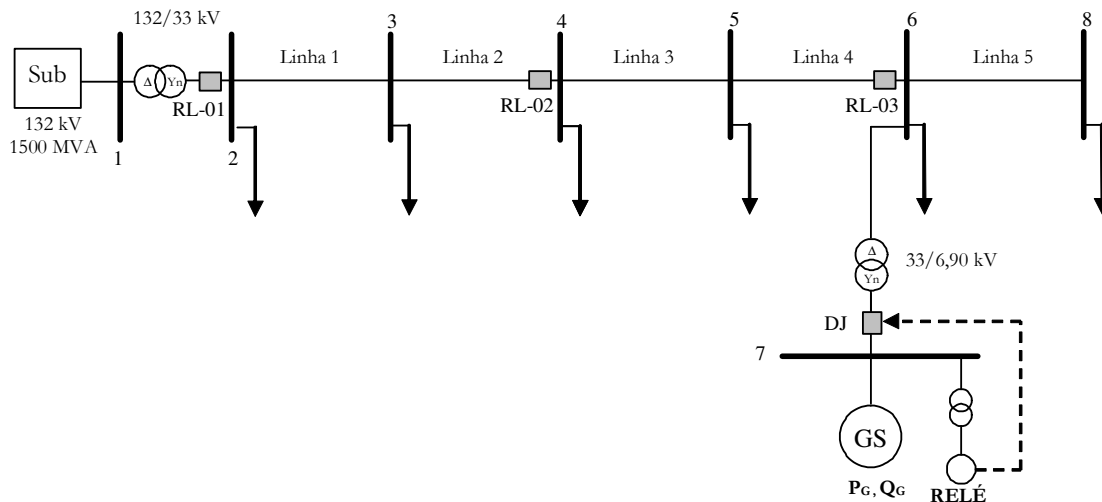


Figura 4.1: Diagrama unifilar do sistema de distribuição teste.

O resultado deste caso básico é exposto na Figura 4.2, a qual mostra os índices de risco por religador e um índice combinado que considera todos os cenários de ilhamento criados por diferentes religadores. Este índice é denominado nesta dissertação de índice de risco global. A partir da figura, pode-se perceber que os índices de risco calculados através das tabelas de dados aproximam-se dos resultados obtidos por meio das simulações de transitórios eletromagnéticos. Além disso, o gráfico de barras mostra que os índices de risco relacionados com a abertura do religador RL-01 e RL-02 estão em torno 45 % e 65 %, respectivamente. Por outro lado, não há risco de ilhamento devido à abertura do religador RL-03, porque os desbalanços de potência ativa e reativa relacionados a este religador são suficientemente elevados para fazer com que os relés de proteção atuem. O índice de risco global, contemplando todas as possibilidades de abertura de qualquer religador, é de 100 %. A abreviação GD se refere ao gerador síncrono distribuído.

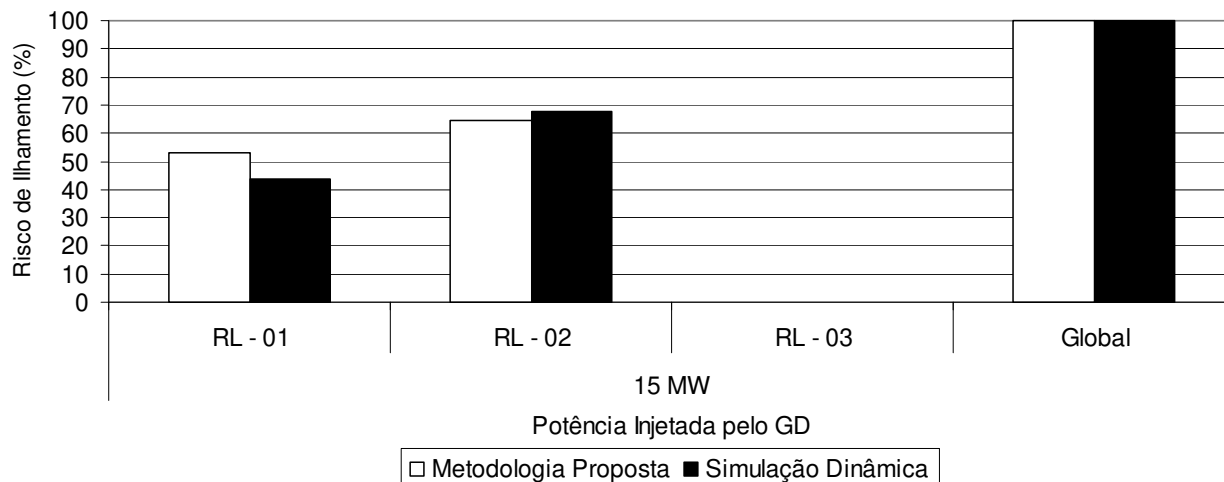
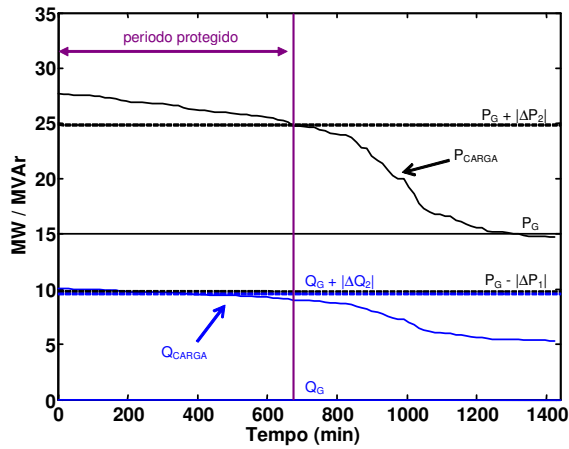


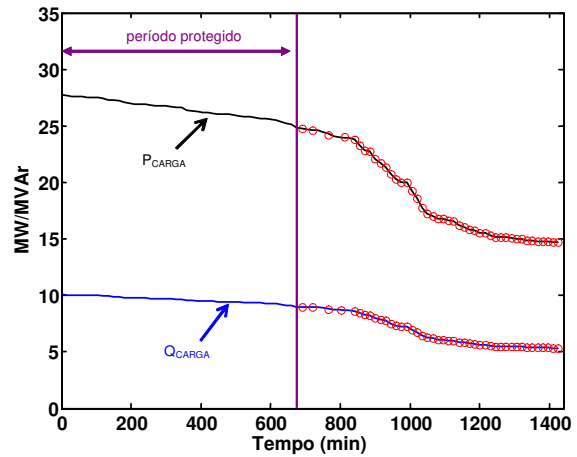
Figura 4.2: Índices de risco associados à combinação do relé de frequência e de tensão. (Potência injetada pelo gerador = 15 MW, ajuste relé de frequência = 57,5/61,5 Hz - 0 ms; ajuste relé de tensão = 0,5/1,2 pu - 0 ms).

A Figura 4.3 revela graficamente o cálculo dos índices de risco baseados nas tabelas de dados e baseados nas simulações, para cada religador automático. Nas Figura 4.3 (a), (c) e (e), que representam a aplicação do método da tabela de dados, os valores de ΔP_1 , ΔP_2 , ΔQ_1 e ΔQ_2 foram obtidos da Tabela 3.1 e Tabela 3.3 para o relé de frequência e para o de tensão, respectivamente. No caso das simulações, os pontos em vermelho denotam os pontos de operação em que o evento de ilhamento não foi detectado. Através da Figura 4.3 é possível verificar que a metodologia proposta fornece resultados bastante precisos. Os resultados confirmam que o emprego das tabelas de dados para representar as zonas de não detecção é aceitável para estimação dos índices de risco de ilhamento.

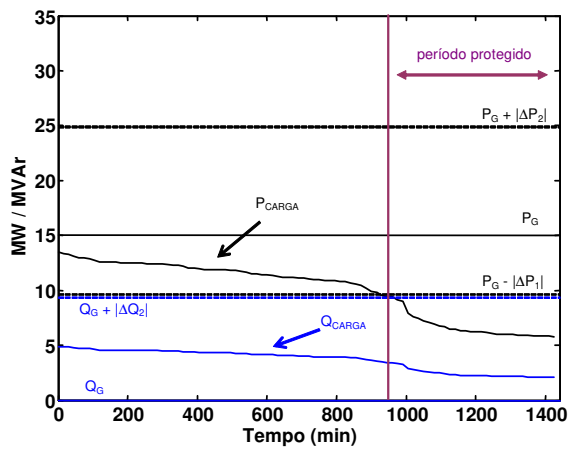
As seções seguintes apresentam os resultados dos estudos de sensibilidade com o objetivo de investigar a influência de diversos fatores no cálculo do índice de risco de ocorrência de ilhamentos não intencionais.



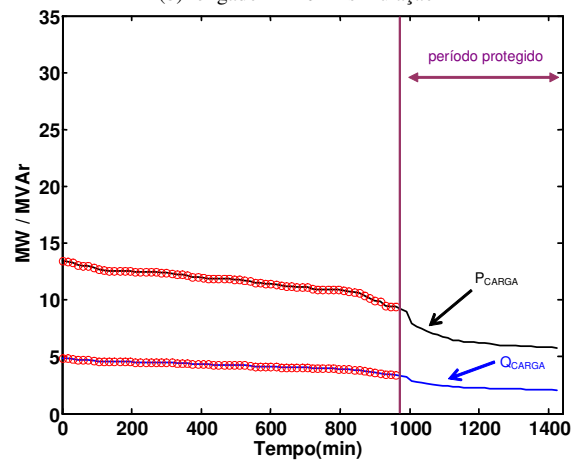
(a) religador RL-01 – tabela de dados



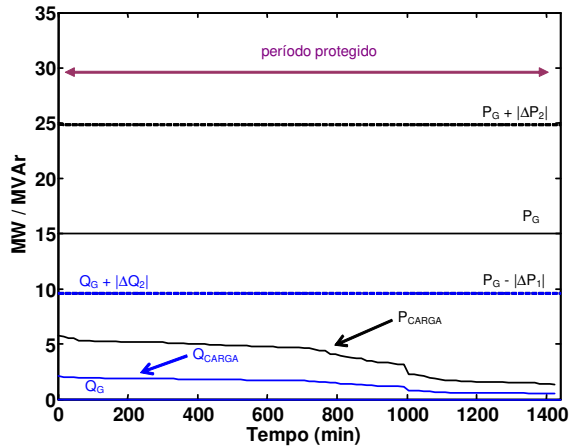
(b) religador RL-01 – simulação



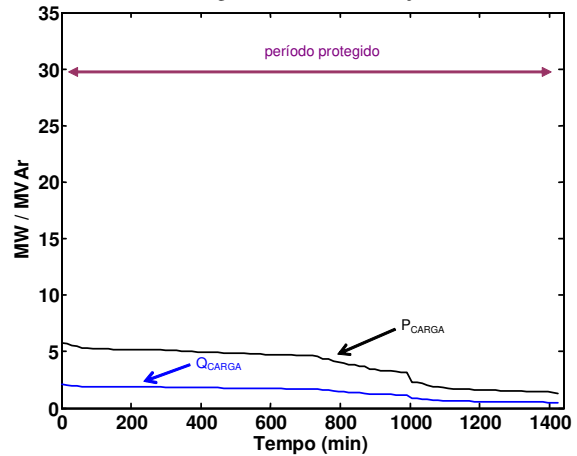
(c) religador RL-02 – tabela de dados



(d) religador RL-02 – simulação



(e) religador RL-03 – tabela de dados



(f) religador RL-03 – simulação

Figura 4.3: Comparação dos intervalos de não detecção. (Potência injetada pelo gerador = 15 MW, ajuste relé de frequência = 57,5/61,5 Hz - 0 ms; ajuste relé de tensão = 0,5/1,2 pu - 0 ms).

4.2. Resultados dos Estudos de Sensibilidade

Diversos estudos de sensibilidade foram conduzidos nesta dissertação de mestrado. Os fatores avaliados são sumarizados a seguir. Os resultados associados aos impactos desses fatores são apresentados nas subseções seguintes.

- **Tipos de relé antiilhamento:**
 - Relés de frequência;
 - Relés de taxa de variação de frequência (ROCOF);
 - Relés de tensão;
 - Combinação dos relés de frequência e de tensão;
 - Combinação dos relés ROCOF e de tensão.
- **Ajustes dos relés⁷:**
 - Relé de Frequência⁸:
 - 59,5/60,5 Hz (ajuste sensível);
 - 57,5/61,5 Hz (ajuste não sensível);
 - 59,5/60,5 Hz temporizado em 300 ms.
 - Relé ROCOF⁹:
 - 0,5 Hz/s (ajuste sensível);
 - 2,5 Hz/s (ajuste não sensível);
 - 0,5 Hz/s temporizado em 300 ms.
 - Relé de tensão:
 - 0,7/1,15 pu (ajuste sensível);
 - 0,5/1,2 pu (ajuste não sensível);
 - 0,8/1,2 pu temporizado em 300 ms.
- **Nível de Geração:** O nível de geração foi variado da seguinte forma:
 - 20 MW;
 - 15 MW;
 - 10 MW.
- **Capacidade do Gerador:** A capacidade do gerador foi variada da seguinte forma:
 - 30 MVA;
 - 20 MVA;
 - 10 MVA.

⁷ Neste trabalho, ajuste sensível denota ajuste próximo do valor nominal (60 Hz para relés de frequência, 0 Hz/s para ROCOF e 1 pu para relés de tensão).

⁸ Um atraso inerente do relé de frequência de 80 ms foi admitido nos estudos.

⁹ Um atraso inerente do relé ROCOF de 130 ms foi admitido nos estudos.

- **Tempo de detecção requerido:**
 - 500 ms;
 - 1000 ms;
 - 1500 ms.
- **Tipos de Carga:**
 - Carga potência constante;
 - Carga impedância constante.

O caso base tem as seguintes características:

- Tempo de detecção requerido igual a 500 ms;
- Capacidade do gerador síncrono igual a 30 MVA;
- Cargas potência constante;
- Sistema de excitação controlando potência reativa injetada constante.

4.2.1. Tipos de Relés Antiilhamento

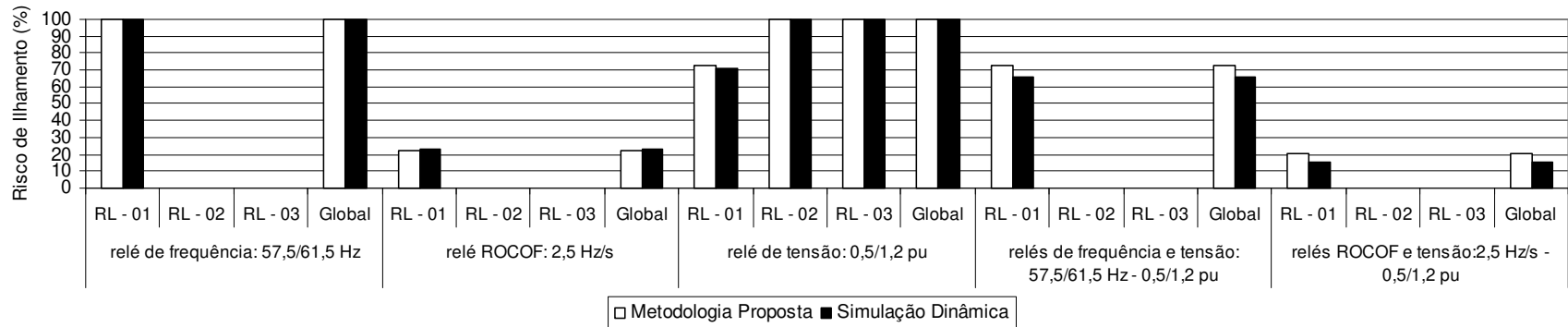
Primeiramente, o impacto de diferentes combinações de relés compondo o sistema de proteção antiilhamento é analisado. O índice de risco para cada religador e o índice global calculados para o sistema em estudo são mostrados na Figura 4.4(a), (b) e (c). Nestas figuras, o índice de risco foi determinado para vários níveis de geração com o intuito de facilitar uma análise mais abrangente. Os resultados revelam que, para cada nível de geração, a aplicação da combinação dos relés baseados em frequência e em tensão reduz o risco de ilhamento se comparados com o uso de um relé isoladamente.

A Figura 4.5 demonstra os efeitos dos relés de frequência e de tensão mais detalhadamente. Intervalos de não detecção de ilhamento associados a dois religadores são mostrados (RL-01 e RL-02), considerando o mesmo nível de geração (20 MW) e a mesma combinação de relé de frequência (57,5/61,5 Hz) e relé de tensão (0,5/1,2 pu). A partir da Figura 4.5(a), pode-se observar que quando o religador RL-01 abre, o intervalo em que o sistema está protegido (intervalo de proteção) é definido pelo relé de tensão, pois, existe uma parte da curva de duração de carga reativa fora dos limites da zona de não detecção. Concomitantemente, o relé de frequência se mostrou completamente ineficiente, uma vez que toda curva de duração de carga ativa se situa dentro da zona de não detecção. Por outro lado, quando o religador RL-02 abre, o intervalo de proteção é totalmente determinado pelo relé de frequência. Estas figuras corroboram

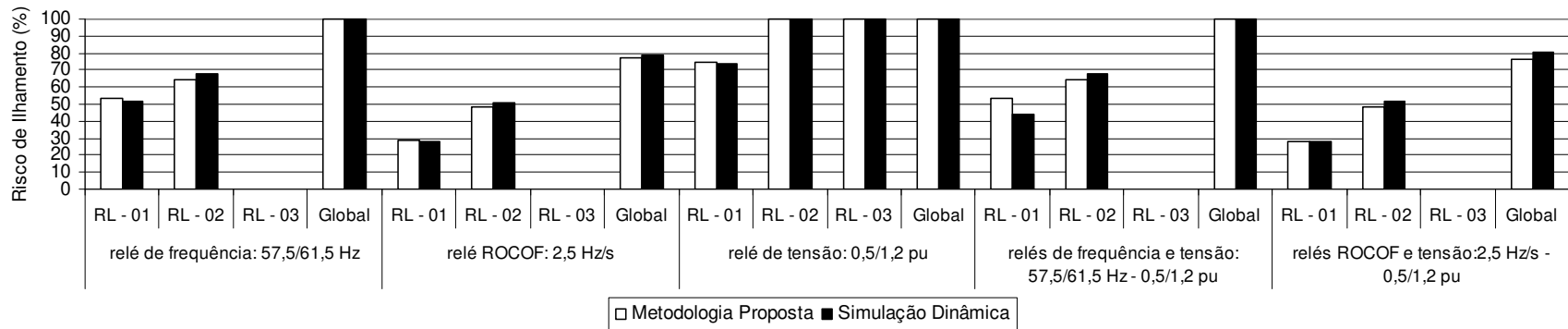
a afirmação de que o emprego do esquema combinado de relés baseados em medida de frequência e de tensão pode reduzir o risco de ilhamento.

Posto que a combinação de relés baseados em medidas de frequência e de tensão diminui o índice de risco de ilhamento e tais dispositivos são comumente instalados no sistema de proteção de interconexão do gerador síncrono distribuído, os estudos apresentados nas próximas subseções assumem que o sistema de proteção inclui simultaneamente relés baseados em medida de frequência (relé de frequência ou ROCOF) e relés de tensão.

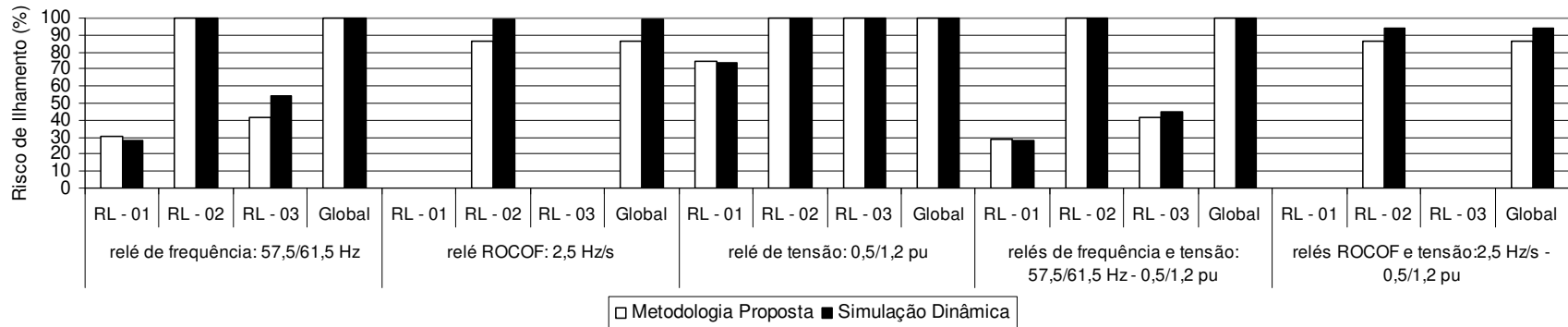
A Figura 4.4 (a), (b) e (c) também revelam que os resultados obtidos pela metodologia das tabelas de dados se aproximam dos resultados obtidos por simulação de transitórios eletromagnéticos.



(a) Nível de geração do GD = 20 MW.



(b) Nível de geração do GD = 15 MW



(c) Nível de geração do GD = 10 MW

Figura 4.4: Impacto do sistema de proteção no risco de ilha.

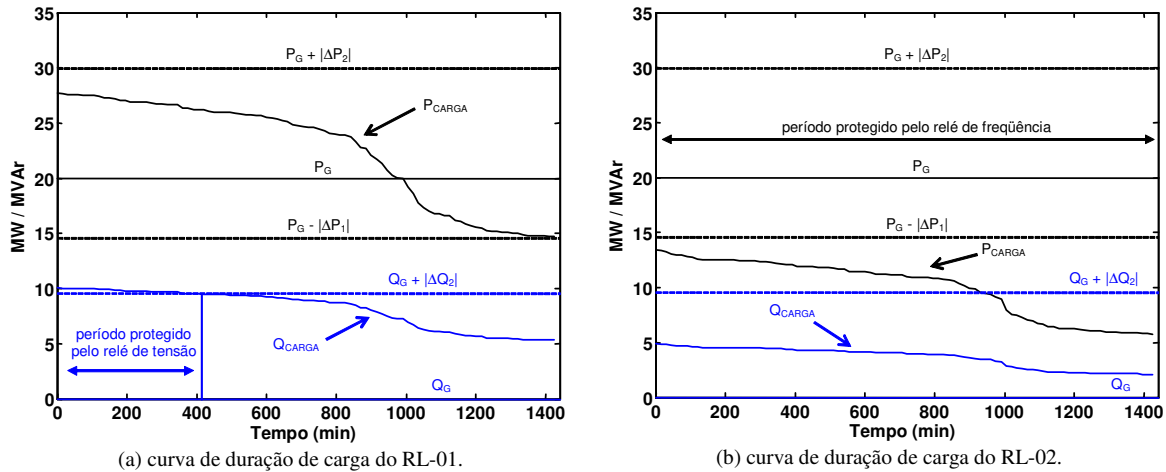
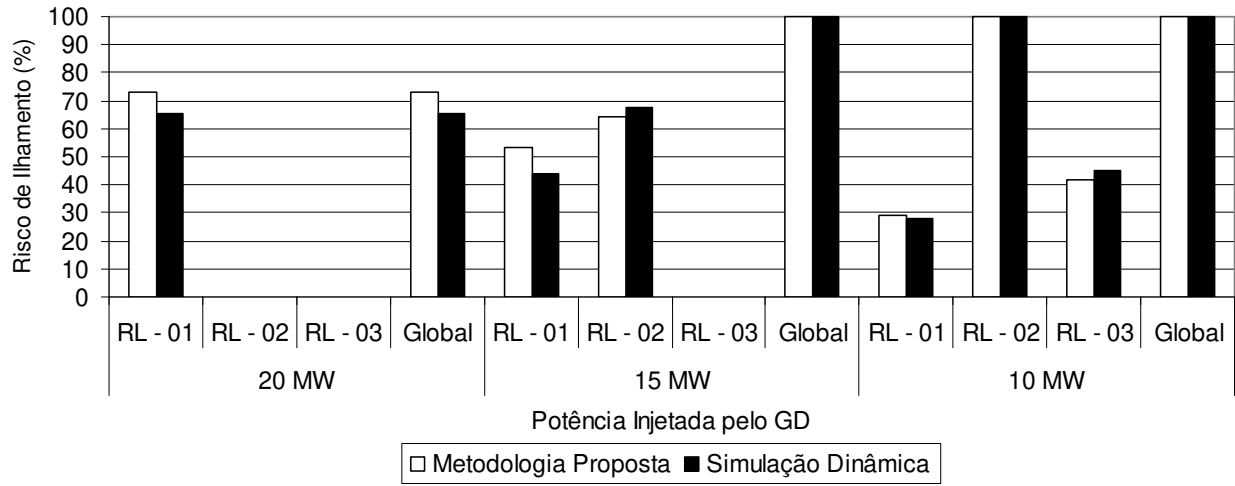


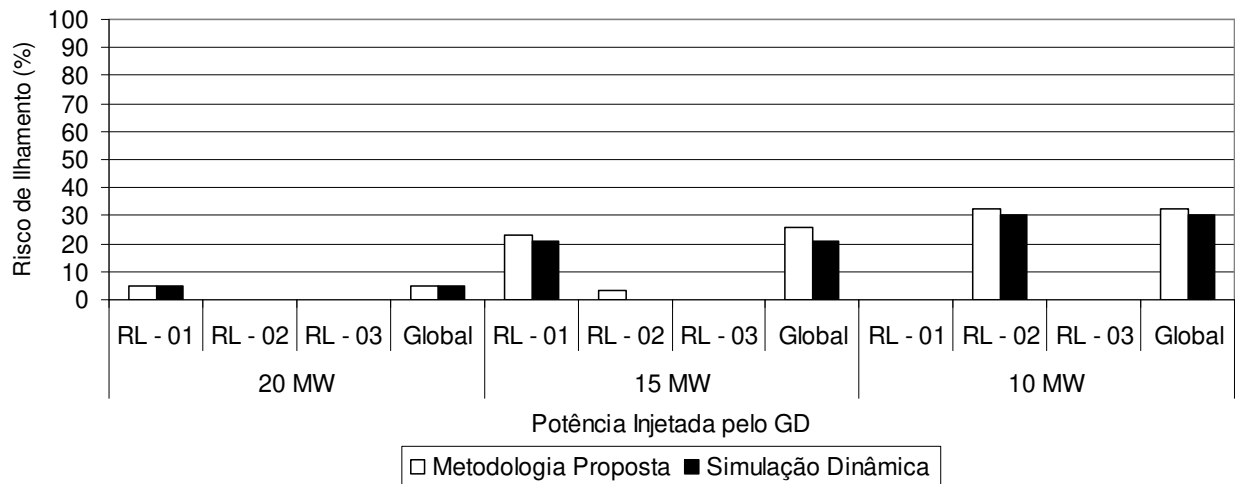
Figura 4.5: Comparação dos intervalos de não detecção para diferentes relés (Potência injetada pelo gerador = 20 MW; relés de frequência 57,5/61,5 Hz; relés de tensão 0,5/1,2 pu).

4.2.2. Ajuste dos Relés Antiilhamento

O impacto do ajuste dos dispositivos antiilhamento é analisado nesta subsecção. A idéia é comparar os índices de risco obtidos para os ajustes não sensíveis com os sensíveis. Sabe-se que um ajuste mais sensível está associado a uma menor zona de não detecção [5], porém amplia a chance de uma falsa operação. Os resultados são sumarizados na Figura 4.6 e Figura 4.7 para os casos de relés de frequência e tensão, e relés ROCOF e tensão, respectivamente. Os resultados mostram que o ajuste do relé tem impacto significativo no índice de risco. Ajustes mais sensíveis resultam em risco menor. Esse resultados podem ser mais bem explicados através da Figura 4.8, na qual se observa que os intervalos da zona de não detecção em torno da potência ativa e reativa injetada pelo gerador diminuem à medida que o ajuste do relé é definido mais sensível. Nesta figura, os números entre parênteses correspondem aos valores dos ajustes dos relés. Outra observação é que quando a curva de duração de carga é plana em torno do nível de geração (potência ativa ou reativa), uma pequena alteração nos limites da zona de não detecção pode resultar em um aumento significativo do intervalo em que o sistema está desprotegido contra ilhamento, como mostra a Figura 4.8(b).

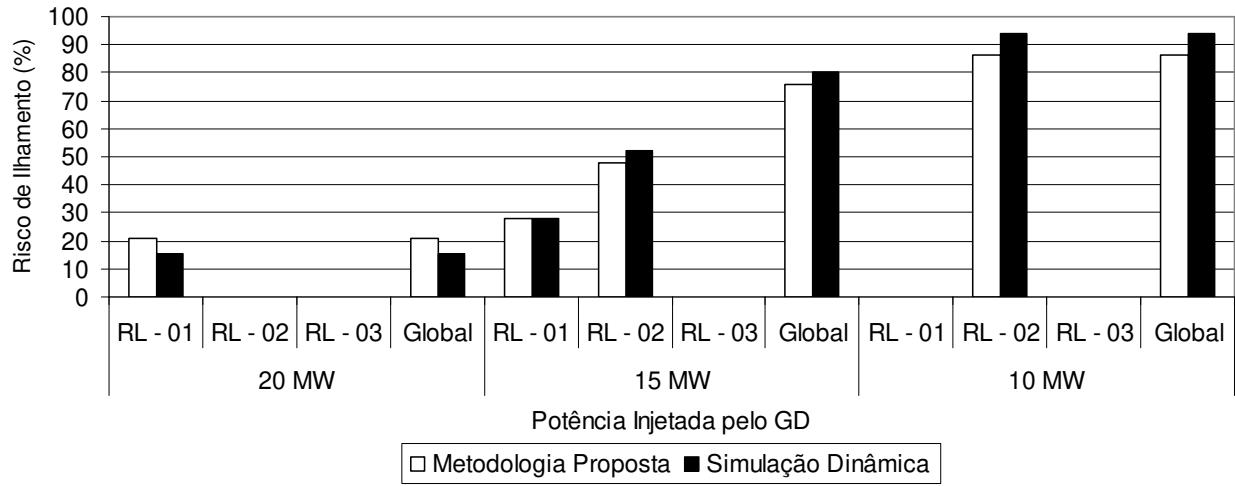


(a) relés de frequência e de tensão (57,5/61,5 Hz – 0,5/1,2 pu): ajustes não sensíveis.

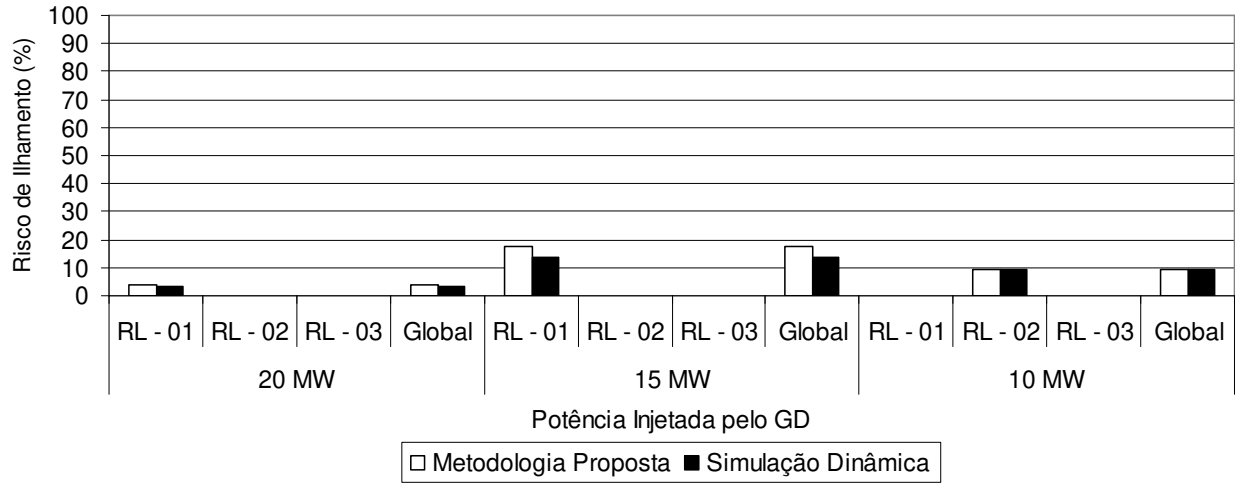


(b) relés de frequência e de tensão (59,5/60,5 Hz – 0,7/1,15 pu): ajustes sensíveis.

Figura 4.6: Impacto do ajuste do relé no risco de ilhamento (relés de frequência e tensão).



(a) relés ROCOF e tensão (2,5 Hz/s – 0,5/1,2 pu): ajustes não sensíveis.



(b) relés ROCOF e tensão (0,5 Hz/s – 0,7/1,15 pu): ajustes sensíveis.

Figura 4.7: Impacto do ajuste do relé no risco de ilhamento (relés ROCOF e tensão).

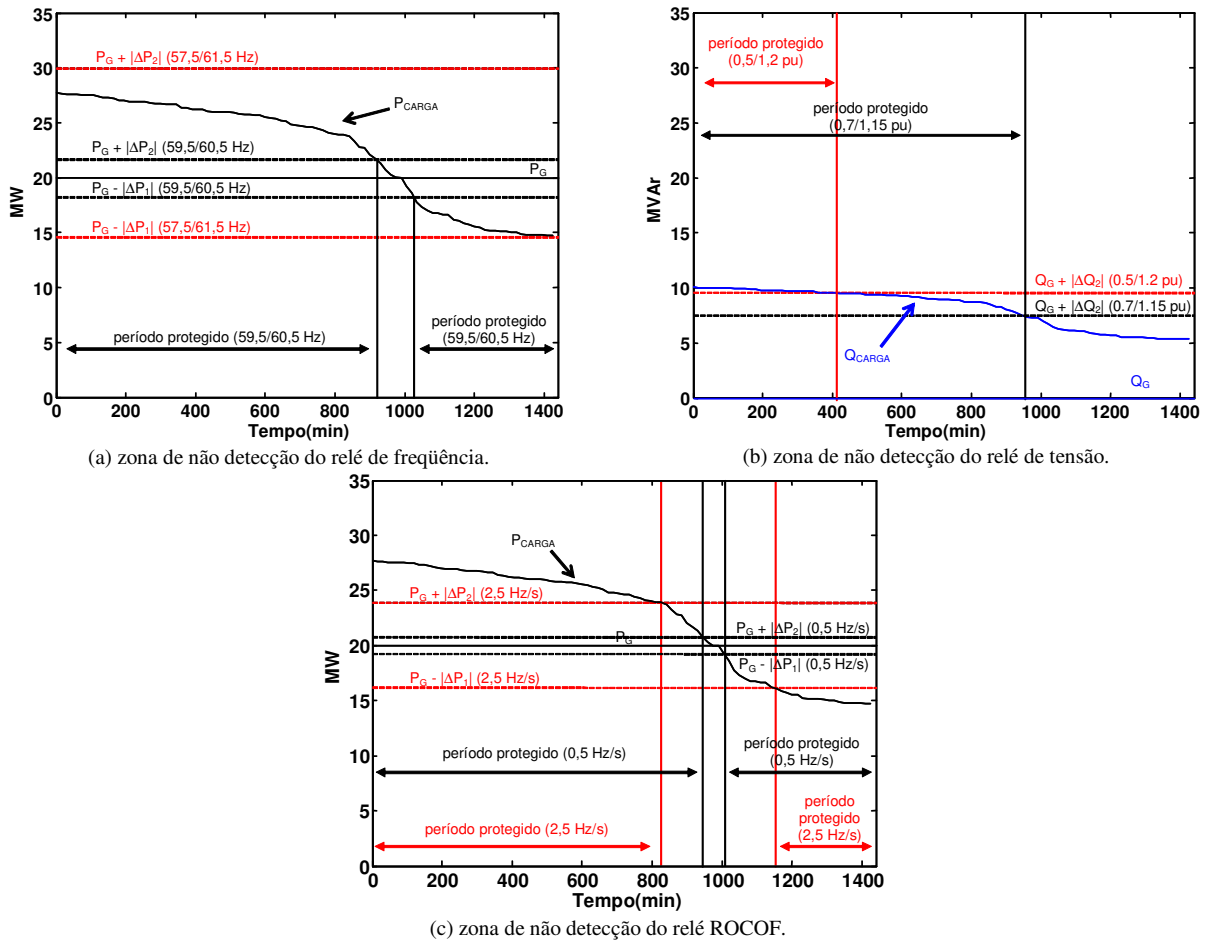
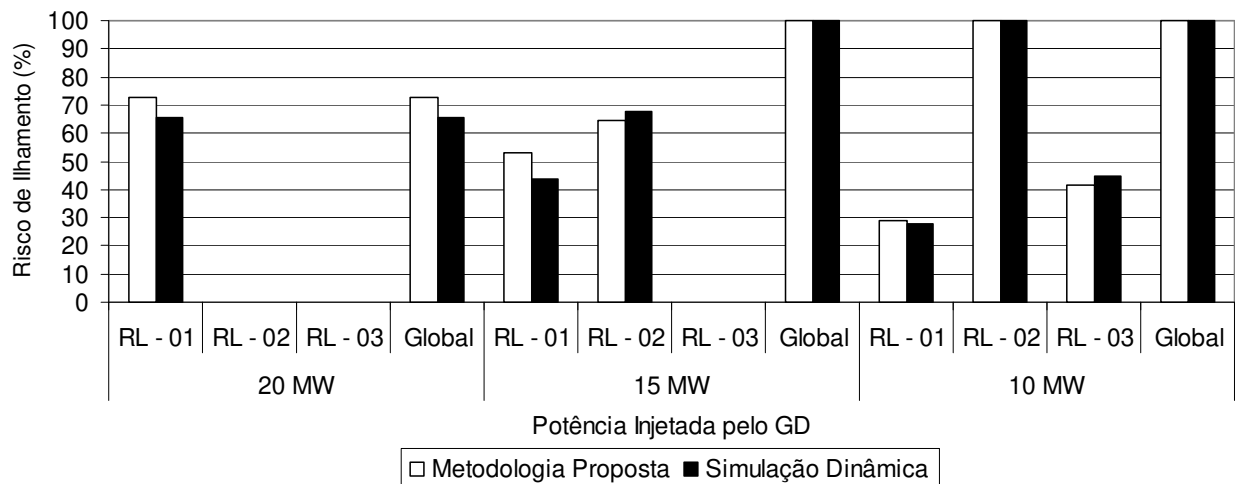


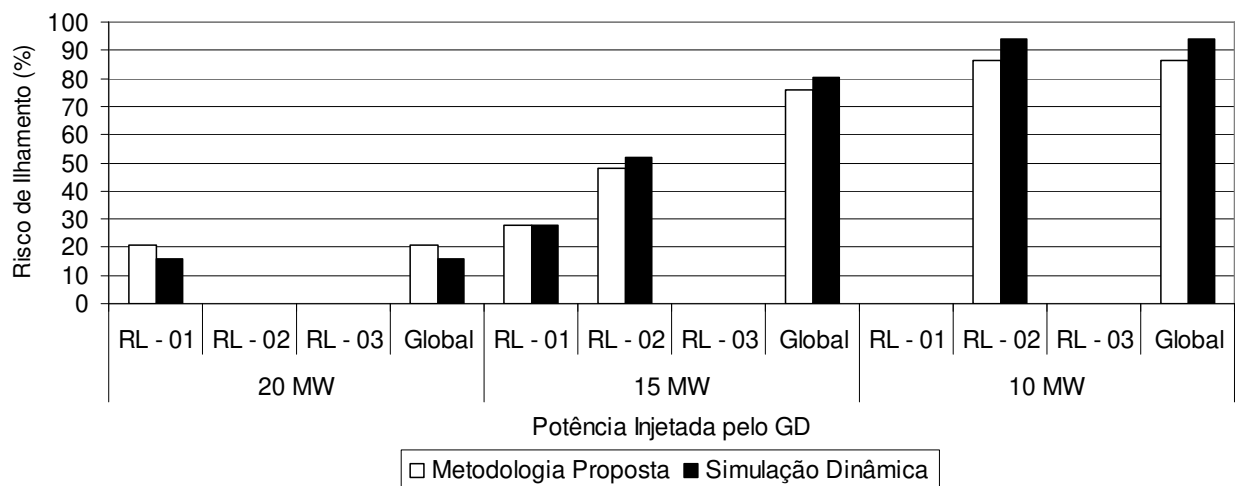
Figura 4.8: Impacto do ajuste do relé nos intervalos de não detecção (Potência injetada pelo gerador = 20 MW e curva de duração de carga RL-01).

4.2.3. Nível de Geração

Nesta subsecção, o impacto do nível de geração no risco de ilhamento é avaliado. Os índices de risco por religador e o índice de risco global para diferentes patamares de geração são ilustrados na Figura 4.9. Como esperado, a mudança no patamar de potência ativa injetada pelo gerador distribuído pode resultar em maiores ou menores valores de risco dependendo do ponto de operação do sistema. Esta situação pode ser elucidada analisando graficamente o risco de ilhamento relacionado com a abertura do religador RL-01 e RL-02 para diferentes níveis de geração, como mostra a Figura 4.10. A análise das figuras abaixo revela os seguintes fatos:



(a) relés de frequência e de tensão (57,5/61,5 Hz – 0,5/1,2 pu).



(b) relés ROCOF e tensão (2,5 Hz/s – 0,5/1,2 pu).

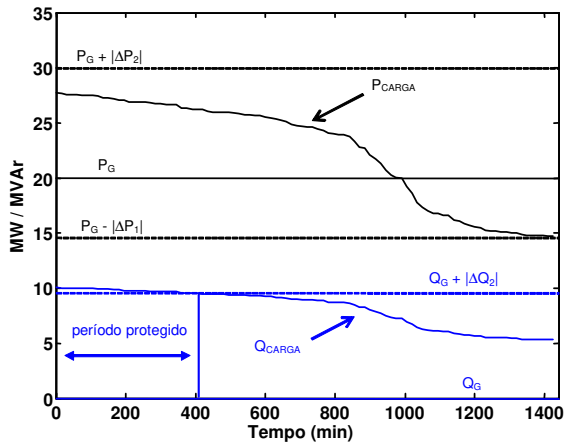
Figura 4.9: Impacto do nível de geração no risco de ilhamento.

- **Figura 4.10(a), (b), e (c) – religador RL-01:** No caso em que o nível de geração é de 20 MW, Figura 4.10(a), o relé de frequência é ineficiente para detectar eventos de ilhamento, uma vez que o nível de geração de potência ativa está situado entre a máxima e a mínima demanda da curva da carga e os limites da zona de não detecção contêm a curva de duração de carga ativa em sua totalidade. Nesta situação, o período protegido é devido à presença do relé de tensão, uma vez que a geração de potência reativa é muito menor que a demanda de potência reativa, o suficiente para ativar o relé. Quando o patamar de geração diminui para 15 MW, Figura 4.10(b), o relé de frequência é apto para detectar situações de ilhamento durante os períodos de alta e média demanda, pois, o nível de geração está em torno do mínimo valor de carga. Com relação ao relé de tensão, não há diferença em comparação com o caso anterior, já que o valor da potência reativa injetada foi mantido

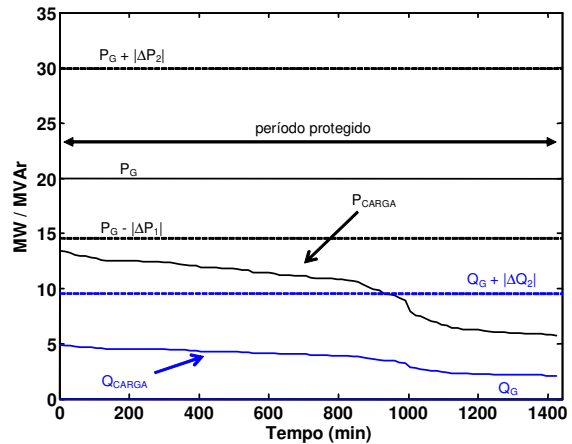
constante. Na situação em que o gerador síncrono distribuído passou a injetar 10 MW, Figura 4.10(c), o relé de frequência foi hábil para detectar condições de ilhamento para um intervalo de tempo ainda maior devido ao fato da geração ser menor que a mínima demanda. Nota-se que à medida que se reduz o nível de geração, menor é o valor absoluto dos limites da faixa de não detecção. Portanto, nos casos da Figura 4.10(b) e (c), as zonas de não detecção não são largas o suficiente para conter toda curva de duração de carga.

- **Figura 4.10(d), (e), e (f) – religador RL-02:** Quando o gerador está produzindo 20 MW, Figura 4.10(d), o relé de frequência é capaz de detectar ilhamentos durante todo o intervalo de 24 horas, uma vez que a geração é muito maior que a demanda máxima e a faixa de não detecção não intercepta a curva de duração de carga ativa em nenhum momento. Além disso, o relé de tensão é totalmente ineficiente neste caso, já que o desbalanço de potência reativa não é alto o suficiente. Na condição em que a potência ativa gerada é reduzida para 15 MW, há um intervalo, no qual o relé de frequência é incapaz de detectar eventos de ilhamento, já que o nível de geração está próximo da máxima demanda. Se o nível de geração for reduzido para 10 MW, o esquema de proteção combinando relés de frequência e tensão é praticamente ineficiente na detecção de ilhamento, pois, os desbalanços de potência ativa e reativa não são suficientes para operar os relés.

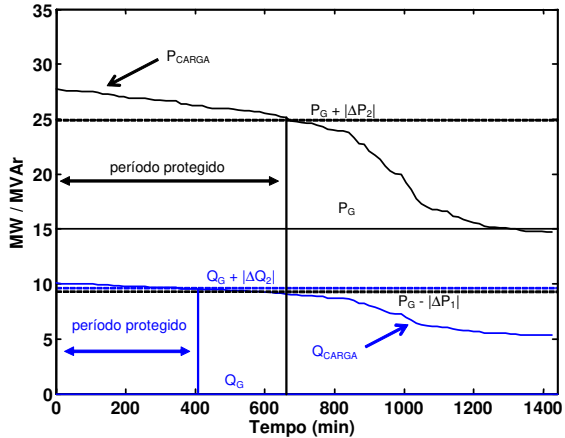
Portanto, pode-se concluir que nos casos representados pela Figura 4.10(a), (b) e (c) a redução do nível de geração levou a uma redução do nível de risco. Por outro lado, nos casos Figura 4.10(d), (e) e (f), a redução no nível de geração acarretou um aumento no risco de ilhamento.



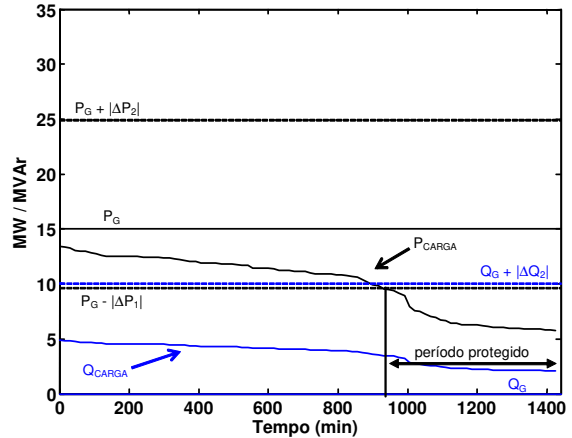
(a) Potência injetada GD = 20 MW e curva de carga do RL-01



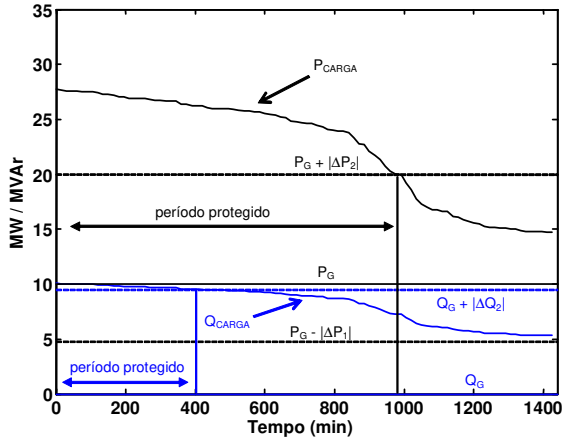
(d) Potência injetada GD = 20 MW e curva de carga do RL-02



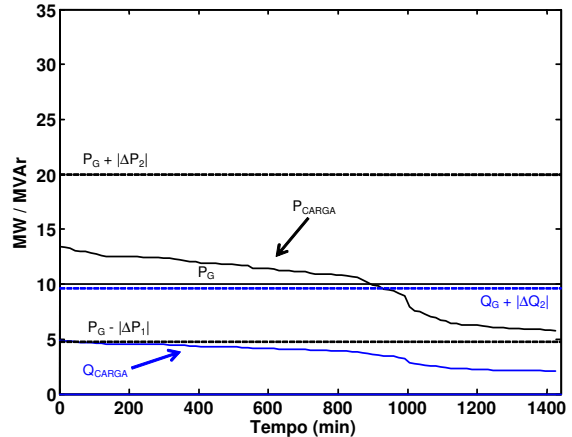
(b) Potência injetada GD = 15 MW e curva de carga do RL-01



(e) Potência injetada GD = 15 MW e curva de carga do RL-02



(c) Potência injetada GD = 10 MW e curva de carga do RL-01

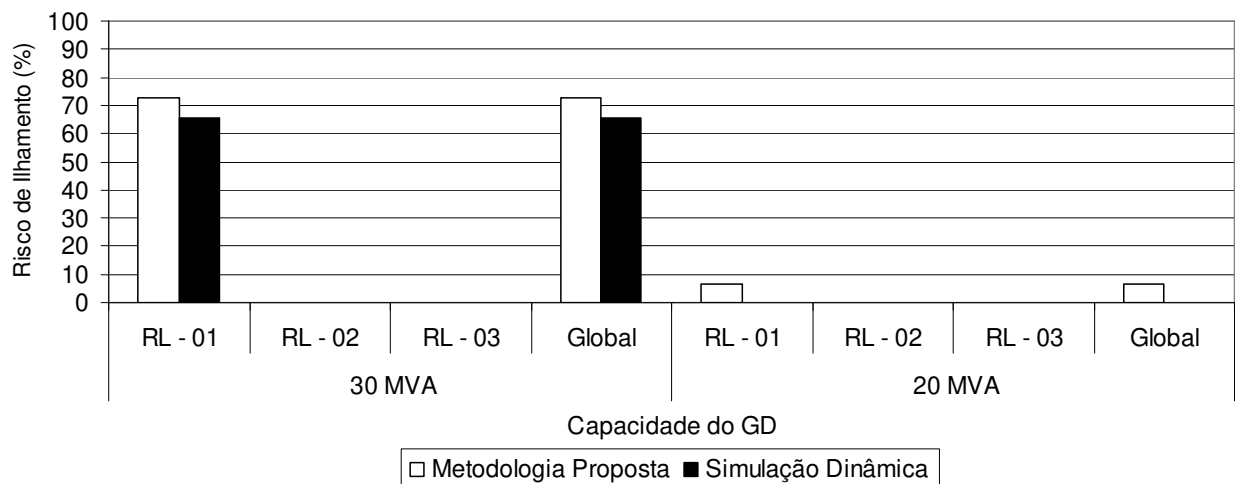


(f) Potência injetada GD = 10 MW e curva de carga do RL-02

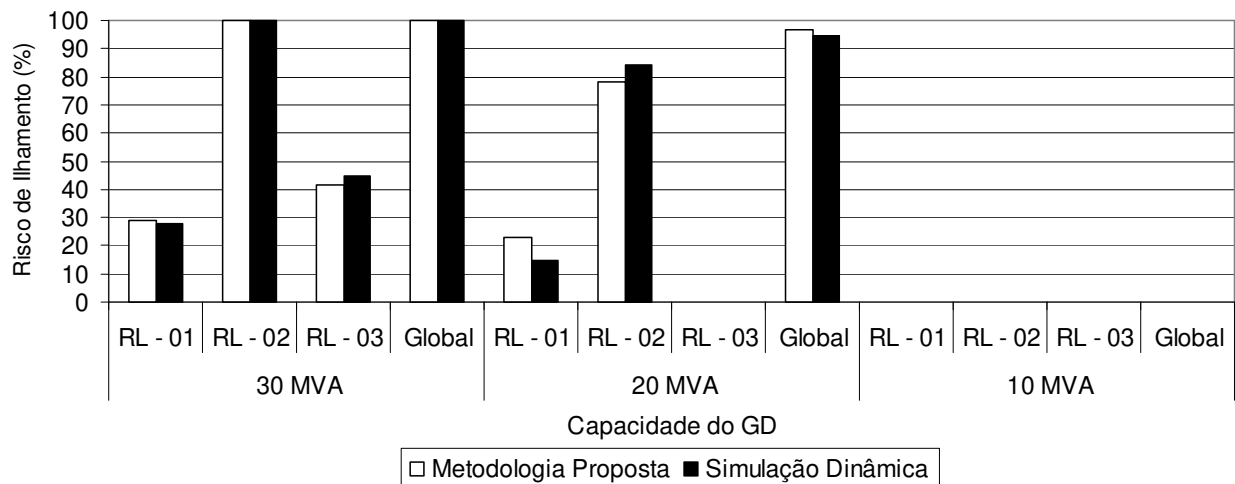
Figura 4.10: Análise gráfica do impacto do nível de geração no risco de ilhamento (relé de frequência 57,5/61,5 Hz; relé de tensão 0,5/1,2 pu).

4.2.4. Capacidade do Gerador

Nesta subseção, o impacto da capacidade do gerador no risco de ilhamento é analisado. É importante ressaltar que as tabelas de dados propostas no Capítulo 3 foram construídas independentemente da capacidade do gerador, portanto, estas podem ser aplicadas para qualquer tamanho do gerador distribuído. A capacidade do gerador distribuído foi variada para os seguintes valores: 30 MVA, 20 MVA e 10 MVA. Além disso, a análise é conduzida considerando dois patamares de geração: 20 MW e 10 MW. No caso de geração de 20 MW, somente os geradores com capacidade de 30 MVA e 20 MVA foram estudados. Os resultados são sumarizados na Figura 4.11 e Figura 4.12.

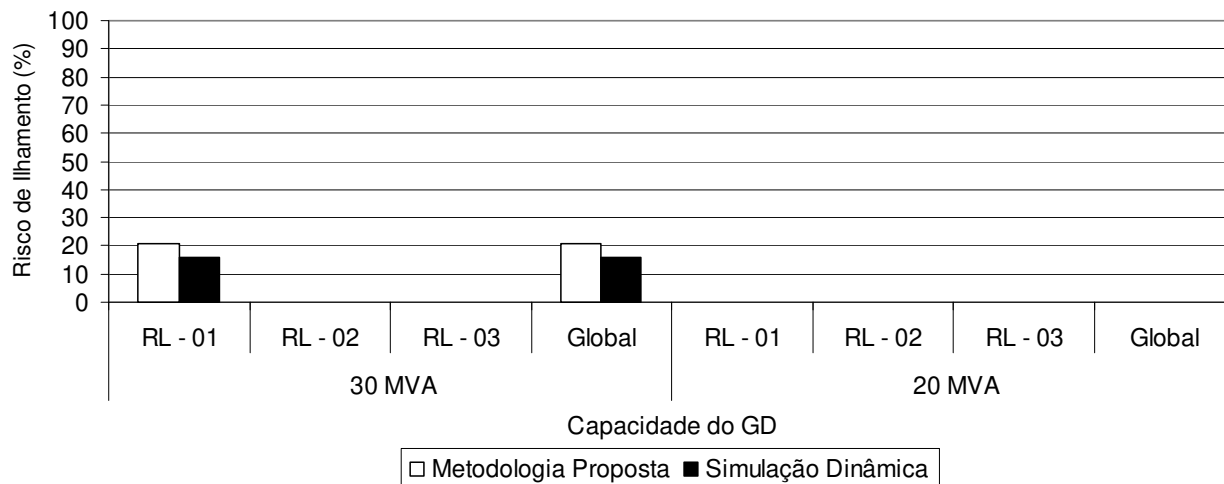


(a) Potência ativa injetada pelo gerador = 20 MW

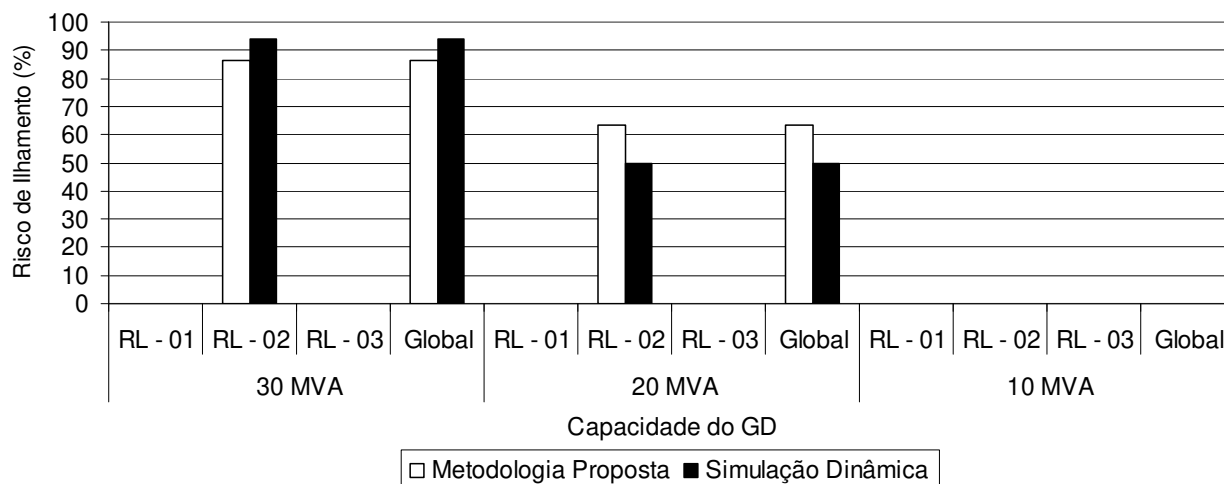


(b) Potência ativa injetada pelo gerador = 10 MW

Figura 4.11: Impacto da capacidade do gerador no risco de ilhamento (relés de frequência e tensão: 57,5/61,5 Hz – 0,5/1,2 pu).



(a) Potência ativa injetada pelo gerador = 20 MW



(b) Potência ativa injetada pelo gerador = 10 MW

Figura 4.12: Impacto da capacidade do gerador no risco de ilhamento (relés ROCOF e tensão: 2,5 Hz/s – 0,5/1,2 pu).

Os resultados expõem que uma menor capacidade de geração acarreta um menor risco de ilhamento quando o patamar de geração tem o mesmo valor da capacidade do gerador. Este fato pode ser explicado por meio da Figura 4.13. A partir desta figura, é possível visualizar que uma maior capacidade de geração resulta em uma faixa de não detecção mais larga em torno da potência suprida pelo gerador. Uma explicação plausível para este fato é que em um evento de ilhamento com um gerador de menor porte, a frequência varia com maior intensidade, pois o gerador tem uma menor inércia.

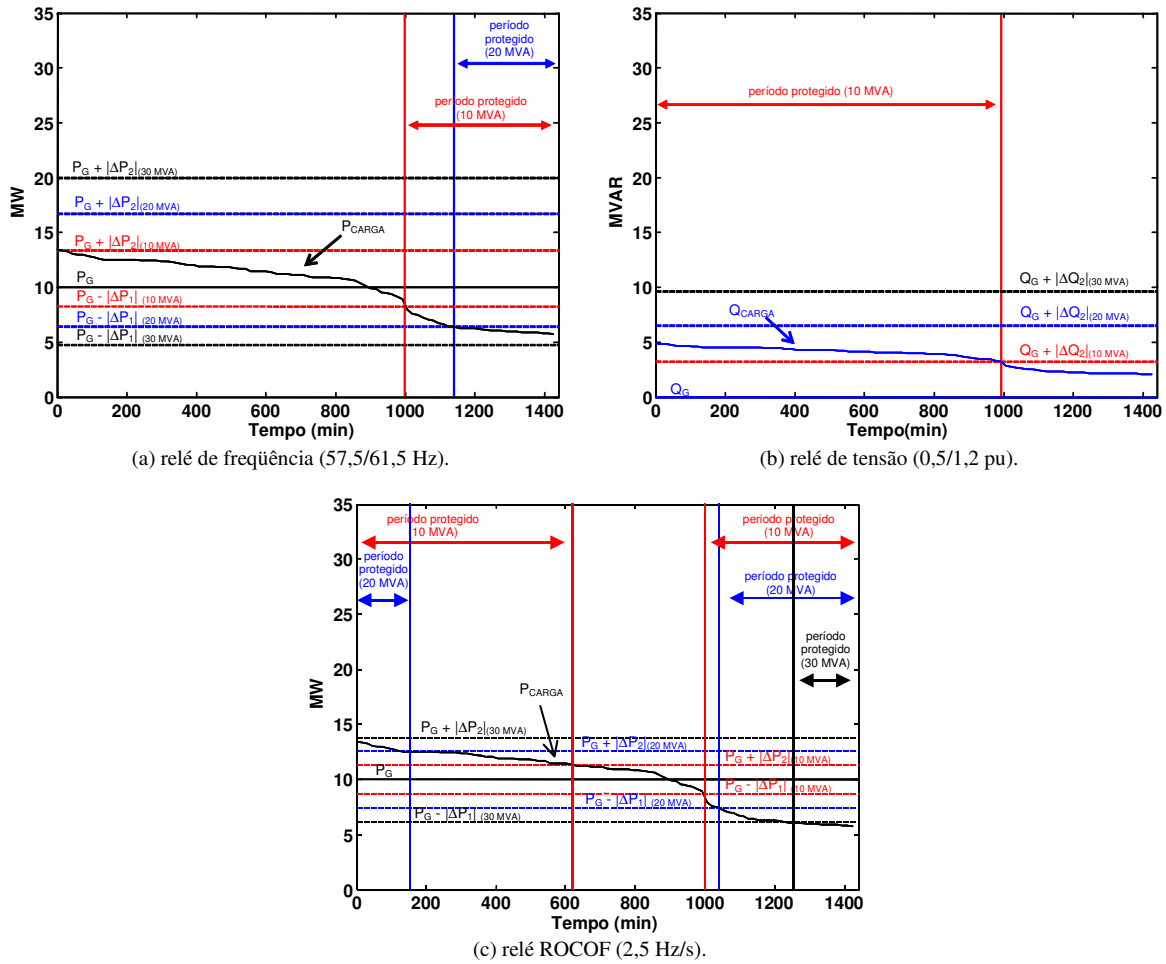
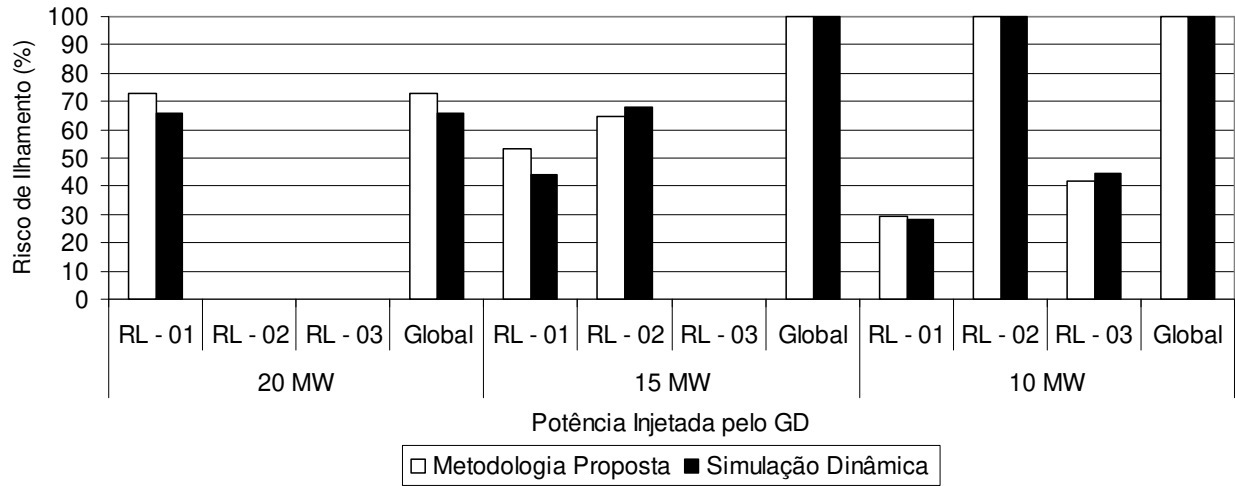


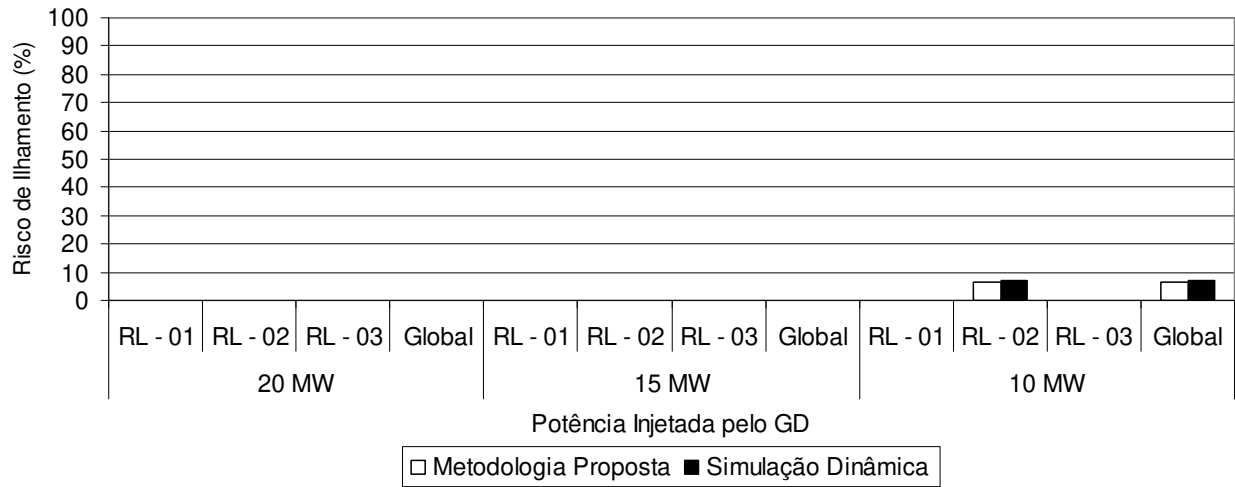
Figura 4.13: Análise gráfica do impacto da capacidade do gerador no risco de ilhamento (Potência injetada pelo gerador = 10 MW e curva de duração de carga RL-02).

4.2.5. Tempo de Detecção Requerido

O impacto do tempo de detecção requerido pela concessionária é investigado nessa subseção. Tempos de detecção de 500 ms, 1000 ms e 1500 ms foram analisados. Os resultados são sumarizados na Figura 4.14 e Figura 4.15 para combinações de relés de frequência e tensão, e relés ROCOF e tensão, respectivamente. Os resultados relacionados ao tempo de detecção de 1500 ms não são apresentados, pois o risco de ilhamento obtido foi nulo para todos os casos estudados.

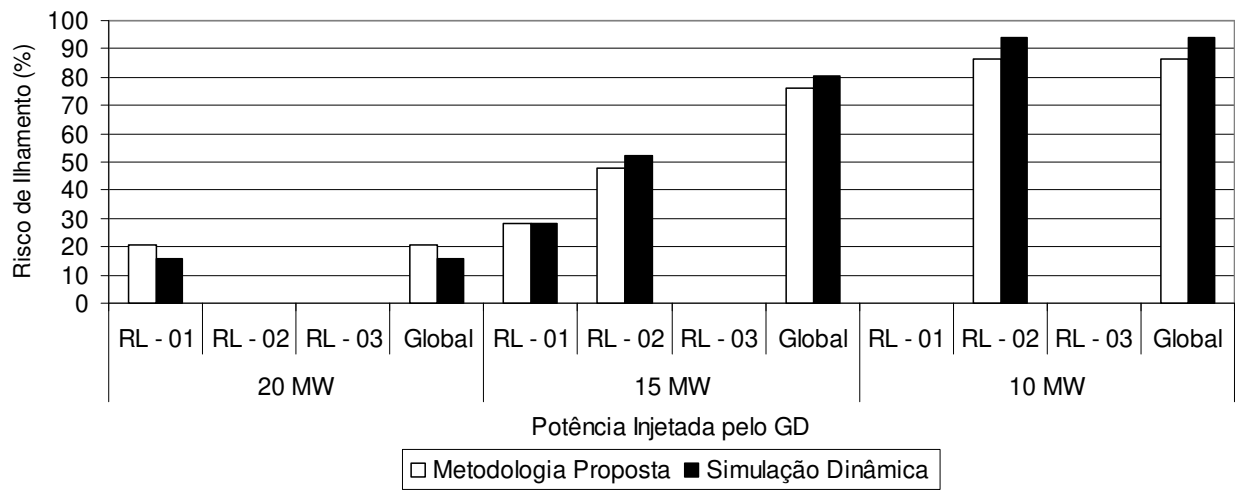


(a) tempo de detecção requerido = 500 ms.

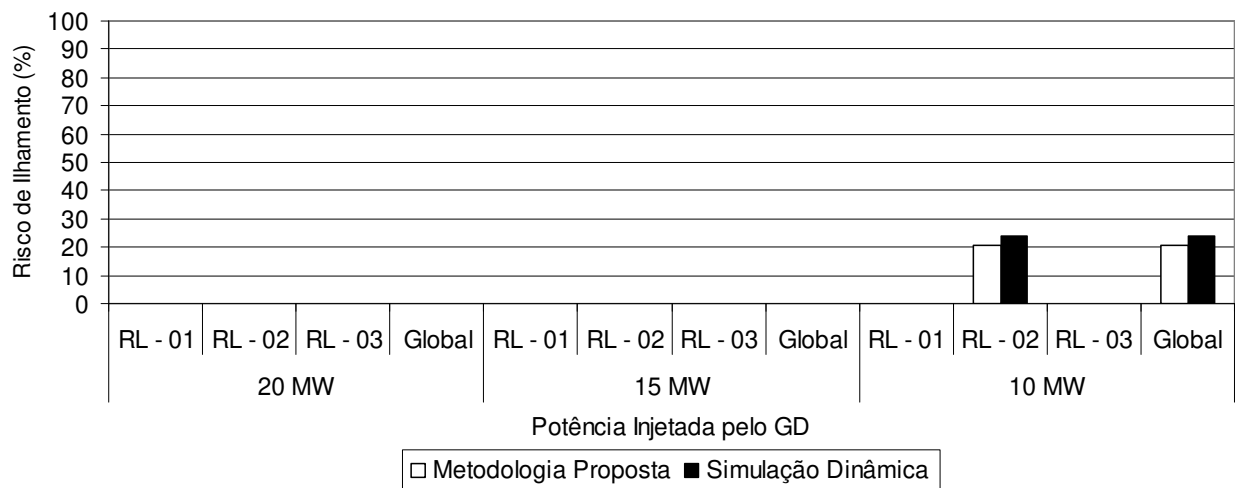


(b) tempo de detecção requerido = 1000 ms.

Figura 4.14: Impacto do tempo de detecção requerido no risco de ilhamento (relés de frequência e tensão: 57,5/61,5 Hz – 0,5/1,2 pu).



(a) tempo de detecção requerido = 500 ms.



(b) tempo de detecção requerido = 1000 ms.

Figura 4.15: Impacto do tempo de detecção requerido no risco de ilhação (relés ROCOF e tensão: 2,5 Hz/s – 0,5/1,2 pu).

Como esperado, quanto maior o valor do tempo de detecção, menor é o risco de ocorrência de ilhação não intencional. Uma conclusão interessante foi identificada da análise comparativa dos índices de risco entre o relé de frequência e o ROCOF. A Figura 4.16 revela graficamente o impacto do tempo de detecção no desempenho dos relés antiilhação. Os exemplos ilustrados nessas figuras demonstram que à medida que o tempo de detecção aumenta, os limites da faixa de não detecção em torno da potência ativa e reativa suprida associados ao relé de frequência e de tensão, respectivamente, diminuem, por conseguinte, o risco também diminui. Por outro lado, no caso do ROCOF, o aumento do tempo de detecção tem pouca influência no número de ocorrência de ilhações. Este fato leva a uma importante conclusão: quando o tempo de detecção requisitado pela concessionária é aumentado para 1000 ms ou mais, o relé de taxa de variação de

freqüência (ROCOF) pode não trazer nenhuma vantagem sobre o relé de freqüência convencional em termos de redução de risco de ilhamento.

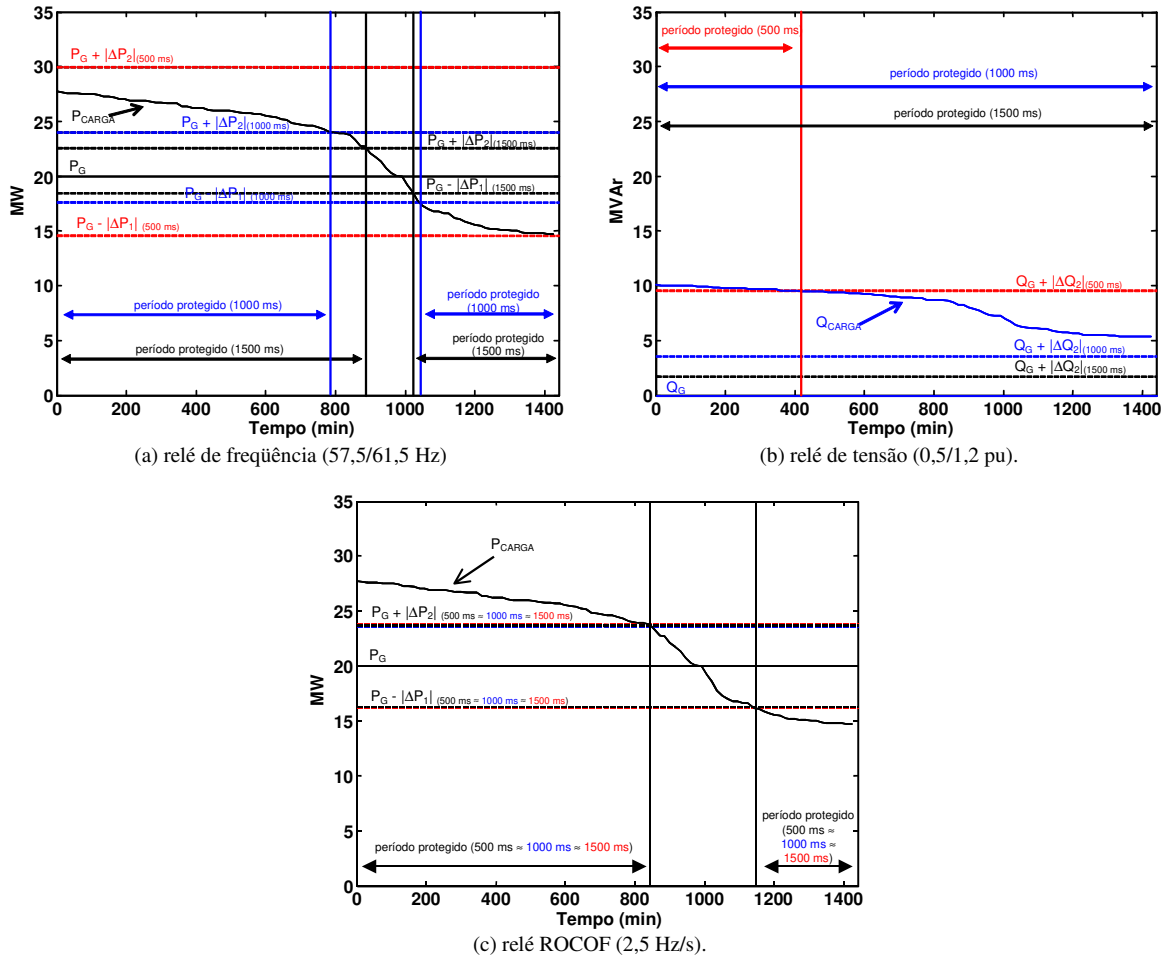


Figura 4.16: Análise gráfica do impacto do tempo de detecção requerido no risco de ilhamento (Potência injetada pelo gerador = 20 MW e curva de duração de carga RL-01).

4.2.6. Operação com o Relé Temporizado

A presente subseção avalia o impacto da temporização dos relés no risco de ilhamento. A vantagem da aplicação de ajustes temporizados é a diminuição da ocorrência de falsa operação. Os resultados são sumarizados na Figura 4.17 e Figura 4.18, para as combinações de relés de freqüência e tensão, e relés ROCOF e tensão, respectivamente, nos quais se compara o risco de ilhamento para os casos com ajustes temporizados com os não temporizados. Deve ser ressaltado que a temporização é aplicada tanto nos relés baseados em medida de freqüência, quanto nos relés de tensão. O tempo de detecção foi fixado em 500 ms nesses casos. Pode-se concluir dos

resultados, que quanto maior o valor da temporização, maior é o risco de ocorrência de ilhamento.

A Figura 4.19 ilustra graficamente o impacto de ajustes temporizados nos índices de risco de ilhamento. É possível observar que as faixas de não detecção relacionadas com os ajustes temporizados são mais largas em relação aos ajustes instantâneos. Portanto, apesar de diminuir a chance de falsa operação, os ajustes temporizados aumentam o risco de ilhamento. Entretanto, no caso do ROCOF, tal aumento pode ser insignificante.

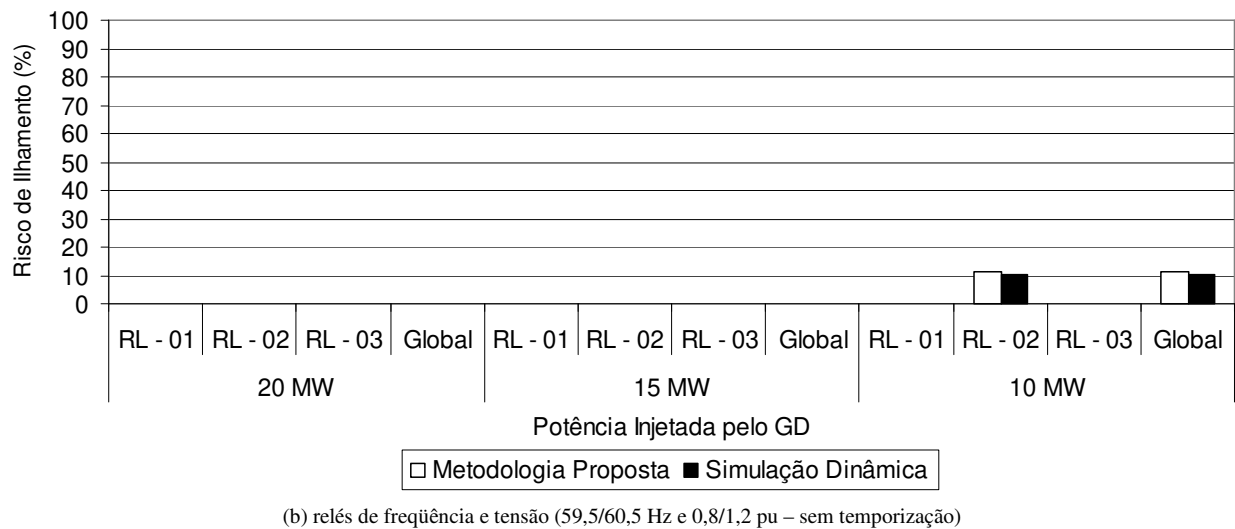
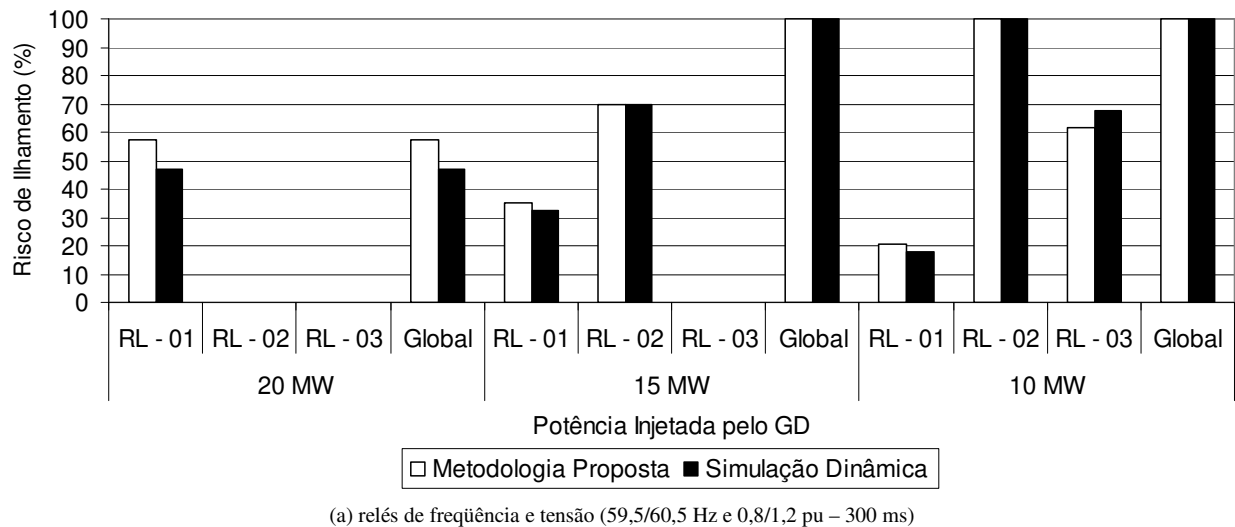
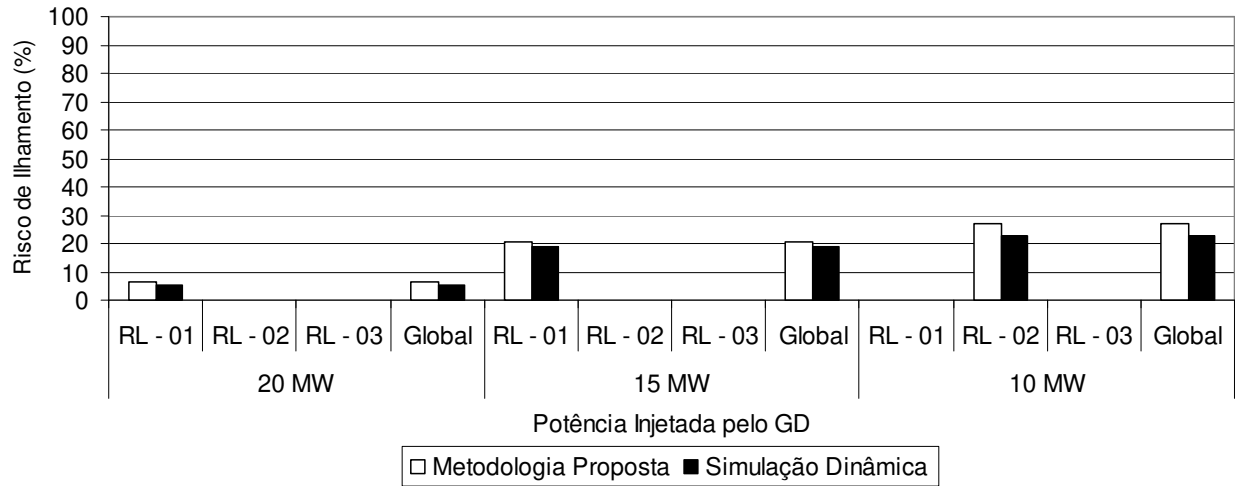
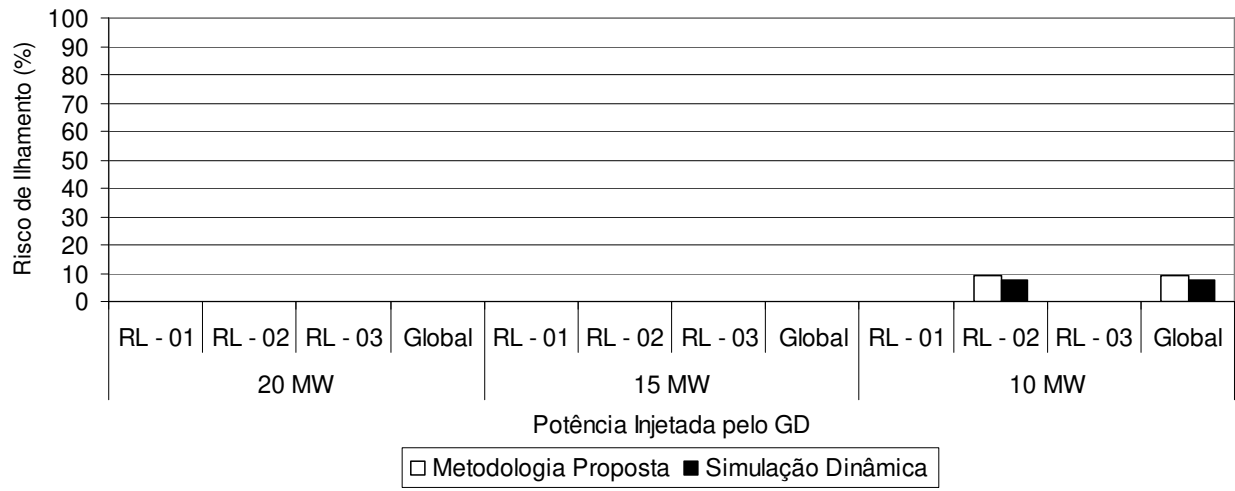


Figura 4.17: Impacto do ajuste temporizado no risco de ilhamento (relés de frequência e tensão; tempo de detecção requerido = 500 ms).



(a) relés ROCOF e tensão (0,5 Hz/s e 0,8/1,2 pu – 300 ms)



(b) relés ROCOF e tensão (0,5 Hz/s e 0,8/1,2 pu – sem temporização)

Figura 4.18: Impacto do ajuste temporizado no risco de ilhamento (relés ROCOF e tensão; tempo de detecção requerido = 500 ms).

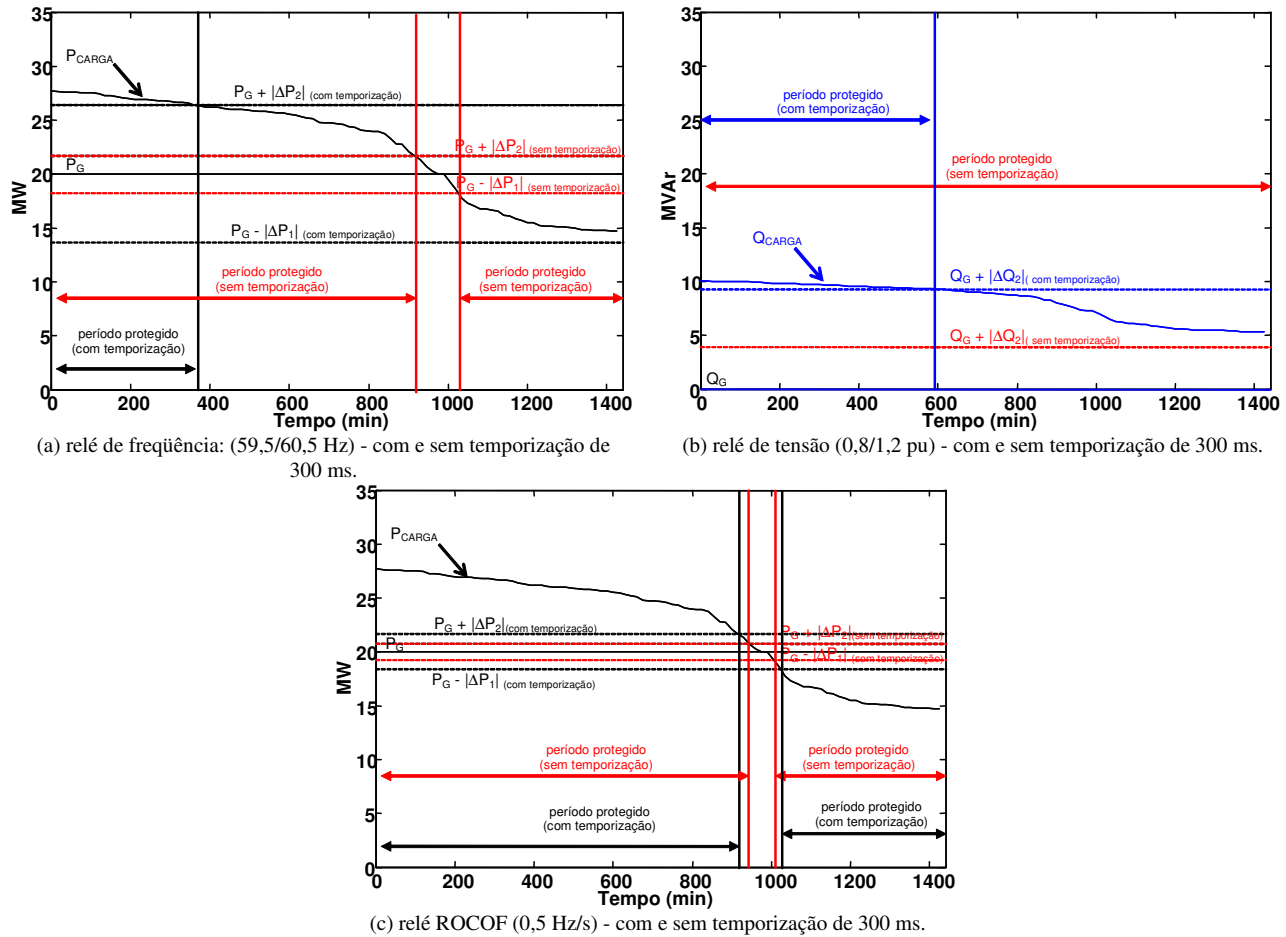


Figura 4.19: Análise gráfica do impacto do ajuste temporizado no risco de ilhamento (Potência injetada pelo gerador = 20 MW; curva de duração de carga RL-01; tempo de detecção = 500 ms).

O estudo prévio foi repetido para um tempo de detecção de 1000 ms. Nesta situação, os relés com ajustes temporizados são tão eficientes quanto os com ajustes instantâneos. Logo, é mais adequado empregar ajustes temporizados quando o tempo de detecção é menos restritivo. Em outras palavras, quando o tempo de detecção é 1000 ms ou maior, o índice de risco praticamente não se altera com a temporização dos relés e, ao mesmo tempo, a chance de falsa operação é reduzida.

4.2.7. Tipos de Carga

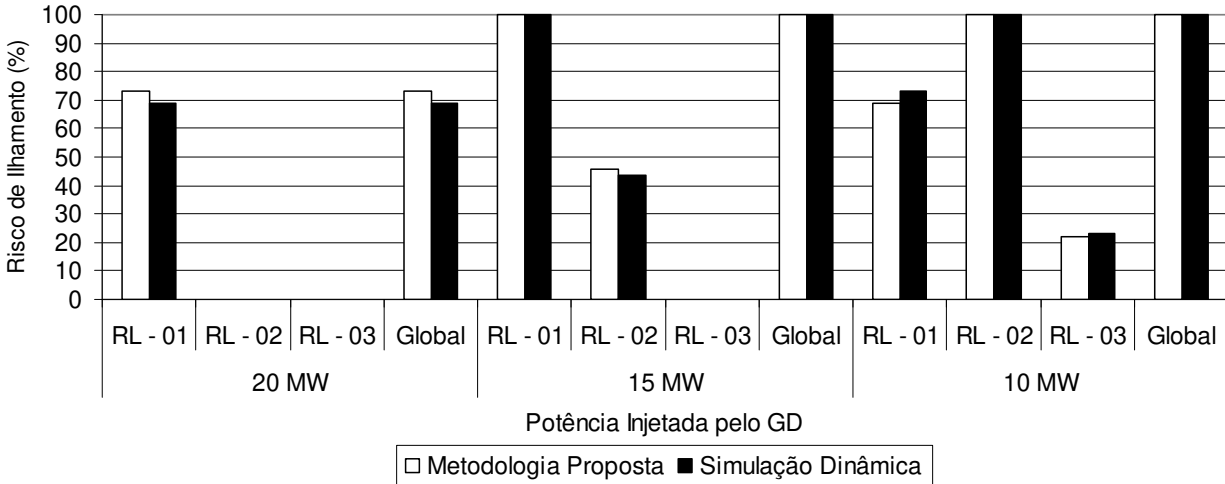
Os estudos realizados nas subseções anteriores contemplaram cargas do tipo potência constante, nas quais a potência consumida é independente do comportamento da tensão. Entretanto, cargas dependentes da tensão, principalmente cargas impedância constante, têm grande influência na operação dos relés baseados em medidas de frequência e tensão, uma vez que o desbalanço de potência após a ocorrência do ilhamento pode variar significativamente

([5], [15]). Diante desse contexto, o impacto das cargas do tipo impedância constante é analisado em detalhe nesta subseção.

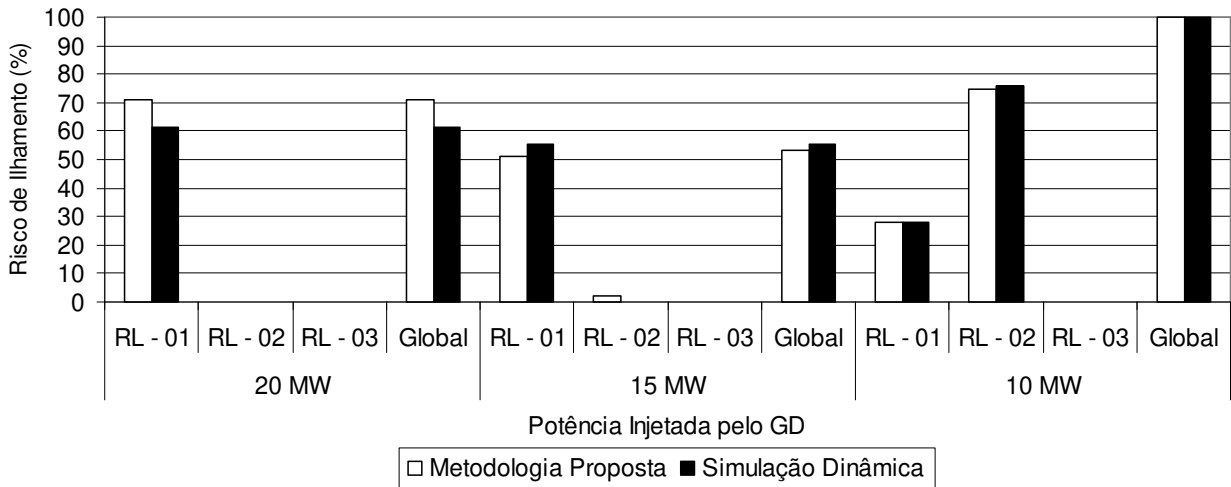
Quando cargas impedância constante são consideradas na avaliação de risco, algumas modificações na metodologia das tabelas de dados são necessárias para que as zonas de não detecção sejam construídas adequadamente. Basicamente, as modificações necessárias incluem: 1) aplicação de um fator de correção nos limites ΔQ_1 e ΔQ_2 e 2) rotação da referência composta pelas coordenadas potência reativa e potência ativa. Estas modificações são detalhadas no Apêndice C. Uma vez que a zona de não detecção modificada é obtida, a metodologia proposta desenvolvida no Capítulo 3 pode ser aplicada para cargas impedância constante.

4.2.7.1. Validação dos índices de risco obtidos para cargas impedância constante

Primeiramente, os índices de risco obtidos considerando os procedimentos tratados no Apêndice C para cargas impedância constante são comparados com os obtidos através de simulação de transitórios eletromagnéticos. Os resultados mostrados na Figura 4.20 sugerem que os índices de risco calculados pelo método proposto se aproximam dos resultados obtidos por simulações dinâmicas. Deve ser ressaltado que casos considerando outros valores de ajustes do relé, de tempo de detecção e de capacidade do gerador foram analisados e precisão similar foi obtida, mas apenas dois casos representativos são mostrados aqui.



(a) relés de frequência e tensão (57,5/61,5 Hz e 0,5/1,2 pu)

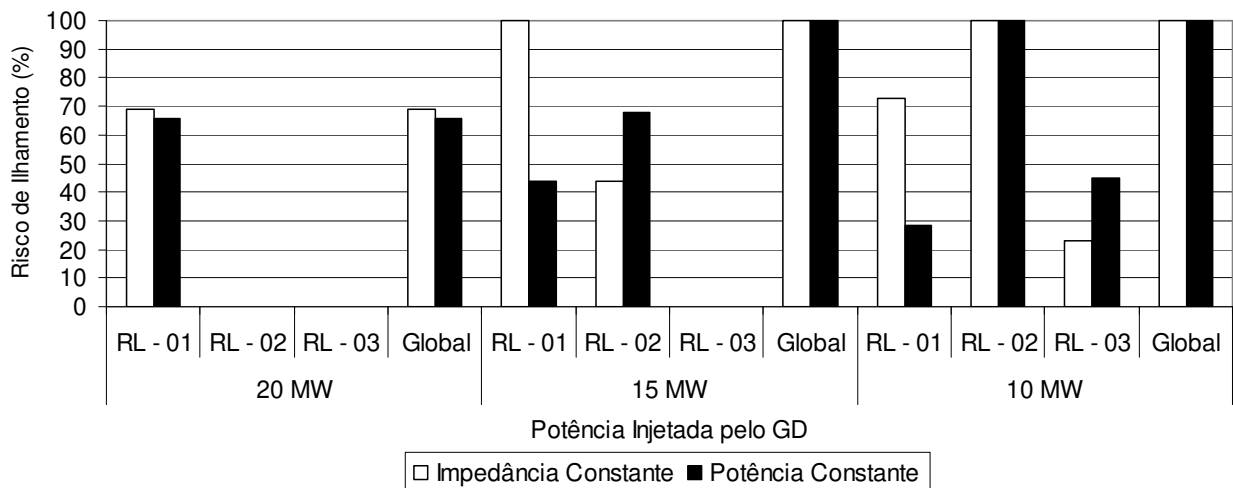


(b) relés de ROCOF e tensão (2,5 Hz/s e 0,5/1,2 pu)

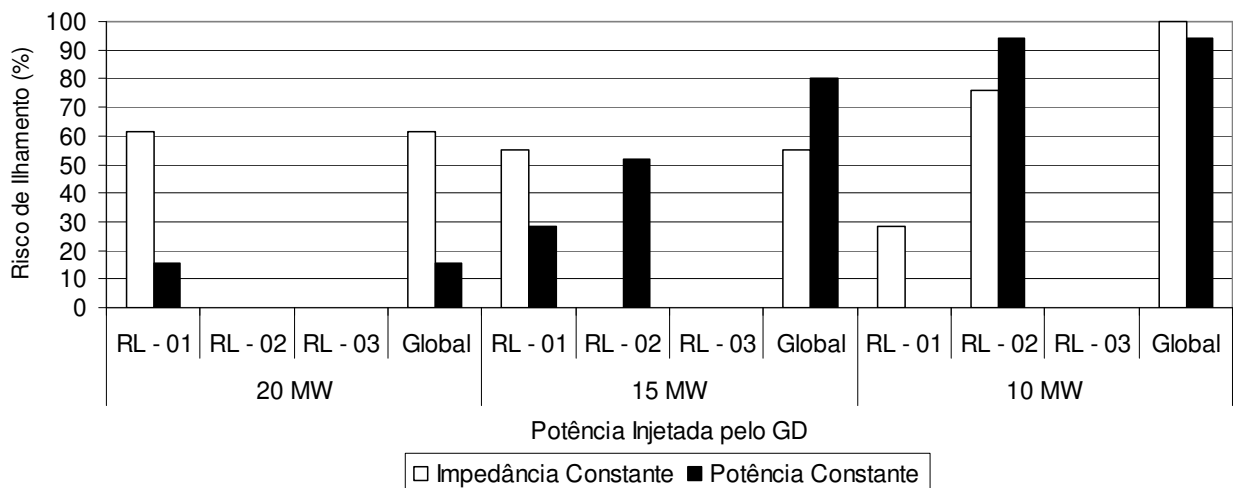
Figura 4.20: Avaliação de risco para cargas impedância constante (tempo de detecção = 500 ms).

4.2.7.2. Análise comparativa entre cargas potência e impedância constante

Esta subseção apresenta uma análise comparativa do risco de ilhamento não intencional calculado para cargas potência constante e para cargas impedância constante. Dois casos representativos são mostrados na Figura 4.21, uma para combinação de relés de frequência e tensão, e outra de relés ROCOF e tensão. A partir dos resultados, é possível perceber que há situações nas quais os índices de risco associado a cargas impedância constante são maiores se comparados com os índices calculados para cargas potência constante. Porém, em outros casos essa condição se inverte.



(a) relés de frequência e tensão (57,5/61,5 Hz e 0,5/1,2 pu)



(b) relés ROCOF e tensão (2,5 Hz/s e 0,5/1,2 pu)

Figura 4.21: Análise comparativa do risco de ilhamento: cargas impedância e potência constante (tempo de detecção requerido = 500 ms).

Este comportamento pode ser explicado através da visualização das zonas de não detecção dos dois tipos de carga como mostrado na Figura 4.22. Observa-se que, dependendo da combinação de excesso/déficit de potência ativa e reativa, a área da ZND é maior ou menor quando comparados os dois tipos de carga. Por exemplo, a área da ZND para carga impedância constante no quadrante que há déficit de potência ativa e reativa é muito maior que área associada a cargas potência constante. Por outro lado, no quadrante que há déficit de potência reativa e excesso de potência ativa, a área da ZND para potência constante é maior que a área da ZND relacionada com cargas impedância constante. Em outras palavras, no ponto de operação A, se a carga é do tipo potência constante, o ilhamento será detectado. Entretanto, se a carga é impedância constante, o ilhamento não será detectado. Por outro lado, no ponto de operação B, o

ilhamento será detectado se a carga for impedância constante. Se a mesma for do tipo potência constante, o evento não será detectado.

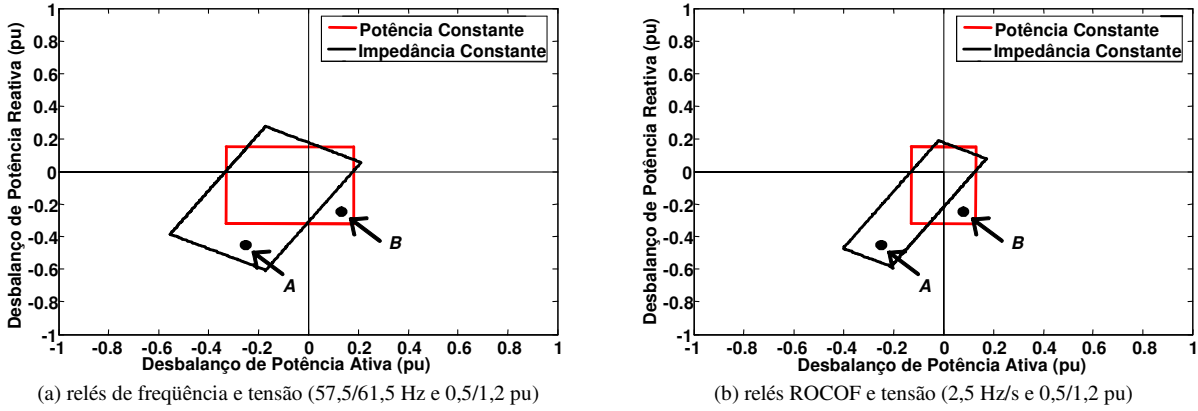


Figura 4.22: Análise comparativa entre as zonas de não detecção relacionadas com cargas potência constante e as relacionadas com cargas impedância constante (tempo de detecção requerido = 500 ms).

4.2.8. Pior Cenário

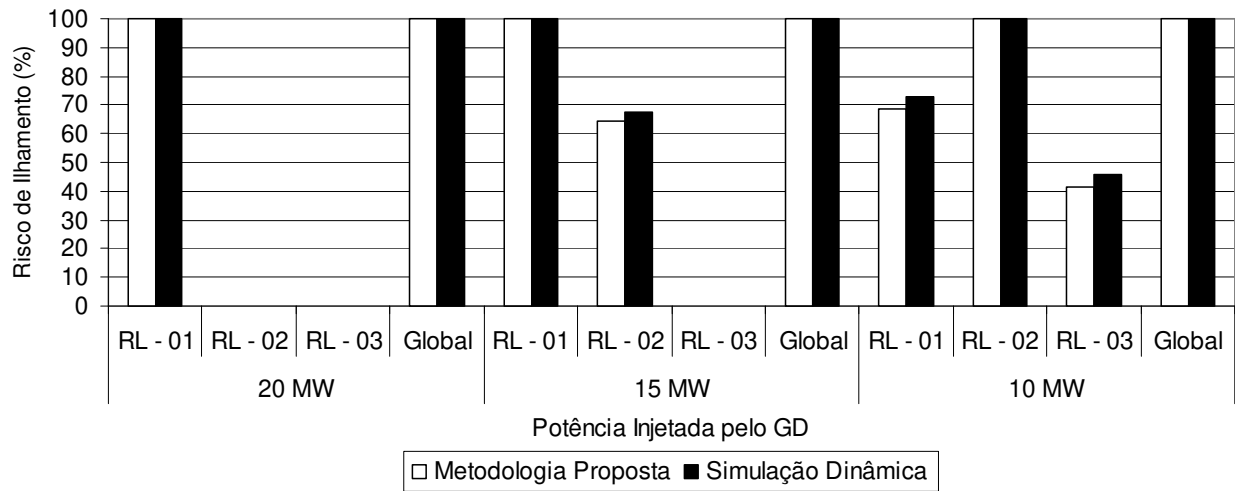
Qualquer método de avaliação de risco deve ser conservativo. Em outras palavras, quando os resultados obtidos pela metodologia mostram que o risco é zero, o risco real deve ser realmente zero. Por outro lado, quando os resultados mostram que o risco é de X %, o risco real deve ser um número menor que X %. A partir dessa consideração, é possível determinar o risco de ilhamento não intencional para o pior cenário – combinação de resultados associados a cargas potência e impedância constante. Basicamente, este índice pode ser calculado através da união do intervalo em que o sistema está desprotegido contra ilhamento considerando apenas cargas potência constante com o intervalo considerando apenas cargas impedância constante. Matematicamente, os índices de risco para o pior cenário podem ser calculados da seguinte maneira:

$$\Delta t_{W-RLn} = \Delta t_{RLn-Pcte} \cup \Delta t_{RLn-Zcte} \quad (9)$$

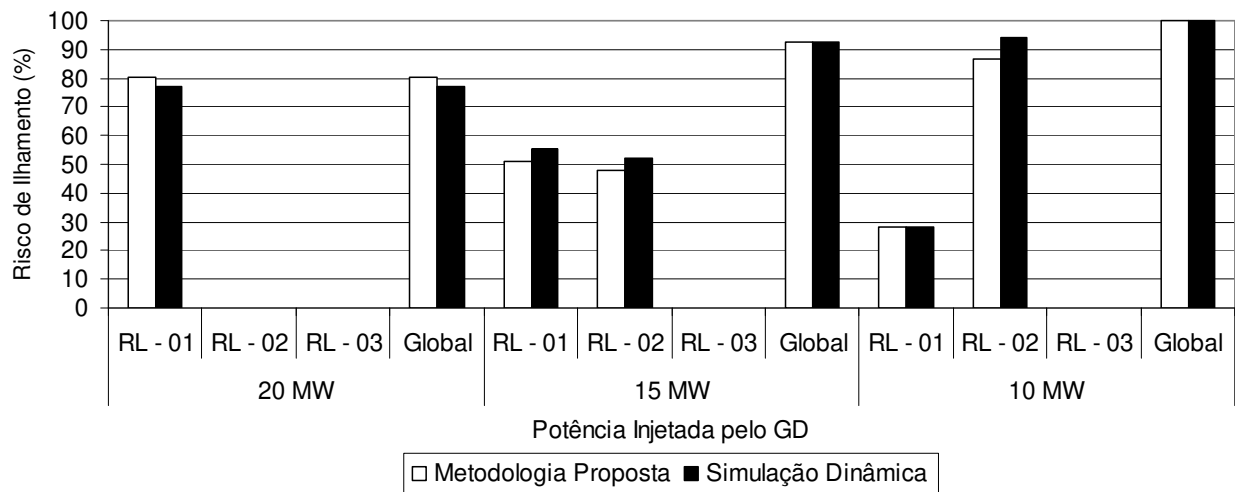
$$\Delta t_{W-G} = \Delta t_{G-Pcte} \cup \Delta t_{G-Zcte} \quad (10)$$

onde $\Delta t_{RLn-Pcte}$ e $\Delta t_{RLn-Zcte}$ são os intervalos de tempo em que o sistema está desprotegido devido à abertura do religador RLn na presença de cargas potência constante e impedância constante, respectivamente. Δt_{W-RLn} é o intervalo de tempo em que o sistema está desprotegido devido à abertura do religador RLn , considerando o pior cenário. Δt_{G-Pcte} e Δt_{G-Zcte} são os intervalos de tempo em que o sistema está desprotegido devido à abertura de qualquer religador na presença de cargas potência constante e impedância constante, respectivamente. Δt_{W-G} é o intervalo em que o

sistema está desprotegido devido à combinação de abertura de todos os religadores, considerando o pior cenário. Alguns resultados são apresentados nas Figura 4.23 e Figura 4.24.

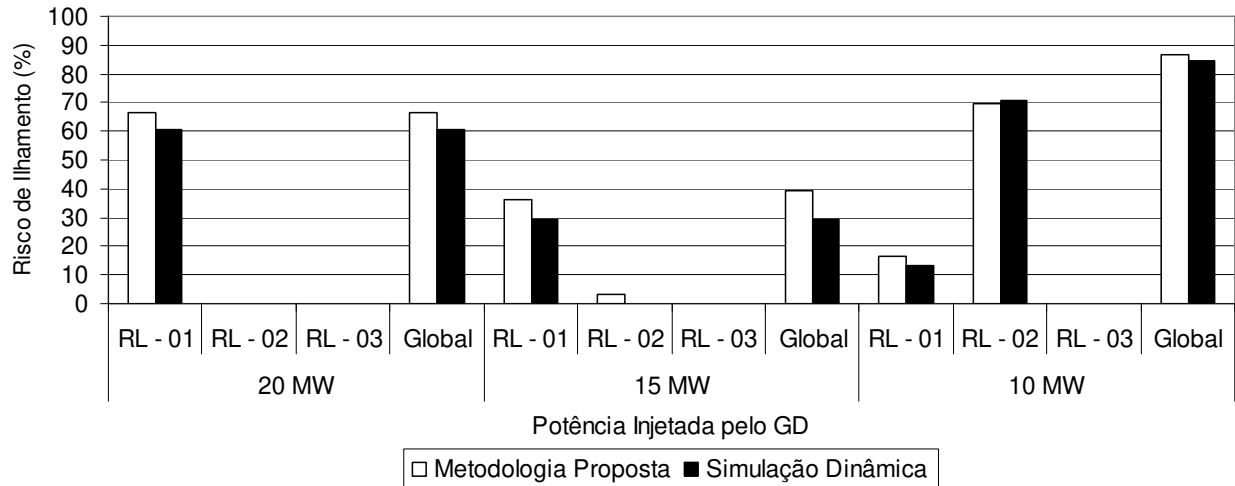


(a) relés de frequência e tensão (57,5/61,5 Hz e 0,5/1,2 pu)

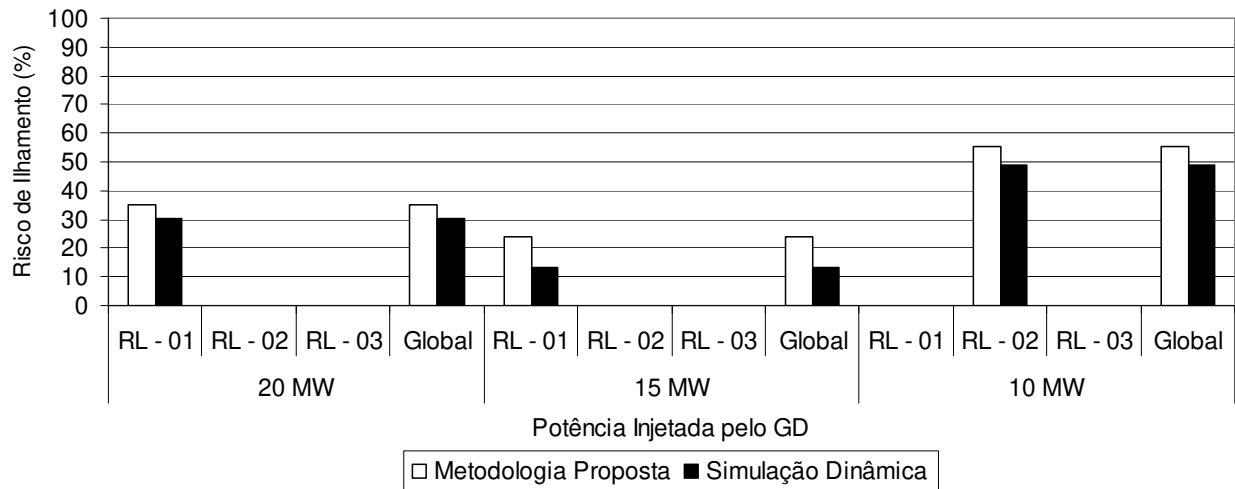


(b) relés ROCOF e tensão (2,5 Hz/s e 0,5/1,2 pu)

Figura 4.23: Pior cenário: (ajustes não sensíveis).



(a) relés de frequência e tensão: 59,5/60,5 Hz – 0,7/1,15 pu.



(b) relés ROCOF e tensão: (0,5 Hz/s e 0,7/1,15 pu)

Figura 4.24: Pior cenário: (ajustes sensíveis).

Os resultados das Figura 4.23 e Figura 4.24 mostram que os índices de risco obtidos pela metodologia proposta são bem próximos daqueles obtidos por simulações dinâmicas.

Capítulo 5

Método Analítico para Estimar a Zona de Não Detecção

Este capítulo descreve o desenvolvimento de um método analítico-iterativo tanto para estimar a zona de não detecção (ZND) dos dispositivos antiilhamento baseados em medidas de frequência e tensão, quanto para determinar os índices de risco de ilhamento, considerando cargas do tipo impedância constante. O método é baseado em um conjunto de fórmulas e em uma aproximação gráfico-iterativa. Usando este método, é possível estimar a zona de não detecção destes sistemas de proteção sem a necessidade de simulações de transitórios eletromagnéticos. A precisão do método é verificada através de comparação com as zonas de não detecção obtidas por simulações de transitórios eletromagnéticos.

5.1. Desenvolvimento do Método Analítico-Iterativo

Como descrito no Capítulo 3, a zona de não detecção (ZND) de um sistema de proteção composto por relés de frequência e de tensão pode ser estimada encontrando-se ΔP_1 , ΔP_2 , ΔQ_1 e ΔQ_2 no espaço $\Delta Q \times \Delta P$, mostrados na Figura 5.1(a) para cargas tipo potência constante. A obtenção de várias zonas de não detecção via simulação de transitórios eletromagnéticos, tanto para cargas potência constante quanto para impedância constante, mostrou que a principal diferença entre a ZND para carga potência constante, Figura 5.1(a), e para carga impedância constante, Figura 5.1(b), é que a segunda é rotacionada de um determinado ângulo em relação à primeira.

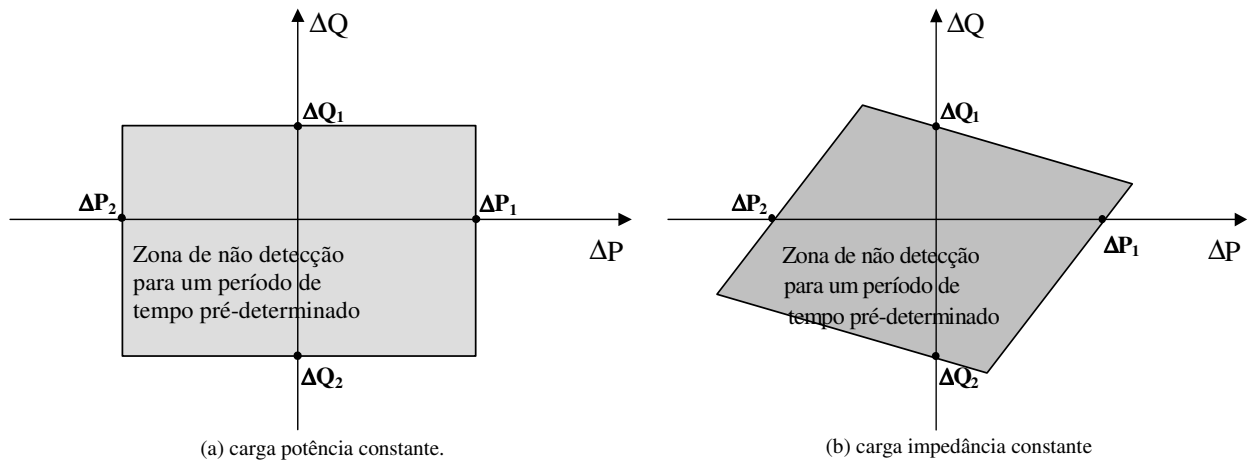


Figura 5.1: Zonas de não detecção típicas para diferentes tipos de carga.

O fenômeno físico que esclarece a rotação das zonas de não detecção associadas às cargas impedância constante pode ser parcialmente visualizado através da Figura 5.2. Dependendo do quadrante, no plano desbalanço de potência reativa por desbalanço de potência ativa, em que o ponto de operação do sistema elétrico se encontra, o desbalanço de ativa pode diminuir ou aumentar após o ilhamento, dependendo do valor de desbalanço de potência reativa, quando a carga é do tipo impedância constante. Nesta figura, P_G é a potência ativa fornecida pelo gerador, P_L é a potência ativa consumida pela carga, ΔP_0 é o desbalanço de potência ativa imediatamente antes da ocorrência do ilhamento e ΔP_F é o desbalanço de potência ativa resultante. Deve ser ressaltado que na Figura 5.2, no instante em que o ilhamento ocorre, para efeito de ilustração, considerou-se variação instantânea no desbalanço de potência ativa. No caso (a) da Figura 5.2, que corresponde ao terceiro quadrante da Figura 5.1(b), antes da ocorrência do ilhamento, a geração de potência ativa é menor do que o consumo das cargas do provável sub-sistema isolado. Logo, existe déficit de potência ativa. Também considerou-se que há déficit de potência reativa nesse sub-sistema para o caso (a). Portanto, após o ilhamento, a tensão e a frequência sofrem uma queda devido aos déficits de potência ativa e reativa, respectivamente. Com a queda da tensão, os consumos de potência ativa das cargas também diminuem, uma vez que as mesmas são dependentes da tensão. Logo, o desbalanço de potência ativa diminui, conforme apresentado na Figura 5.2(a). Conseqüentemente, maior é o desbalanço de potência ativa necessário para ativar o relé antiilhamento e maior é a zona de não detecção no terceiro quadrante da Figura 5.1(b). Na situação representada pelo caso (b), que corresponde ao segundo quadrante da Figura 5.1(b), também há déficit de potência ativa, porém, excesso de potência reativa no provável sub-sistema ilhado. Assim, após a ocorrência do ilhamento, as tensões nodais aumentam, elevando o consumo

de potência ativa das cargas. Como consequência disso, o desbalanço de potência ativa também aumenta. Quando há excesso de potência ativa e reativa, primeiro quadrante da Figura 5.1(b), o desbalanço de potência ativa diminui, conforme ilustra o caso (c). Nessas condições, após a ocorrência do ilhamento, as tensões nodais aumentam levando ao aumento da potência ativa das cargas. Logo, o desbalanço de potência ativa diminui. Finalmente, o caso (d), que corresponde ao quarto quadrante da Figura 5.1(b), ilustra uma condição de excesso de potência ativa e déficit de potência reativa, antes do ilhamento acontecer. Após este evento, as tensões nodais diminuem devido à carência de potência reativa, levando à redução na potência ativa das cargas. Portanto, o desbalanço de potência ativa aumenta.

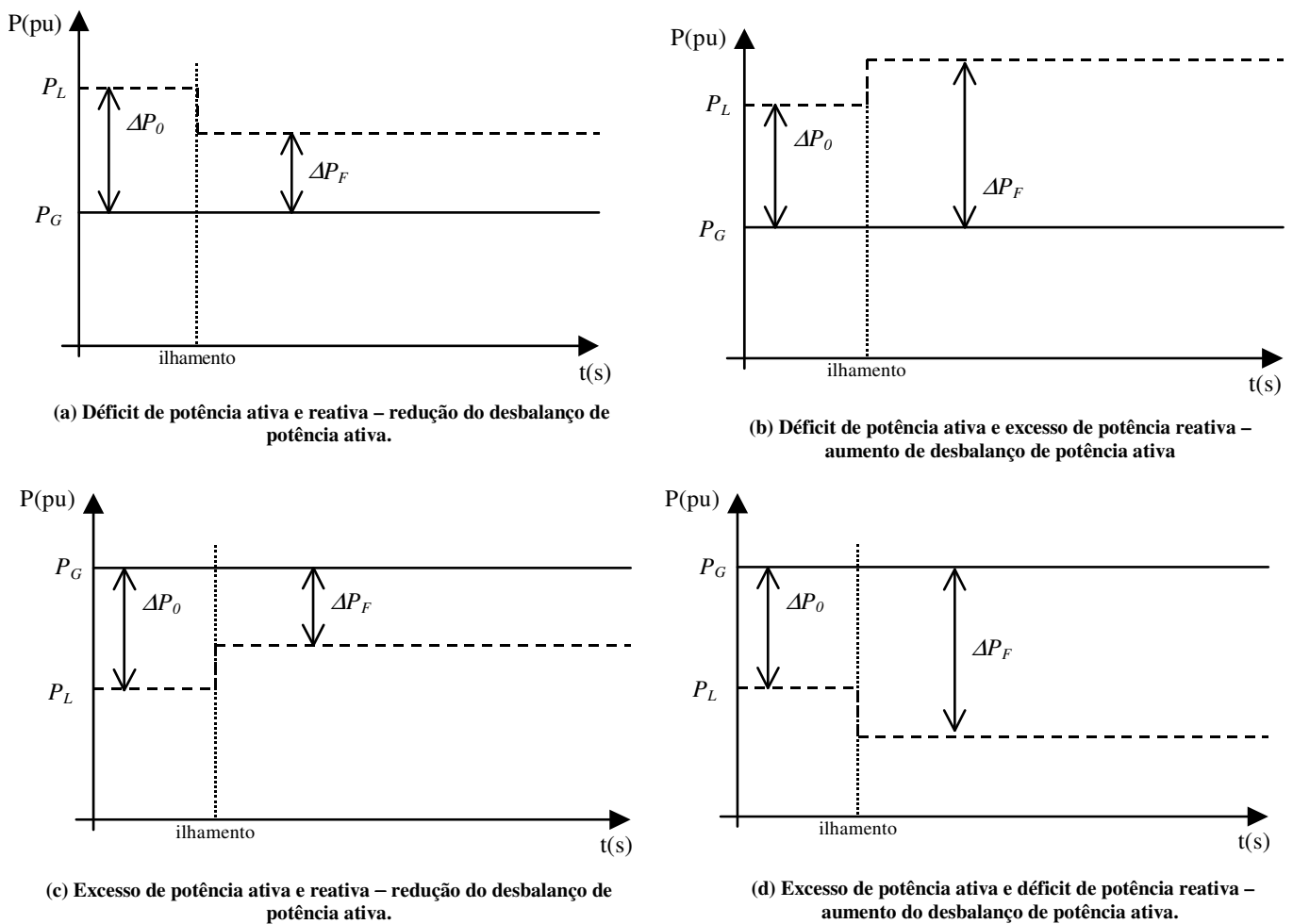


Figura 5.2: Explicação física para a inclinação da zona de não detecção associada a cargas impedância constante.

Outra observação foi que, para cargas impedância constante, os limites da ZND associados ao desbalanço de potência ativa (*i.e.*, ΔP_1 e ΔP_2) praticamente não se alteram se comparado com

os limites da ZND para cargas potência constante. Contudo, os limites associados com o desbalanço de potência reativa (*i.e.*, ΔQ_1 e ΔQ_2) mudam consideravelmente. As subseções a seguir demonstram como as quatro coordenadas podem ser determinadas através do método analítico proposto.

5.1.1. Determinação de ΔP_1 e ΔP_2

Os pontos ΔP_1 e ΔP_2 dependem apenas dos relés baseados em medidas de frequência. Com objetivo de obter esses pontos de forma simples e rápida, sem depender de numerosas simulações, foram desenvolvidos métodos analíticos, através dos quais fosse possível determinar diretamente o desempenho dinâmico dos relés de frequência e dos relés de taxa de variação de frequência ([5]). Essencialmente, esses métodos envolvem um conjunto de fórmulas desenvolvidas a partir das soluções analíticas da equação de oscilação da máquina síncrona e das equações dos relés. O desenvolvimento desses métodos é apresentado a seguir.

5.1.1.1. Modelo do sistema

Para desenvolvimento das fórmulas, o gerador síncrono é representado pelo modelo clássico, *i.e.* uma fonte de tensão atrás de uma reatância. O diagrama esquemático de um gerador síncrono com uma carga local é mostrado na Figura 5.3. Em regime permanente, a potência mecânica P_M (admitida igual à potência elétrica P_{GS}) do gerador síncrono está equilibrada com a potência elétrica P_L consumida pela carga L e com a potência elétrica P_{SIS} fornecida (ou consumida) pela rede elétrica. Portanto, a velocidade ω e o ângulo δ do rotor do gerador síncrono são constantes. Depois da abertura do disjuntor DJ , o desbalanço de potência ativa ΔP , cujo valor é igual a P_{SIS} , causa transitórios no gerador síncrono. O comportamento dinâmico do subsistema pode ser determinado usando a equação de oscilação da máquina síncrona. No desenvolvimento matemático a seguir, admite-se que as cargas são representadas pelo modelo de potência constante. A equação de oscilação do gerador síncrono é dada por:

$$\begin{cases} \frac{2H}{\omega_0} \frac{d\omega}{dt} = P_M - P_L = -P_{SIS} = \Delta P \\ \frac{d\delta}{dt} = \omega - \omega_0 \end{cases} \quad (11)$$

em que H é a constante de inércia do gerador, $\omega_0 = 2\pi f_0$ é a velocidade síncrona, f_0 é a frequência nominal do sistema e as demais variáveis já foram definidas previamente. Essa equação será

empregada para representar a dinâmica do gerador. As fórmulas analíticas para cada um dos relés baseados em medidas de frequência analisados neste projeto de mestrado são apresentadas a seguir.

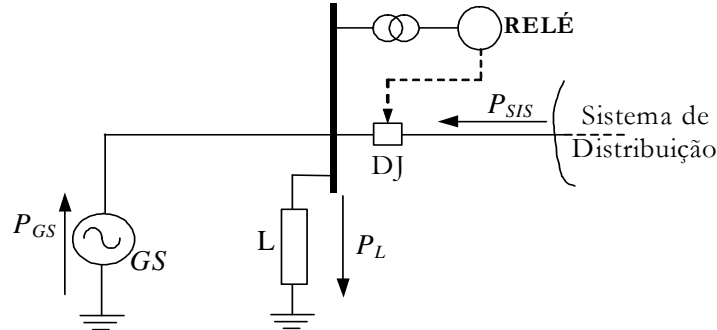


Figura 5.3: Gerador síncrono operando em paralelo com o sistema de distribuição.

5.1.1.2. Relé de Sub/Sobrefrequência

A velocidade do rotor do gerador pode ser obtida solucionando-se a equação (11) como segue:

$$\omega = \frac{\omega_0 \cdot \Delta P}{2H} t + \omega_0 \quad (12)$$

O comportamento da velocidade angular no tempo pode ser representado por $\omega = \omega_0 + \Delta\omega$. Substituindo esta expressão na equação (12), tem-se:

$$\omega_0 + \Delta\omega = \frac{\omega_0 \cdot \Delta P}{2H} t + \omega_0 \Rightarrow \Delta\omega = \frac{\omega_0 \cdot \Delta P}{2H} t \quad (13)$$

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

$$\Delta f = \frac{f_0 \cdot \Delta P}{2H} t \quad (14)$$

A equação (14) fornece a relação entre o desvio de frequência da rede ilhada Δf , o tempo de detecção e o desbalanço de potência ativa. Para simplificar, admite-se que o ajuste do relé de sub/sobre frequência é um valor correspondente ao desvio Δf em torno de 60 Hz. Assim, no limiar de operação do relé, a grandeza medida Δf é igual ao ajuste do relé, o qual será representado por β . Portanto, $\Delta f = \beta$. Além disso, relés comerciais de frequência possuem um tempo de mínima operação referente aos atrasos no circuito de medição e algoritmo do relé. Este tempo será representado por Δt . Logo, o tempo total de detecção do relé (t_d) é composto pelo

tempo de detecção do evento (t na equação (14)) mais o tempo de mínima operação (Δt). Assim, tem-se a equação (15):

$$t = t_d - \Delta t \quad (15)$$

A equação (15) deve ser substituída na equação (14), resultando:

$$\beta = \frac{f_0 \cdot \Delta P}{2H} (t_d - \Delta t) \quad (16)$$

No caso da avaliação de risco, a variável de interesse é o desbalanço de potência ativa ΔP . Logo, modificando a equação (16), tem-se que:

$$\Delta P = \frac{2H \cdot \beta}{f_0 \cdot (t_d - \Delta t)} \quad (17)$$

5.1.1.3. *Relé de Taxa de Variação de Frequência (ROCOF)*

A taxa de variação da frequência pode ser calculada solucionando a equação (11), resultando na expressão (18):

$$\frac{df}{dt} = \frac{1}{2\pi} \frac{d\omega}{dt} = \frac{f_0}{2H} \Delta P \quad (18)$$

De acordo com a equação (18), a taxa de variação da frequência é proporcional ao desbalanço de potência ativa. Na Figura 5.4, o sinal K utilizado para disparar o relé corresponde ao valor da taxa de variação de frequência calculada depois que o sinal de entrada do relé (frequência elétrica) é processado por filtros. Estes, por sua vez, foram representados por uma função de transferência de primeira ordem, com constante de tempo T_d .

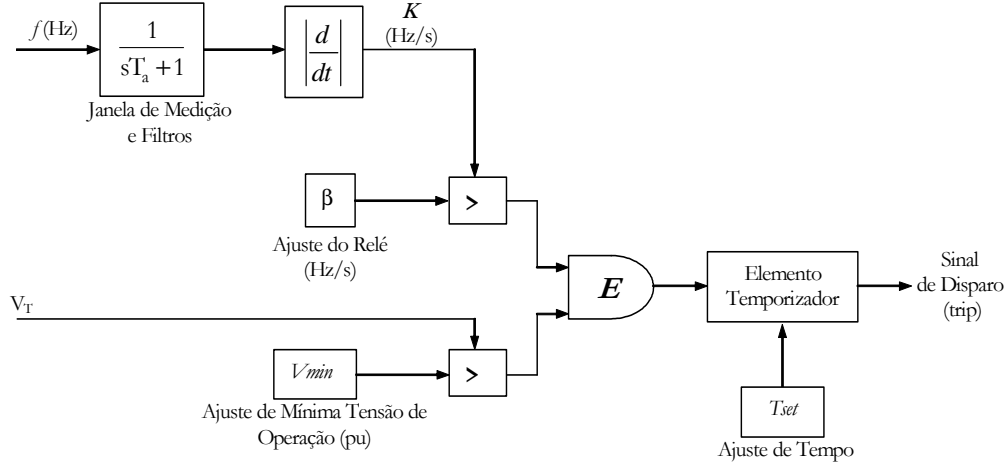


Figura 5.4: Modelo computacional do relé de taxa de variação de frequência.

Assim, da equação (18) e da Figura 5.4 determina-se o sinal utilizado pelo relé por meio da equação (19):

$$K = \frac{f_0 \Delta P}{2H \cdot (T_a s + 1)} \quad (19)$$

em que "s" representa o operador d/dt e T_a é a constante de tempo do filtro e da janela de medição do relé. Em $t = 0$, tem-se $K(0) = 0$ porque o sistema está operando em regime permanente. Portanto, a solução da equação (19) no domínio do tempo é dada por:

$$K = \frac{f_0 \Delta P}{2H} \left(1 - e^{-\frac{t}{T_a}} \right) \quad (20)$$

O relé de taxa de variação de frequência atua se o valor do sinal K for maior que o valor β ajustado no relé. Imediatamente antes da atuação do relé, ambos os sinais são iguais e assim é possível substituir K por β em (20), resultando:

$$\beta = \frac{f_0 \Delta P}{2H} \left(1 - e^{-\frac{t}{T_a}} \right) \quad (21)$$

O relé de taxa de variação de frequência também possui um tempo mínimo de operação devido aos atrasos do circuito de medição, cálculo da taxa de variação de frequência e execução do algoritmo do relé. Esse tempo também é representado por Δt . Portanto, o tempo total de detecção do relé (t_d) é composto pelo tempo de detecção do evento (t na equação (21)) mais o tempo de mínima operação. A relação entre estas variáveis foi apresentada na equação (15) para

o relé de frequência e também é válida para o relé de taxa de variação de frequência. Logo, substituindo (15) em (21), tem-se:

$$\beta = \frac{f_0 \Delta P}{2H} \left(1 - e^{-\frac{(t_d - \Delta t)}{T_a}} \right) \quad (22)$$

Novamente, para a construção da zona de não detecção para aplicação na avaliação de risco, modificando-se a equação (22), o desbalanço de potência ativa ΔP pode ser determinado, como é mostrado na equação (23):

$$\Delta P = \frac{2H}{f_0} \beta \left(1 - e^{-\frac{(t_d - \Delta t)}{T_a}} \right)^{-1} \quad (23)$$

5.1.1.4. Equações finais para determinação de ΔP_1 e ΔP_2

Com base no desenvolvimento acima, as equações finais para determinação de ΔP_1 e ΔP_2 são apresentadas a seguir:

- Relés de frequência:

$$\begin{aligned} \Delta P_1 &= \frac{2H \cdot \beta}{f_0 \cdot (t_d - \Delta t)} \\ \Delta P_2 &= -\frac{2H \cdot \beta}{f_0 \cdot (t_d - \Delta t)} \end{aligned} \quad (24)$$

onde:

- t_d é o tempo de detecção (segundos);
 - Δt é o intervalo de tempo necessário pelo relé para calcular a frequência do sistema e executar o algoritmo (tipicamente, τ é igual a 80 ms para frequência do sistema de 60 Hz).
 - H é a constante de inércia do gerador (segundos);
 - f_0 é a frequência nominal do sistema (Hz);
 - β é o ajuste do relé (Hz);
 - ΔP é o desbalanço entre carga e geração em pu, $\Delta P = |(P_{ger} - P_{carga})| / P_{ger-nominal}$.
- Relés ROCOF:

$$\Delta P_1 = \frac{2H}{f_0} \beta \left(1 - e^{-\frac{(t_d - \Delta t)}{T_a}} \right)^{-1} \quad (25)$$

$$\Delta P_2 = -\frac{2H}{f_0} \beta \left(1 - e^{-\frac{(t_d - \Delta t)}{T_a}} \right)^{-1}$$

onde:

- β é o ajuste do relé (Hz/s);
- T_a é a constante de tempo do filtro passa-baixa empregado para o cálculo de df/dt . Valor típico de T_a é 100 ms (ou 6 ciclos);
- Δt é o intervalo de tempo necessário pelo relé para calcular a frequência do sistema executar o algoritmo (tipicamente, τ é igual a 130 ms para frequência do sistema de 60 Hz).

5.1.2. Determinação de ΔQ_1 e ΔQ_2

O cálculo dos pontos ΔQ_1 e ΔQ_2 através de uma fórmula simples é complexo, senão impossível. Entretanto, foi desenvolvido um simples método analítico gráfico-iterativo, descrito a seguir. Basicamente, a idéia foi desenvolver uma expressão analítica que fornecesse a resposta no tempo da tensão terminal de um gerador síncrono, inicialmente operando em vazio, após o chaveamento de uma carga puramente reativa.

Essa expressão pode ser obtida da seguinte forma. Primeiramente, considera-se um gerador síncrono inicialmente operando em vazio, com resistência da armadura desprezível e com excitação constante ([16], [17]). No ponto $t = 0$ segundo, um curto-circuito trifásico é aplicado nos terminais da máquina. A partir das equações da máquina síncrona no eixo de referência dq , as correntes do eixo direto i_d e do eixo em quadratura i_q podem ser calculadas a partir das equações (26) e (27):

$$i_d = V_0 \left[\frac{1}{X_d} + \left(\frac{1}{X_d'} - \frac{1}{X_d} \right) e^{-\frac{t}{T_d'}} + \left(\frac{1}{X_d''} - \frac{1}{X_d'} \right) e^{-\frac{t}{T_d''}} \right] - \frac{V_0}{X_d''} e^{-\frac{t}{T_a}} \cos(\omega_o t) \quad (26)$$

$$i_q = -\frac{V_0}{X_q''} e^{-\frac{t}{T_a}} \sin(\omega_o t) \quad (27)$$

Aplicando a transformação $dq0$ para abc nas equações (26) e (27), a corrente de linha da fase a (i_a) pode ser determinada através da expressão abaixo:

$$i_a = V_0 \left[\frac{1}{X_d} + \left(\frac{1}{X_d'} - \frac{1}{X_d} \right) e^{-\frac{t}{T_d}} + \left(\frac{1}{X_d''} - \frac{1}{X_d'} \right) e^{-\frac{t}{T_d'}} \right] \cos(\omega_o t + \lambda) - \frac{V_0}{2} e^{-\frac{t}{T_a}} \cos(\lambda) - \frac{V_0}{2} \left(\frac{1}{X_d''} - \frac{1}{X_q''} \right) e^{-\frac{t}{T_a}} \cos(2\omega_o t + \lambda) \quad (28)$$

em que V_0 é a tensão em pu no terminal do gerador antes do curto circuito, ω_o é a velocidade síncrona em pu, λ é o ângulo entre o eixo da fase a e o eixo direto no instante de aplicação do curto-circuito e constante T_a é a constante de tempo de armadura do gerador síncrono. As expressões das correntes das outras fases, i_b e i_c , podem ser obtidas substituindo $(\omega_o t + \lambda)$ por $(\omega_o t + \lambda - 120^\circ)$ e $(\omega_o t + \lambda + 120^\circ)$, respectivamente. Pode-se observar que a corrente na expressão (28) é composta por uma componente fundamental, uma componente assimétrica e outra componente de segunda harmônica. Na prática, a componente de segunda harmônica pode ser desprezada, porque os valores de X_d'' e X_q'' são muito próximos. Além disso, em estudos de estabilidade transitória da máquina síncrona, admite-se que as derivadas do fluxo magnético do eixo direto e em quadratura são desprezíveis. Tais derivadas representam os transitórios do estator e limitam a variação instantânea dos fluxos magnéticos correspondentes. A partir dessa consideração, a componente assimétrica da expressão (28) também pode ser desprezada. Logo, lembrando que a resistência de armadura foi desprezada, a corrente i_a é composta somente da componente fundamental, como mostra a equação abaixo:

$$i_a = V_0 \left[\frac{1}{X_d} + \left(\frac{1}{X_d'} - \frac{1}{X_d} \right) e^{-\frac{t}{T_d'}} + \left(\frac{1}{X_d''} - \frac{1}{X_d'} \right) e^{-\frac{t}{T_d''}} \right] \cos(\omega_o t + \lambda) \quad (29)$$

A expressão (29) pode ser modificada para representar a situação mostrada na Figura 5.5(a), na qual uma carga reativa X_e é chaveada nos terminais de um gerador síncrono operando em vazio. Neste caso, a expressão da corrente após o fechamento da chave pode ser diretamente obtida adicionando-se a reatância externa X_e às reatâncias do gerador. Portanto, a expressão (29) é modificada substituindo-se X_d , X_d' , X_d'' , T_d' e T_d'' por X_{d_t} , X_{d_t}' , X_{d_t}'' , T_{d_t}' e T_{d_t}'' . Fisicamente, a mesma situação pode ser representada pelo modelo mostrado na Figura 5.5(b), na qual ocorre uma situação de ilhamento e um gerador inicialmente operando em vazio é submetido a um desbalanço de potência reativa.

A tensão terminal V_t é obtida multiplicando-se a equação modificada da corrente ia por X_e , como pode ser verificado na equação (30). Na equação abaixo t foi substituído por t_d , que representa o tempo de detecção do ilhamento ([16], [17]).

$$V_t = V_0 X_e \left[\frac{1}{X_{dt}} + \left(\frac{1}{X_{dt}'} - \frac{1}{X_{dt}} \right) \exp\left(-\frac{t_d}{T_{dt}'}\right) + \left(\frac{1}{X_{dt}''} - \frac{1}{X_{dt}'} \right) \exp\left(-\frac{t_d}{T_{dt}''}\right) \right] \quad (30)$$

onde,

- V_0 é a tensão de regime permanente do gerador (pu);
- X_e é a reatância representando a carga reativa externa (chaveada) (pu);
- t_d representa o tempo necessário para detectar o ilhamento (segundos);
- $X_{dt} = X_d + X_e$ (pu);
- $X_{dt}' = X_d' + X_e$ (pu);
- $X_{dt}'' = X_d'' + X_e$ (pu);
- $T_{dt}' = X_{dt}' T_{d0}' / X_{dt}$ (segundos);
- $T_{dt}'' = X_{dt}'' T_{d0}'' / (X_{dt} T_{dt}')$ (segundos);
- X_d é a reatância do eixo direto (pu);
- X_d' é a reatância transitória do eixo direto (pu);
- X_d'' é a reatância subtransitória do eixo direto (pu);
- T_{d0}' é a constante de tempo transitória de circuito aberto do eixo direto (segundos);
- T_{d0}'' é a constante de tempo subtransitória de circuito aberto do eixo direto (segundos).

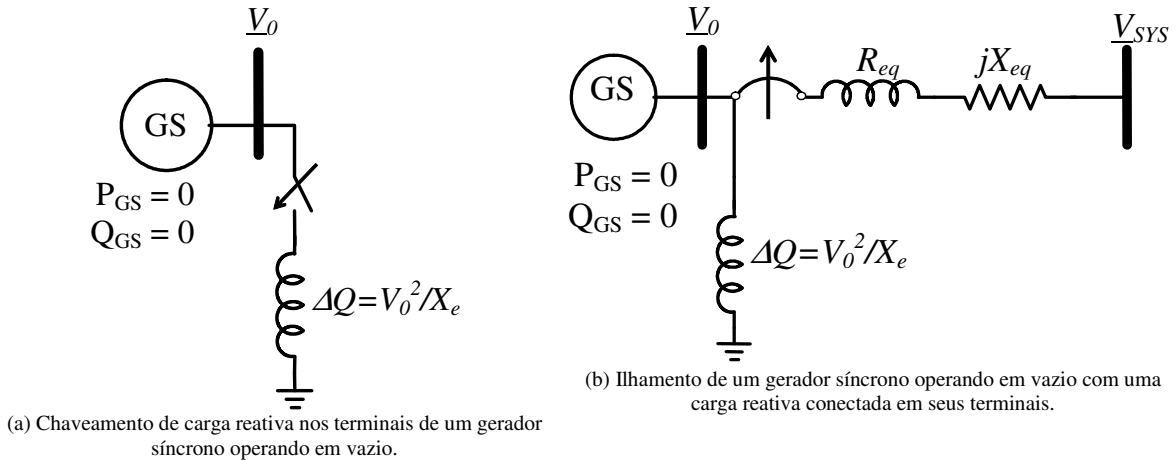


Figura 5.5: Chaveamento de uma carga reativa nos terminais do gerador síncrono.

A partir equação (30), deve-se obter o valor ΔQ (razão entre V_0 ao quadrado e X_e) em função de V_t , V_0 , dos parâmetros do gerador e do tempo de detecção t_d . Porém, encontrar uma solução explícita desta equação em função de ΔQ é bastante complexo (se não impossível). Assim, a solução proposta foi montar uma curva relacionando a tensão terminal com o valor de ΔQ , como é mostrado na Figura 5.6. Nesta figura, V_0 foi adotado igual a 1 pu. Este gráfico

fornece, por exemplo, a seguinte informação: se o ajuste de sobretensão do relé de tensão for igual a 1,1 pu, é necessário aplicar um desbalanço de potência reativa de 0,2754 pu para que a tensão atinja 1,1 pu em t_d segundos (neste exemplo t_d foi adotado igual a 500 ms). Este desbalanço de potência reativa corresponde a ΔQ_1 .

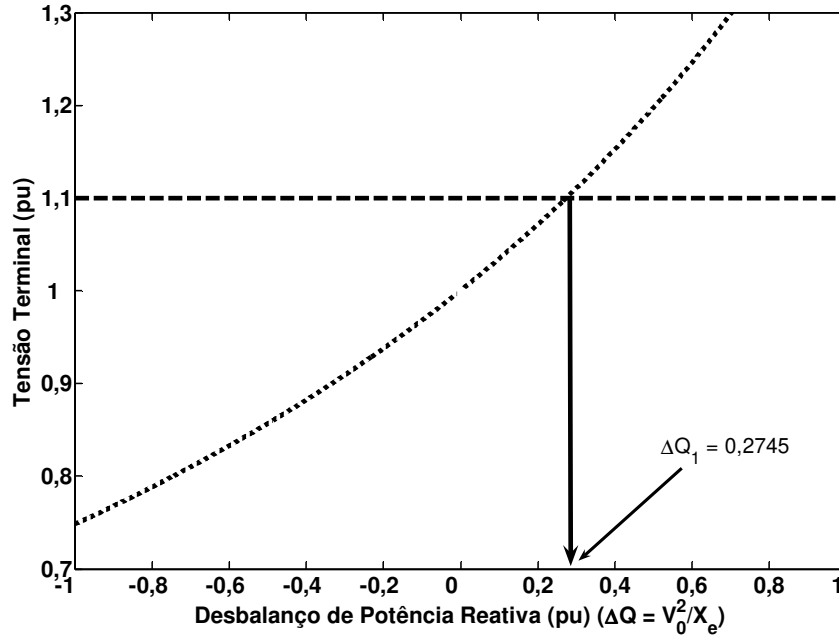


Figura 5.6: Variação da tensão terminal devido a um súbito desbalanço de potência reativa.

O valor de ΔQ_1 , estimado previamente, é preciso somente se a tensão terminal V_0 do gerador antes do ilhamento for 1,0 pu, considerando que o valor de t_d na equação (30), ou seja, o tempo máximo para a tensão atingir o ajuste do relé, é igual a 500 ms. Entretanto, na Figura 5.5(b), no instante da ocorrência do ilhamento, se houver uma carga reativa no terminal do gerador, a tensão de regime permanente V_0 será diferente de 1,0 pu. Como o gerador está operando em vazio, a tensão terminal pré-ilhamento V_0 pode ser calculada através do circuito elétrico equivalente apresentado na Figura 5.7. Logo, a tensão terminal corrigida pode ser calculada por:

$$V_0^{novo} = abs \left[\underline{V}_{SIS} + (R_{eq} + jX_{eq}) \left(- \frac{V_{SIS}}{R_{eq} + j(X_{eq} + X_e)} \right) \right] \quad (31)$$

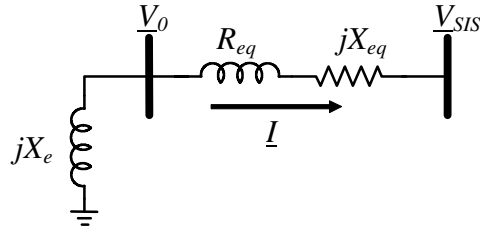


Figura 5.7: Circuito elétrico equivalente.

Portanto, para obter os valores de ΔQ_1 (ou ΔQ_2) de forma precisa, o seguinte processo iterativo foi proposto:

- PASSO 1:** Fazer $V_0 = 1$ pu ;
- PASSO 2:** Calcular V_t através da equação (30);
- PASSO 3:** Determinar ΔQ_1 (ou ΔQ_2) graficamente, como explicado anteriormente;
- PASSO 4:** Corrigir V_0^{new} através da equação (31).
- PASSO 5:** $|V_0 - V_0^{new}| < \text{tolerância}$: Sim: Fim
 Não: Fazer $V_0 = V_0^{new}$ e retornar para PASSO 2

Graficamente, o processo iterativo pode ser visualizado através da Figura 5.8, na qual três iterações são ilustradas para o caso em que o relé de tensão está com um ajuste de subtensão de 1.1 pu. Nesta figura, o tempo máximo (t_d) para a tensão atingir o valor de ajuste também é igual a 500 ms.

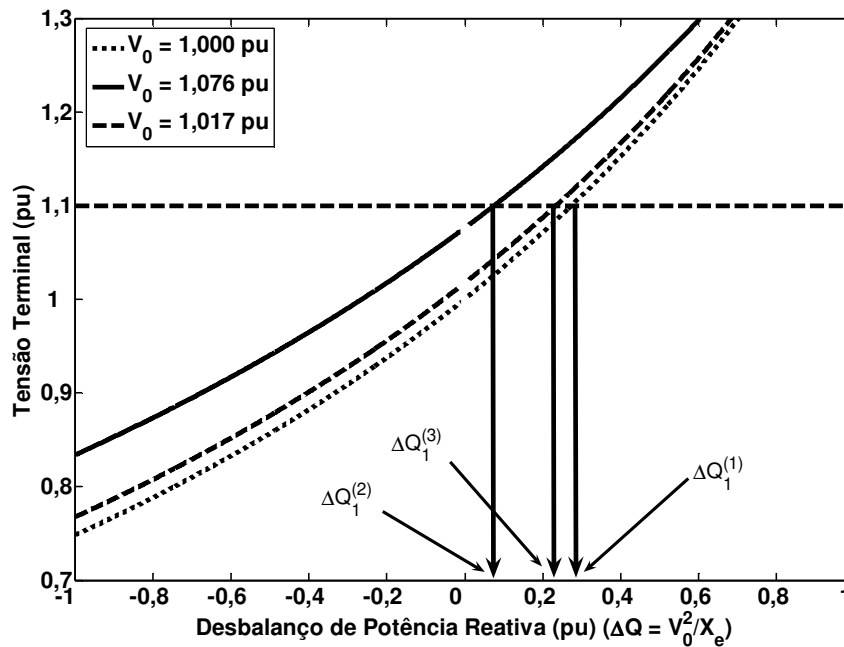
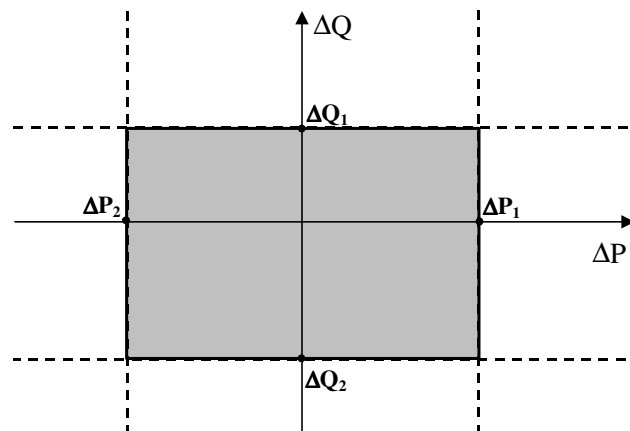


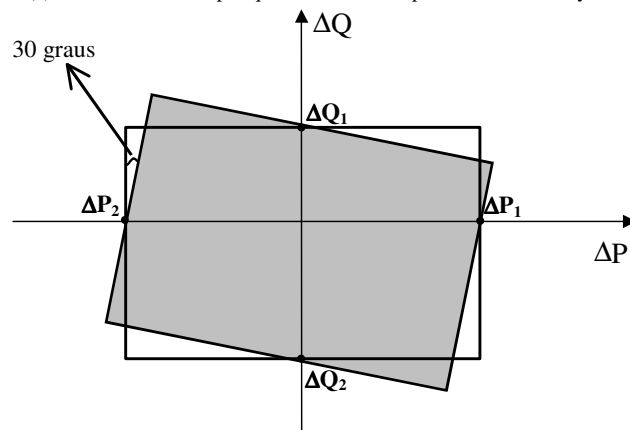
Figura 5.8: Método gráfico-iterativo para calcular ΔQ_1 e ΔQ_2 .

5.1.3. Determinação dos Limites da Zona de Não Detecção

Nas seções anteriores, foi explicado como determinar os pontos ΔP_1 , ΔP_2 , ΔQ_1 e ΔQ_2 . Após ter calculado estes pontos, é ainda necessário determinar graficamente os limites da zona de não detecção. O método foi testado para cargas do tipo impedância constante de modo que a ZND final deve ser rotacionada de um determinado ângulo. Assim, o seguinte procedimento pode ser empregado. Após ter calculado os pontos $(\Delta P_1, 0)$, $(\Delta P_2, 0)$, $(0, \Delta Q_1)$ e $(0, \Delta Q_2)$, quatro linhas retas podem ser traçadas no plano $\Delta Q \times \Delta P$, as quais estão em paralelo com os eixos das ordenadas e das abscissas, como mostra a Figura 5.9(a). Como mencionado previamente, no caso de cargas impedância constante, a ZND deve ser rotacionada de certo ângulo. Baseado em várias simulações de diferentes sistemas foi observado que tal ângulo varia entre 25 e 35 graus. Sendo assim, um ângulo de 30 graus foi empregado. Deve-se notar que a ortogonalidade entre as linhas determinadas pelos desbalanços de potência ativa ΔP_1 e ΔP_2 e pelos desbalanços de potência reativa ΔQ_1 e ΔQ_2 deve ser mantida, como mostra a Figura 5.9(b).



(a) ZND determinada por quatro linhas retas paralelas aos eixos y e x.



(b) ZND determinada após rotação.

Figura 5.9: ZND determinada pelo método proposto.

Um exemplo de zona de não detecção obtida de um sistema elétrico teste, a partir do método analítico-iterativo proposto é mostrado na Figura 5.10.

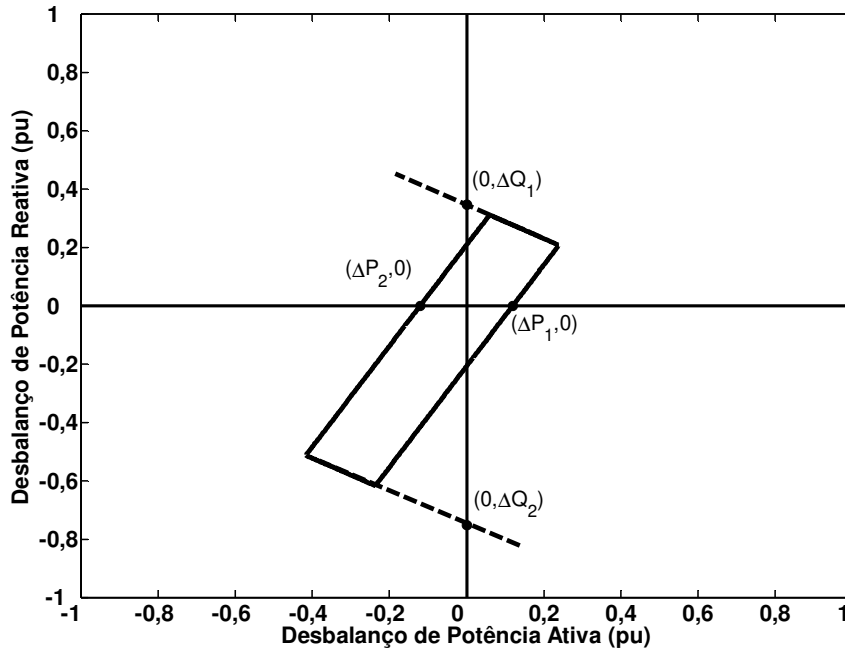


Figura 5.10: Zona de não detecção determinada pelo método analítico-iterativo.

5.1.4. Validação do Método Proposto

A fim de validar o método proposto, o sistema teste apresentado no Capítulo 3, e mostrado novamente na Figura 5.11, é empregado. Primeiramente, a zona de não detecção foi obtida através do mapeamento completo dos pontos de operação do sistema elétrico através de repetidas simulações de transitórios eletromagnéticos. Os pontos relacionados à falha na detecção do ilhamento foram traçados no plano $\Delta Q \times \Delta P$. Além disso, nas simulações, o gerador síncrono foi representado por um modelo de oitava ordem e o sistema da excitação, controlado de modo a manter a injeção de potência reativa constante. Os dados do gerador síncrono e do sistema de excitação bem como dos outros componentes são fornecidos no Apêndice B. Os resultados obtidos para diferentes combinações de relés baseados em medidas de frequência e de tensão são mostrados na Figura 5.12. Nestas figuras, todos os pontos determinados por simulação, nos quais o sistema de proteção não foi capaz de detectar o ilhamento, são representados por pontos pretos. A zona de não detecção determinada pelo método analítico proposto é representada por um

retângulo. Assim, dessas figuras, pode-se ver que o método proposto determina as zonas de não detecção com boa exatidão.

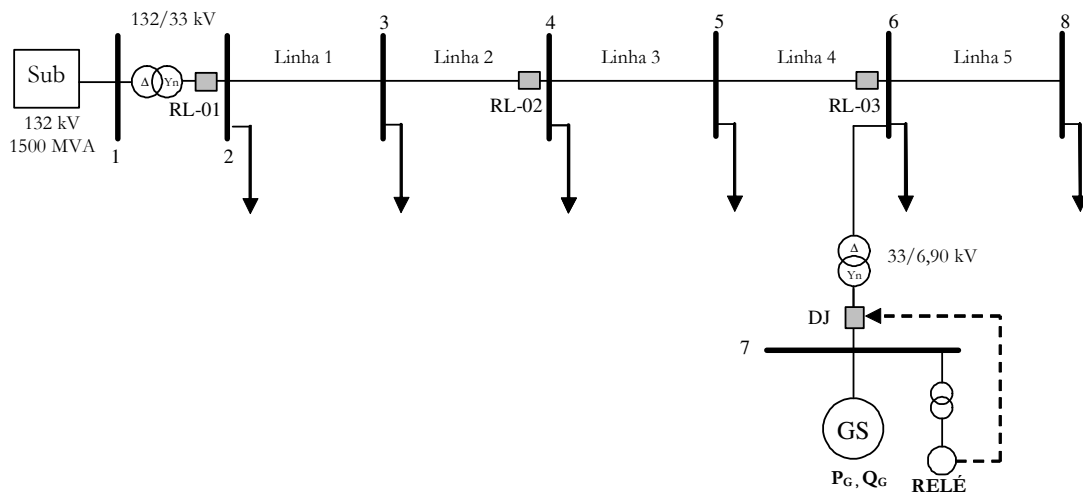


Figura 5.11: Diagrama unifilar do sistema de distribuição teste.

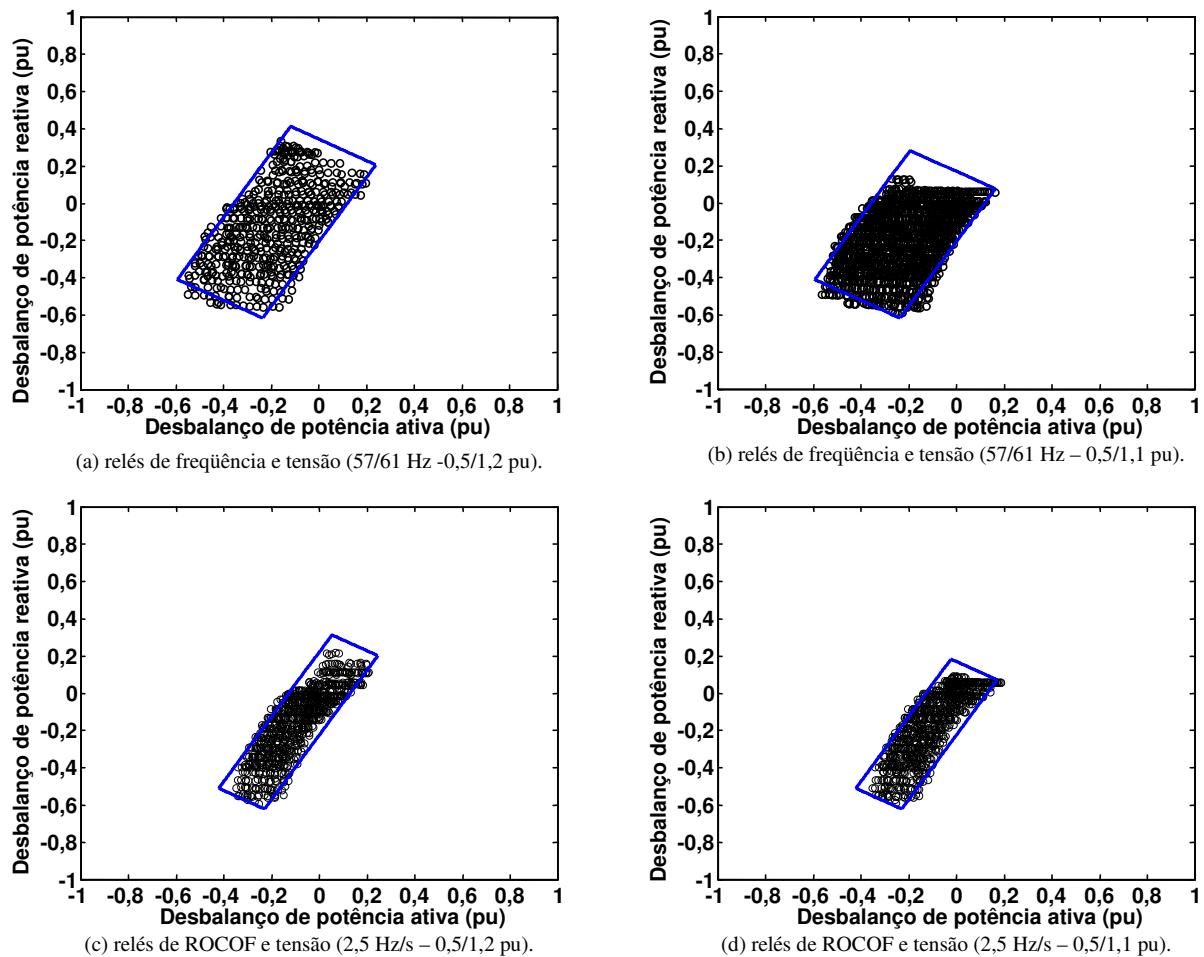


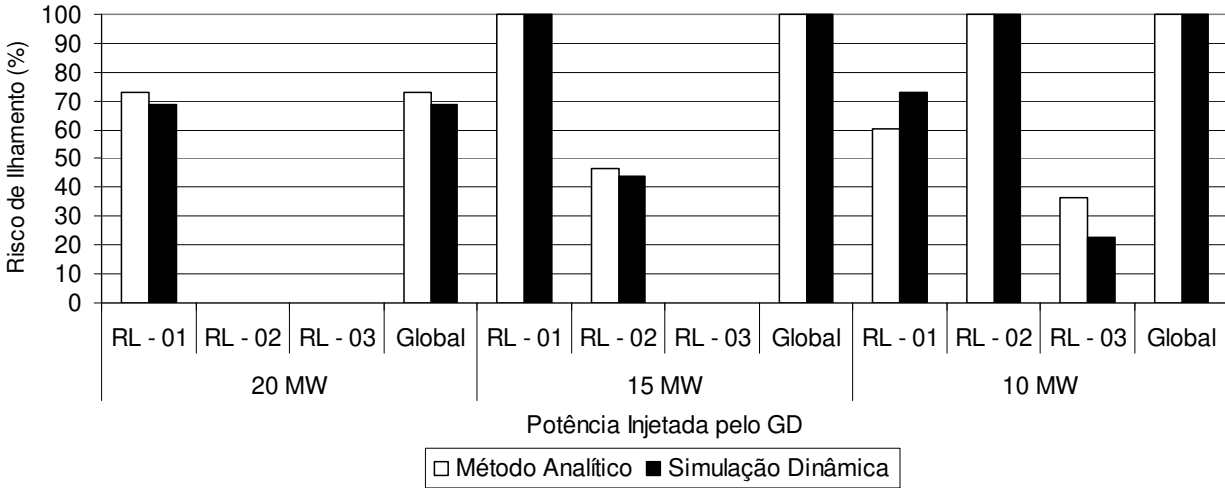
Figura 5.12: Zonas de não detecção obtidas através de repetidas simulações dinâmicas e através do método analítico-iterativo proposto.

5.2. Determinação e Validação dos Índices de Risco de Ilhamento Através do Método Analítico

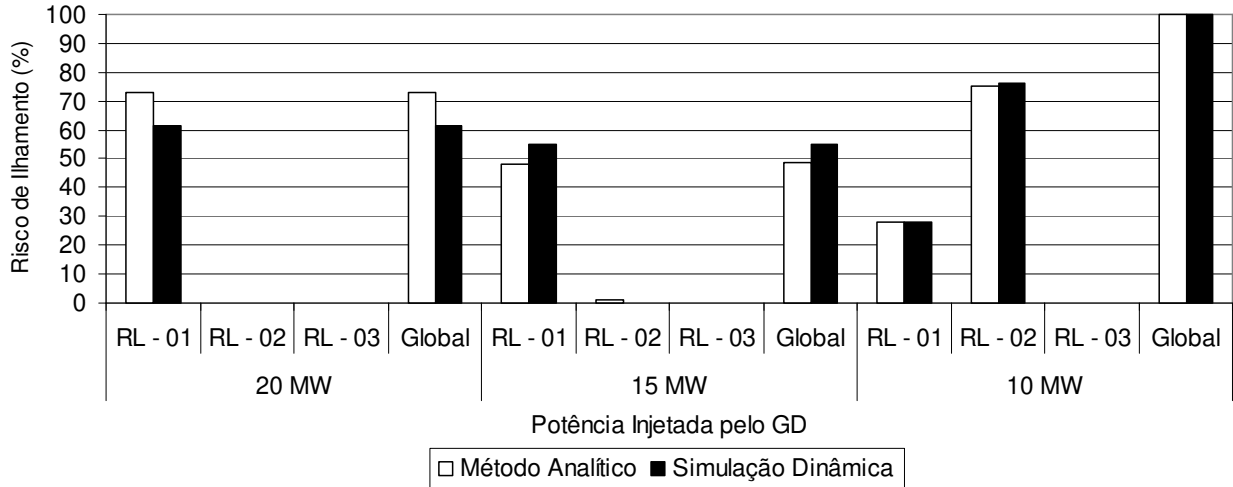
Uma vez apresentado e validado o método analítico-iterativo para as zonas de não detecção, o próximo passo é obter os índices de risco de ilhamento não intencional seguindo a mesma idéia dos estudos de sensibilidade discutidos no Capítulo 4. Primeiramente, os índices de risco são obtidos por repetidas simulações de transitórios eletromagnéticos, como discutido no Apêndice D. Em seguida, os índices de risco são obtidos pelo método analítico proposto na seção anterior. Como discutido no Capítulo 3, uma vez determinados ΔP_1 , ΔP_2 , ΔQ_1 e ΔQ_2 , os índices de risco de ilhamento podem ser calculados. O sistema elétrico em estudo é o mesmo do estudo de sensibilidade realizado no Capítulo 4, mostrado na Figura 5.11.

O gerador distribuído é controlado de forma a manter a injeção de potência reativa constante em 0 MVar (fator de potência unitário) e o tempo detecção requerido é de 500 ms. As cargas são do tipo impedância constante.

A determinação e validação dos índices de risco são apresentadas nas Figura 5.13 e Figura 5.14 para quatro combinações de relés de frequência ou ROCOF e relé de tensão. Adicionalmente, os gráficos incluem três valores distintos de potência injetada pelo gerador distribuído (10 MW, 15 MW e 30 MW), com o objetivo de investigar a generalidade do método. Pode-se observar Figura 5.13 e Figura 5.14 que o método analítico-iterativo determinou os índices de risco de ilhamento com bastante precisão.

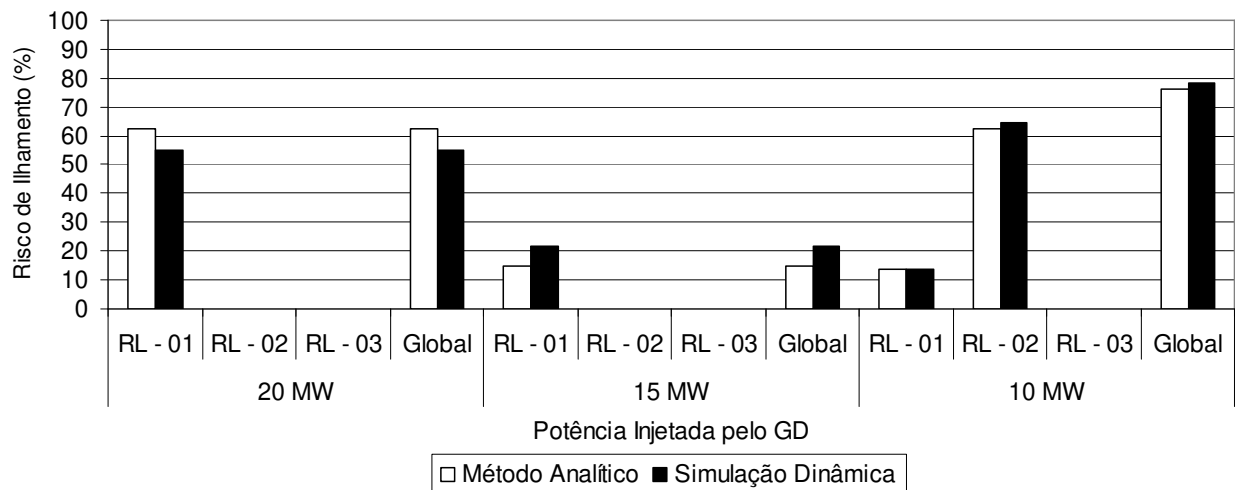


(a) relés de frequência e tensão (57,5/61,5 Hz e 0,5/1,2 pu)

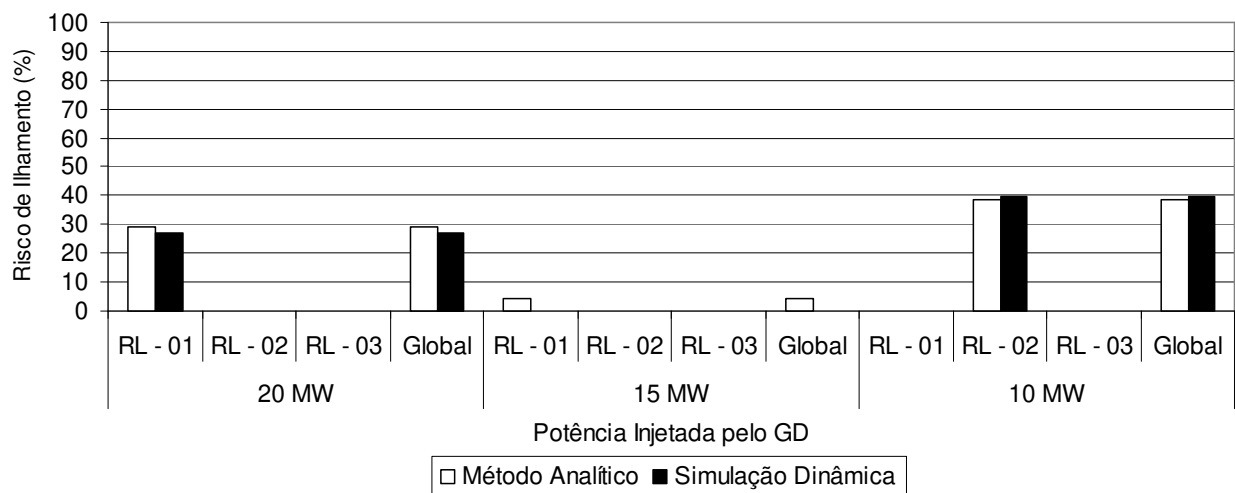


(b) relés ROCOF e tensão (2,5 Hz/s e 0,5/1,2 pu)

Figura 5.13: Índices de risco de ilhamento: comparação método analítico e simulações dinâmicas (tempo de detecção requerido = 500 ms, ajustes não sensíveis).



(a) relés de frequência e tensão (59,5/60,5 Hz e 0,7/1,15 pu)



(b) relés ROCOF e tensão (0,5 Hz/s e 0,7/1,15 pu)

Figura 5.14: Índices de risco de ilhamento: comparação método analítico e simulações dinâmicas (tempo de detecção requerido = 500 ms, ajustes sensíveis).

Capítulo 6

Conclusões

Neste trabalho, métodos sistemáticos foram apresentados para estimar o risco de ilhamento não-intencional de geradores síncronos conectados em sistema de distribuição cujo sistema de proteção é composto por relés baseados em medidas de frequência e tensão. Os métodos propostos são baseados no fato de que o risco de formação de ilhamento é, essencialmente, a probabilidade de uma parte da rede distribuição contendo gerador distribuído entrar na zona de não detecção (ZND) dos dispositivos antiilhamento. As ZNDs definem faixas em torno da potência produzida pelo gerador distribuído no plano potência ativa/reactiva versus tempo. Conseqüentemente, a metodologia depende de dados das zonas de não detecção dos relés antiilhamento. As zonas de não detecção são dependentes dos tipos de carga e do sistema de excitação do gerador síncrono. Além disso, o formato das zonas de não detecção é irregular. Todos esses fatores podem complicar consideravelmente a avaliação de risco. As soluções propostas nesta dissertação de mestrado foram: método baseado em um número reduzido de simulações e método baseado nas tabelas de dados ou consulta, ambos representando zonas de não detecção retangulares conservativas.

O método das tabelas de dados foi empregado no processo de validação e na análise de sensibilidade dos índices de risco de ilhamento. Os resultados mostraram que os valores dos índices de risco obtidos pelo método proposto ficaram próximos dos valores obtidos por simulações dinâmicas. Além disso, os resultados de sensibilidade revelaram algumas características interessantes dos esquemas de proteção antiilhamento baseados em medidas de frequência e tensão. As principais conclusões são sumarizadas abaixo:

- Um gerador distribuído de menor porte resultará em menores índices de risco de ilhamento. Se a potência ativa gerada for maior que a máxima demanda ou menor que a mínima demanda das possíveis configurações do subsistema isolado, o risco de ilhamento tende a decrescer quando comparado com a situação em que o nível de geração está entre a mínima e máxima demanda.

- Quando o tempo de detecção requerido pela concessionária é incrementado de 500 ms para 1000 ms ou 1500 ms, os relés de frequência e tensão convencionais podem ser bastante eficientes na redução do risco de ilhamento não intencional. Porém, os relés ROCOF podem não trazer nenhuma vantagem sobre os relés de frequência com relação ao nível de risco de ilhamento, quando o tempo de detecção é aumentado para 1000 ms ou valor superior.
- Ajustes temporizados de relés baseados em medida de frequência e de relés de tensão podem elevar o risco de ilhamento não intencional. Todavia, para elevados valores de tempo de detecção (superiores a 1000 ms), a sua aplicação pode ser muito atrativa, uma vez que o risco de ilhamento é reduzido para patamares associados a ajustes instantâneos, e o problema de falsa operação dos relés pode ser minimizado.
- As características de carga podem influenciar a avaliação de risco significativamente. Os cenários mais conservativos, ou seja, que levam a índices de risco mais elevados, são relacionados com a combinação de cargas de ambos os tipos, potência e impedância constante. Portanto, um caso representando o pior cenário pode ser determinado combinando-se a influência de ambos os tipos de carga na metodologia proposta, como descrito na seção 4.2.8.

Os resultados também revelam que não é prático tirar conclusões genéricas com relação aos níveis de risco de ilhamento de geradores síncronos distribuídos. Um procedimento mais adequado é desenvolver uma ferramenta de fácil aplicação para avaliação de risco de ilhamento não intencional. Os passos para aplicação da metodologia proposta são sumarizados a seguir, porém considerando a representação do cenário mais conservativo.

- **PASSO 1:** Construir as curvas de duração de carga ativa e reativa a partir das curvas diárias de carga. Caso o gerador distribuído esteja controlado de modo a manter tensão constante ou o sistema de proteção antiilhamento seja composto somente de relés baseados em medidas de frequência, a curva de duração de carga reativa pode ser desprezada;
- **PASSO 2:** Determinar os limites de potência ativa e reativa da zona de não detecção a partir do método por poucas simulações ou por meio das Tabela 3.1, Tabela 3.2 e Tabela 3.3, uma vez conhecidos os valores dos ajustes do relé e do tempo máximo de detecção;

- **PASSO 3:** Determinar os intervalos de tempo em que o sistema está desprotegido para cada religador e o período global a partir da metodologia delineada no Capítulo 3;
- **PASSO 4:** Repetir os passos 2 e 3 para cargas potência constante e cargas impedância constante;
- **PASSO 5:** Determinar os intervalos de tempo em que o sistema está desprotegido para cada religador e o período global combinando os resultados obtidos para cargas potência constante e para cargas impedância constante, como discutido na seção 5.2.8.

Finalmente, foi desenvolvido um método analítico-iterativo para obtenção tanto das zonas de não detecção dos relés antiilhamento, bem como dos índices de risco de ilhamento, considerando cargas impedância constante. Os resultados de validação mostraram que o método é preciso e pode auxiliar engenheiros de proteção no projeto de esquemas de proteção antiilhamento, minimizando o número de simulações de transitórios eletromagnéticos necessários. No entanto, visto que tais resultados são obtidos considerando aproximações, recomenda-se refinar os resultados através de simulações.

Referências Bibliográficas

- [1] N. Jenkins, R. Allan, P. Crossley, D. Kirschen, G. Strbac, *Embedded Generation*, London: The Institute of Electrical Engineering, 2000.
- [2] *IEEE Guide for Interfacing Dispersed Storage and Generation Facilities with Electric Utility Systems*, IEEE/ANSI Standard, 1988.
- [3] *IEEE standard for interconnecting distributed resources with electric power systems*, IEEE Standard P1547, 2003.
- [4] *Recommendations for the Connection of Embedded Generating Plant to Public Distribution Systems above 20 kV or with Outputs over 5 MW*, Electricity Association Standard G75/1, 2003
- [5] J. C. M. Vieira, “Análise e Desenvolvimento de Métodos de Detecção de Ilhamento de Geradores Conectados em Redes de Distribuição de Energia Elétrica”, Tese de doutorado, FEEC, Universidade Estadual de Campinas, 2006.
- [6] 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. [Online], 2004. Disponível: http://cetc-varennes.nrcan.gc.ca/fichier.php/codectec/En/2004-074/2004-074_e.pdf.
- [7] Z. Ye, A. Kowalkar, Y. Zhang, P. Du, R. Walling, “Evaluation of Anti-Islanding Schemes Based on Nondetection Zone Concept”, *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 19, no. 5, pp. 1171-1176, 2004.
- [8] H. Kobayashi, K. Takigawa, “Statistical Evaluation of Optimum Islanding Preventing Method for Utility Interactive Small Scale Dispersed PV Systems”, *1994 IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, Hawaii, vol. 1, no. 1, pp. 1085-1088.
- [9] Bas Verhoeven, “Probability of Islanding in Utility Networks due to Grid Connected Photovoltaic Power Systems”, International Energy Agency, IEA PVPS Technical Report T5-07, Set. 2002.
- [10] N. Cullen, J. Thornycroft, A. Collinson, “Risk Analysis of Islanding of Photovoltaic Power Systems within Low Voltage Distribution Networks”, International Energy Agency, IEA PVPS Technical Report T5-08, Março 2002.
- [11] A. Woyte, K. De Brabandere, D. Van Dommelen, “International Harmonization of Grid Connection Guidelines: Adequate Requirements for the Prevention of Unintentional

- Islanding”, *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, vol. 11, no. 6, pp. 407-424, 2003.
- [12] R. Bründlinger, B. Bletterie, “Unintentional Islanding in Distribution Grids with a High Penetration of Inverter-based DG: Probability for Islanding and Protection Methods”, *IEEE PowerTech*, St. Petersburg, 2005.
- [13] H. L. Willis, *Distributed Power Generation: Planning and Evaluation*, Boca Raton: CRC Press, 2000.
- [14] A. Jardini, C. M. V. Tahan, M. R. Gouvea, S. U. Ahn, F. M. Figueiredo, “Daily Load Profiles for Residential, Commercial and Industrial Low Voltage Consumers”, *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 15, no. 1, pp. 375-380, 2000.
- [15] 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.
- [16] B. Adkins, R. G. Harley, *The General Theory of Alternating Current Machines: Applications to Practical Problems*, London: Chapman and Hall, 1975.
- [17] A. E. Fitzgerald, C. Kinglsey Jr., S. D. Umans, *Electric Machinery*, New York: McGraw-Hill, 1990.
- [18] 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.
- [19] Hydro-Québec Transénergie Technologies, *SimPowerSystems for Use with Simulink*, User’s Guide, Version 4.
- [20] P. Kundur, *Power System Stability and Control*, New York: McGraw-Hill Inc., 1994.
- [21] W. Freitas, J. C. M. Vieira, A. Morelato, W. Xu, “Influences of Excitation System Control Modes on the Allowable Penetration Level of Distributed Synchronous Generators”, *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 20, no 2, pp. 474 – 480, 2005.
- [22] J. D. Hurley, L. N. Bize, C. R. Mummert, “The adverse effects of excitation system var and power factor controller”, *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol.14, no. 4, pp. 1636-1641, 1999.
- [23] IEEE Task Force, “Load representation for dynamic performance analysis”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 8, no. 1, pp. 472-482, 1993.

Apêndice A

Modelagem dos Relés

Neste apêndice, os modelos dos dispositivos antiilhamento empregados na determinação dos índices de risco de ilhamento são apresentados. Uma descrição mais detalhada pode ser encontrada na referência [5].

A.1. Relés de Sub/Sobrefreqüência

O esquema de funcionamento de um relé de sub/sobrefreqüência é apresentado na Figura A.1. O sinal de freqüência f é determinado a partir da velocidade do gerador ω_e , considerando-se uma janela de medida sobre, no mínimo, um ciclo da freqüência da tensão e, em seguida, esse sinal passa por um filtro com constante de tempo T_a , com a finalidade de eliminar transitórios de alta freqüência.

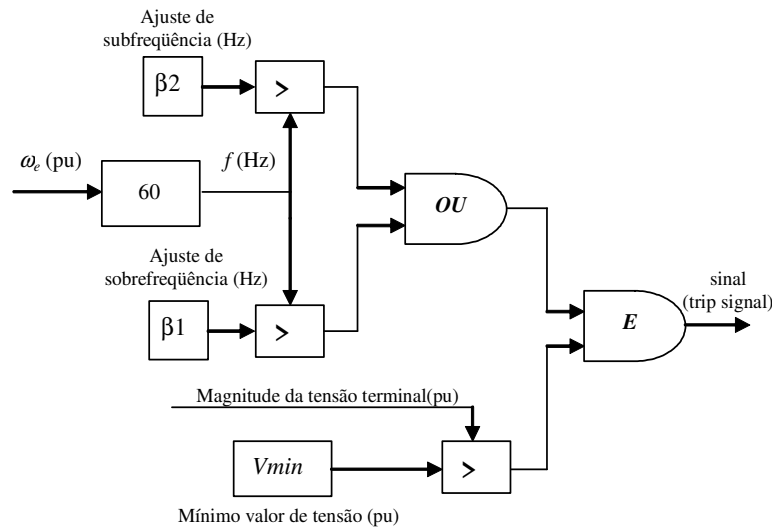


Figura A.1: Diagrama de blocos de um relé de sub/sobrefreqüência.

A freqüência medida é comparada com os ajustes de sub e sobrefreqüência do relé, β_2 e β_1 , respectivamente, e caso o valor medido seja superior ao ajuste de sobrefreqüência ou inferior ao ajuste de subfreqüência, o relé envia um sinal para o disjuntor abrir e desconectar o gerador síncrono. Os relés de freqüência podem também ser equipados com um elemento que bloqueia o seu funcionamento se a magnitude da tensão terminal estiver abaixo de um determinado valor

(V_{min}). Isso usualmente é adotado para evitar a operação do relé durante a partida do gerador, por exemplo. Os relés de frequência podem ser operados de forma temporizada, neste caso, a variação da frequência deve persistir por um tempo pré-determinado depois de ultrapassar o ajuste, para ativar o relé.

A.2. Relés de Taxa de Variação de Frequência

O diagrama esquemático de um relé de taxa de variação de frequência (*ROCOF*) é mostrado na Figura A.2. O sinal de frequência f é determinado a partir da velocidade do gerador ω_e . Em seguida o sinal é processado pelo bloco derivador e por filtros. A taxa de variação da frequência é calculada considerando-se uma janela de medida de alguns ciclos sobre a forma de onda da tensão, usualmente entre 2 e 50 ciclos. O valor de T_a foi fixado em 6 ciclos. Se o valor da taxa de variação da frequência for maior que o ajuste do relé (β), um sinal é imediatamente enviado para o disjuntor do gerador comandando sua abertura. Eles ainda são equipados com um elemento que bloqueia o funcionamento do relé se a magnitude da tensão terminal estiver abaixo de um determinado valor (V_{min}). Assim como o relé de frequência, esses relés podem ser temporizados.

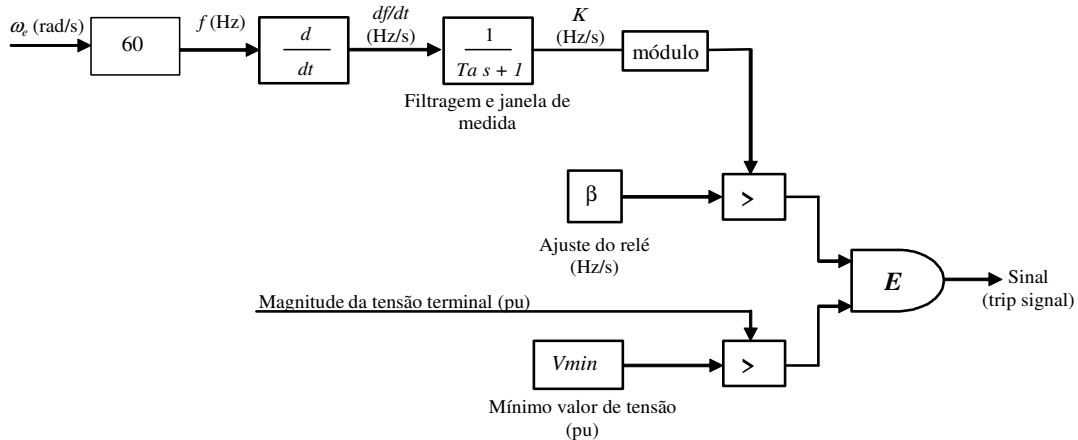


Figura A.2: Diagrama esquemático de um relé de taxa de variação de frequência (relé ROCOF).

A.3. Relés de Sub/Sobretensão

Os relés de sub/sobretensão, ou simplesmente relés de tensão ([18]), determinam o valor eficaz da tensão da barra ao qual estão conectados considerando uma janela de medida de alguns ciclos elétricos sobre a forma de onda dessa tensão. A tensão terminal, antes de ser processada, passa pelos filtros para eliminar transitórios de alta frequência. O sinal resultante é então utilizado

para determinar o valor eficaz da tensão, que é comparado com os ajustes de subtensão (V_2) e sobretensão (V_1). Caso o valor medido da tensão ultrapasse os limites impostos pelos ajustes, o relé opera enviando um sinal para comandar a abertura do disjuntor do gerador. O modelo computacional deste relé é mostrado na Figura A.3.

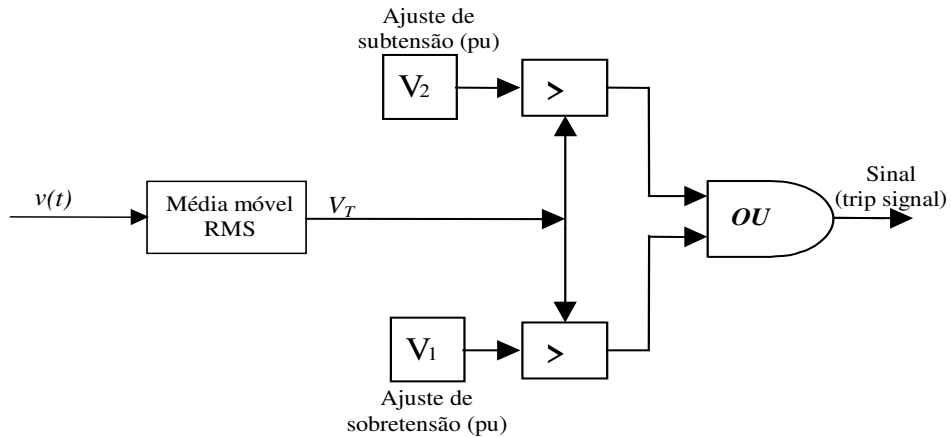


Figura A.3: Diagrama esquemático de um relé de tensão.

Apêndice B

Descrição da Rede Elétrica em Estudo

Uma rede de distribuição de energia elétrica típica mostrada na Figura B.1 foi empregada para aplicação da metodologia proposta, bem como na validação por meios das simulações de transitórios eletromagnéticos. O sistema consiste de um sistema de subtransmissão de 132 kV e nível de curto-circuito de 1500 MVA, representado por um equivalente de Thévenin, o qual alimenta um sistema de distribuição de 33 kV através de um transformador de 132/33 kV conectado em Δ/Y_g . A relação X/R do alimentador é de 4,3. Nessa rede, há um gerador síncrono de 30 MVA conectado a barra 7, que por sua vez está interconectado com a rede elétrica através de um transformador 33/6,9 kV ligado em Δ/Y_g . Situações de ilhamento são criadas pela abertura de um dos religadores RL-01, RL-02 ou RL-03.

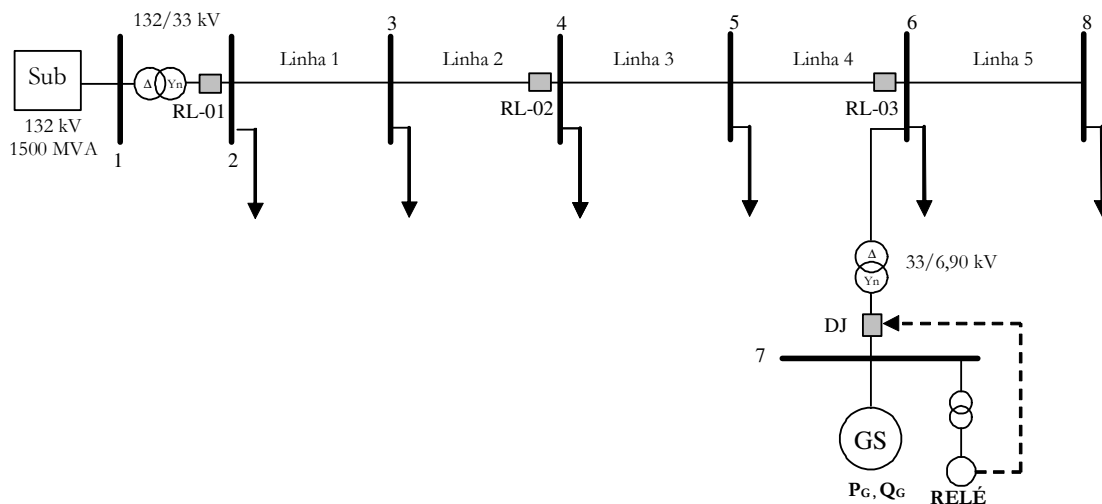


Figura B.1: Diagrama unifilar do sistema de distribuição teste.

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

Tabela B.1: Dados do sistema equivalente da concessionária.

Tensão Nominal (kV)	132
Potência de Curto-Circuito (MVA)	1500
Resistência (Ω)	0

Tabela B.2: Dados das linhas.

	Linha 1	Linha 2	Linha 3	Linha 4	Linha 5
Resistência (Ω)	0,5624	0,4999	0,3124	0,2499	0,1875
Reatância (Ω)	2,5318	2,2505	1,4066	1,1252	0,8439

Tabela B.3: Dados dos transformadores.

	Transformador 132/33 kV	Transformador 33/6,9 kV
Potência Nominal (MVA)	100	40
Conexão do primário	Triângulo	Triângulo
Tensão nominal do primário (kV)	132	33
Resistência do primário (pu)	0	0
Indutância do primário (pu)	0,01	0,02
Conexão do secundário	Estrela Aterrado	Estrela Aterrado
Tensão nominal do secundário (kV)	33	6,9
Resistência do secundário (pu)	0	0
Indutância do secundário (pu)	0,01	0,02
Resistência de magnetização (pu)	500	100
Reatância de magnetização (pu)	500	100

Tabela B.4: Dados do gerador síncrono.

Tipo do gerador	Pólos lisos
Número de pólos	4
Potência nominal (MVA)	30
Tensão nominal (V)	6,9
X_d (pu)	1,4000
$X'd$ (pu)	0,2310
$X''d$ (pu)	0,1180
X_q (pu)	1,3720
$X'q$ (pu)	0,8000
$X''q$ (pu)	0,1180
$T'do$ (s)	5,5000
$T''do$ (s)	0,0500
$T'qo$ (s)	1,2500
$T''qo$ (s)	0,1900
Resistência do estator (pu)	0,0014
Reatância de dispersão (pu)	0,0500

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

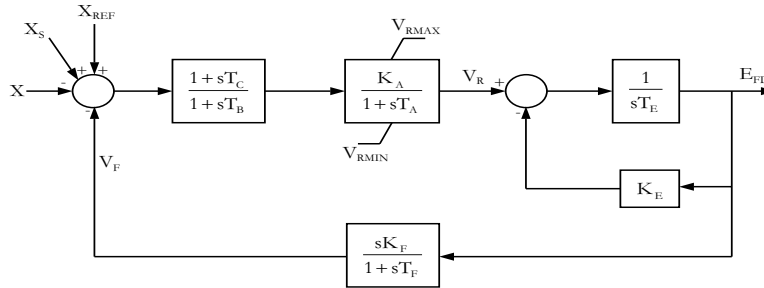


Figura B.2: Diagrama de blocos simplificado do sistema de excitação IEEE tipo DC1A.

Tabela B.5: Parâmetros do sistema de excitação do gerador.

Constante de tempo do filtro passa - baixa de entrada do regulador – T_r (s)	0,005
Ganho do regulador – K_a	270
Constante de tempo do regulador – T_a (s)	0,100
Ganho da excitatriz – K_e	1
Constante de tempo da excitatriz – T_e (s)	0,650
T_b (s)	0
T_c (s)	0
Ganho do bloco de amortecimento – K_f	0,048
Constante de tempo do bloco de amortecimento – T_f (s)	0,950
Limite superior da saída do regulador – V_{RMAX} (pu)	7
Limite inferior da saída do regulador – V_{RMIN} (pu)	-4

As seis cargas conectadas na rede elétrica mostrada acima são baseadas em curvas diárias de carga comercial, residencial e industrial. Tais curvas foram obtidas a partir dos resultados presentes em [14]. Na Figura B.3, as curvas de carga dos diferentes tipos de consumidores conectados na rede elétrica da Figura B.1 são apresentadas.

A Tabela B.6 apresenta os tipos de consumidores e o correspondente pico de carga adotados na rede elétrica em estudo.

Tabela B.6: Classes de consumidores.

	Tipo de consumidor	Pico de Carga (MW)
Carga na barra 2	Industrial – 01	9,0
Carga na barra 3	Comercial	6,5
Carga na barra 4	Industrial – 02	5,2
Carga na barra 5	Residencial	4,5
Carga na barra 6	Industrial – 03	3,5
Carga na barra 8	Residencial	3,6

A definição do consumo de potência reativa foi obtida adotando-se um fator de potência 0,94 referente ao alimentador primário da rede de distribuição aplicado para cada curva diária de carga. A Figura B.3 mostra o consumo de potência ativa de cada tipo de carga, obtidos da

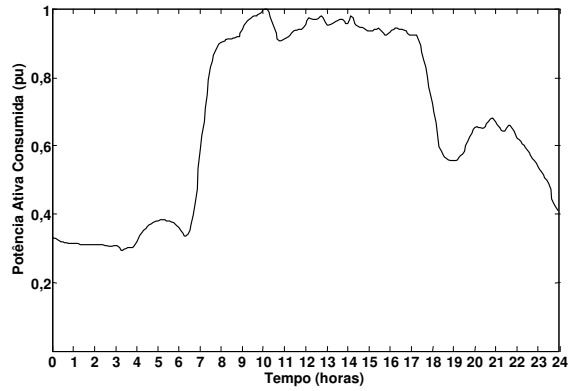
referência [14]. Os diferentes perfis de curva diária de carga de consumidores residenciais, comerciais e industriais conectados a rede de distribuição foram obtidos através de medidas de campos realizadas por companhias de distribuição de energia elétrica do estado de São Paulo em conjunto com a Universidade de São Paulo – USP. A medição das curvas de carga de consumidores individuais foi realizada em intervalos de aproximadamente 15 dias, através de equipamentos eletrônicos. Este equipamento é basicamente composto de um medidor e um dispositivo eletrônico para contagem de pulsos e armazenagem de dados. Os pulsos eram contados pelo equipamento e posteriormente acumulados de acordo com o intervalo determinado pelo usuário (1, 5 ou 15 minutos). Em seguida, a potência média consumida no intervalo era determinada. Se, por exemplo, o intervalo selecionado foi de 5 minutos, a curva de carga teria 288 pontos.

Tais curvas mostram como a potência ativa de cada consumidor se comporta ao longo de um período de 24 horas. Os valores são dados em pu, cuja potência-base é a potência de pico de cada carga. Deve-se ressaltar que outros tipos de curva de carga podem ser utilizados. Por exemplo, a base de tempo pode ser alterada para mensal, anual ou sazonal. O objetivo é verificar a influência da variação do consumo de potência da carga na probabilidade de ocorrência de ilhamento.

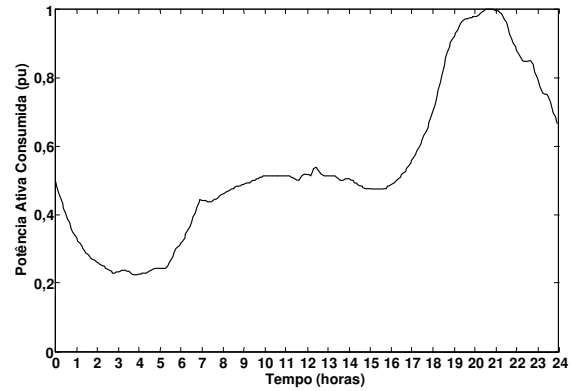
De acordo com configuração do sistema elétrico, os níveis máximos e mínimos de potência ativa e reativa associados a cada religador podem ser determinados e são mostrados na Tabela B.7

Tabela B.7: Máximo e mínimo valores de demanda de potência ativa e reativa por religador.

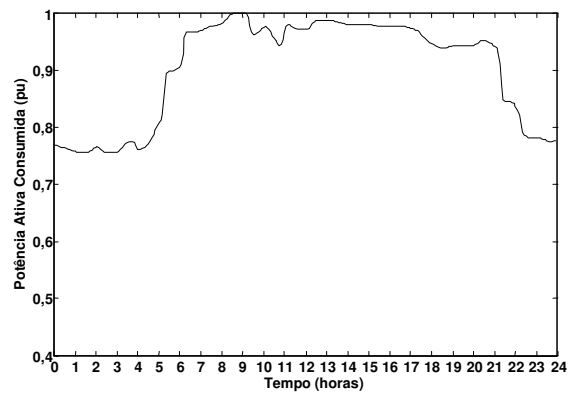
Religador #	Potência Ativa Máxima (MW)	Potência Ativa Mínima (MW)	Potência Reativa Máxima (MVar)	Potência Reativa Mínima (MVar)
RL-01	27,7	14,7	10,1	5,3
RL-02	13,5	5,7	4,9	2,1
RL-03	5,8	1,4	2,1	0,5



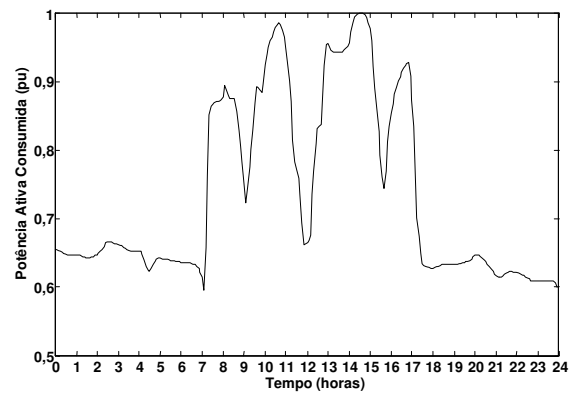
(a) Curva diária de carga obtida para um consumidor comercial.



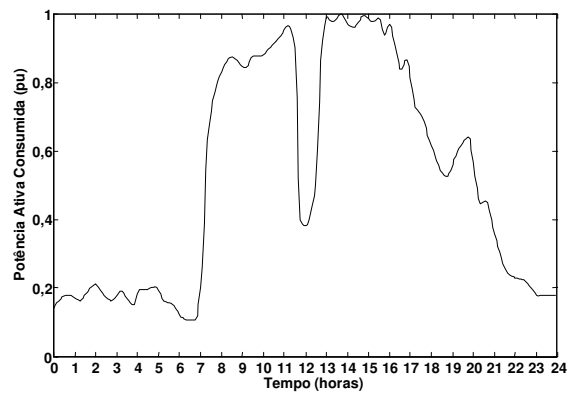
(b) Curva diária de carga obtida para um consumidor residencial.



(c) Curva diária de carga obtida para um consumidor industrial-01.



(d) Curva diária de carga obtida para um consumidor industrial-02.



(e) Curva diária de carga obtida para um consumidor industrial-03.

Figura B.3: Curvas diárias de carga empregadas no sistema teste.

Apêndice C

Avaliação de Risco para Sistemas com Cargas Impedância Constante

A partir da Figura C.1(b), pode-se observar que as características de carga têm grande influência no formato e nos limites da zona de não detecção. De fato, as zonas de não detecção na presença de cargas impedância constante, as quais são dependentes da tensão, são usualmente mais largas e têm um formato irregular. Neste apêndice será explicado como as tabelas de dados podem ser empregadas para tratar esta situação.

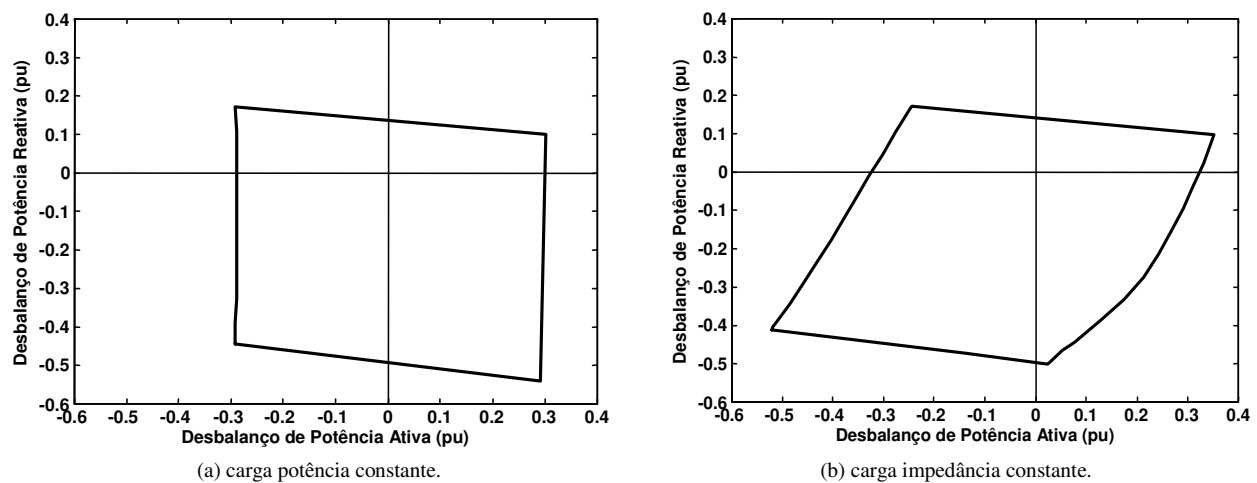


Figura C.1: Zonas de não detecção típicas para diferentes tipos de carga (ajustes dos relés: relé de frequência: 57,5/62,5Hz).

Baseado nos resultados obtidos de inúmeros casos foi verificado que as zonas de não detecção na presença de cargas impedância constante é inclinada em relação às obtidas na presença de cargas potência constante. Os limites relacionados com desbalanço de potência ativa (i.e., ΔP_1 e ΔP_2) não mudam significativamente. Já os limites relacionados com desbalanço de potência reativa (i.e., ΔQ_1 e ΔQ_2) mudam consideravelmente. A partir dessas observações, o seguinte procedimento foi proposto para construir a zona de não detecção na presença de cargas impedância constante:

- A ZND associada à carga potência constante é determinada. Em seguida, novos limites de desbalanço de potência reativa $\Delta Q'_1$ e $\Delta Q'_2$ são calculados incrementando-se ΔQ_1 de 20 % e ΔQ_2 de 120 %, respectivamente. Portanto, uma nova ZND é construída, também possuindo 4 linhas retas, porém com novos limites $(0, \Delta Q'_1)$ e $(0, \Delta Q'_2)$, como mostra a Figura C.2(a).
- A nova ZND modificada é rotacionada de um certo ângulo. Um ângulo de rotação de 30 graus foi determinado empiricamente através da observação de várias ZNDs obtidas por simulações dinâmicas. Este último passo é demonstrado graficamente na Figura C.2(b).

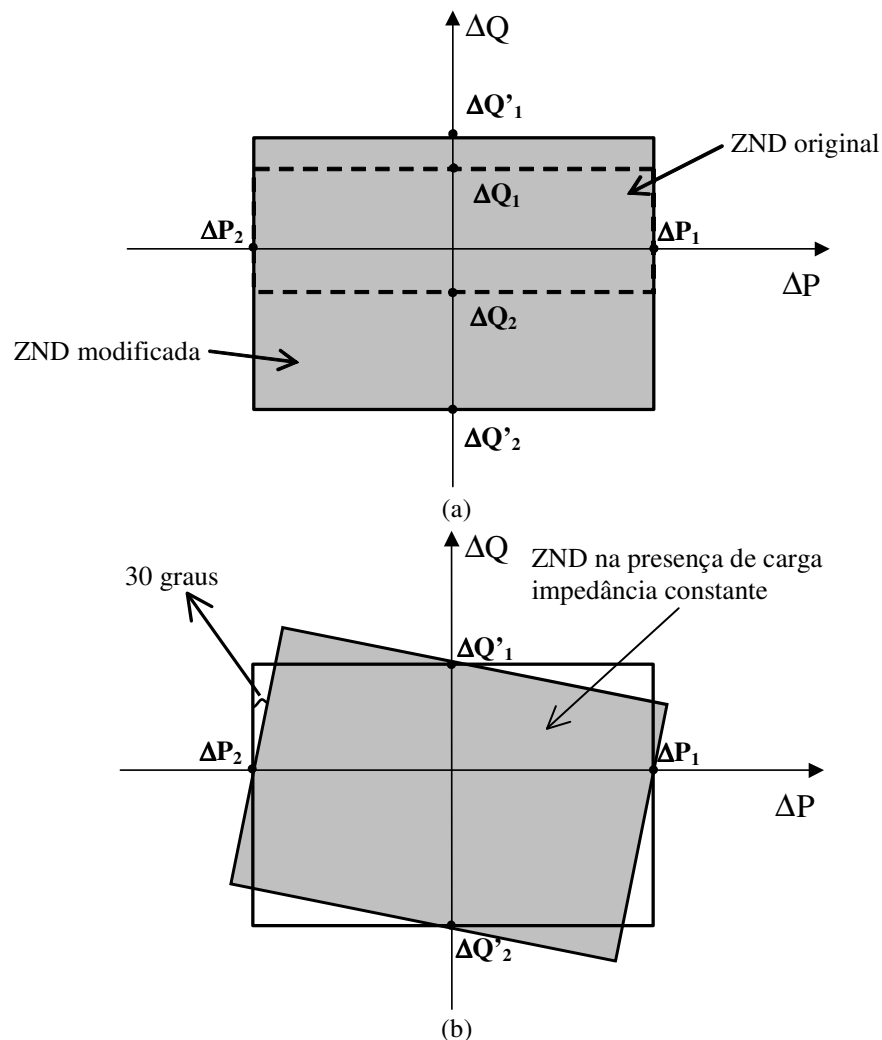


Figura C.2: Zona de não detecção para cargas impedância constante.

O procedimento descrito acima para estimar a ZND na presença de cargas impedância constante é validado na Figura C.3, na qual as zonas de não detecção calculadas pelo método

proposto são comparadas com as obtidas através de simulação dinâmica. O sistema teste mostrado na Figura B.1 foi empregado neste estudo. A partir das figuras, pode-se se observar que a metodologia proposta apresenta uma boa precisão.

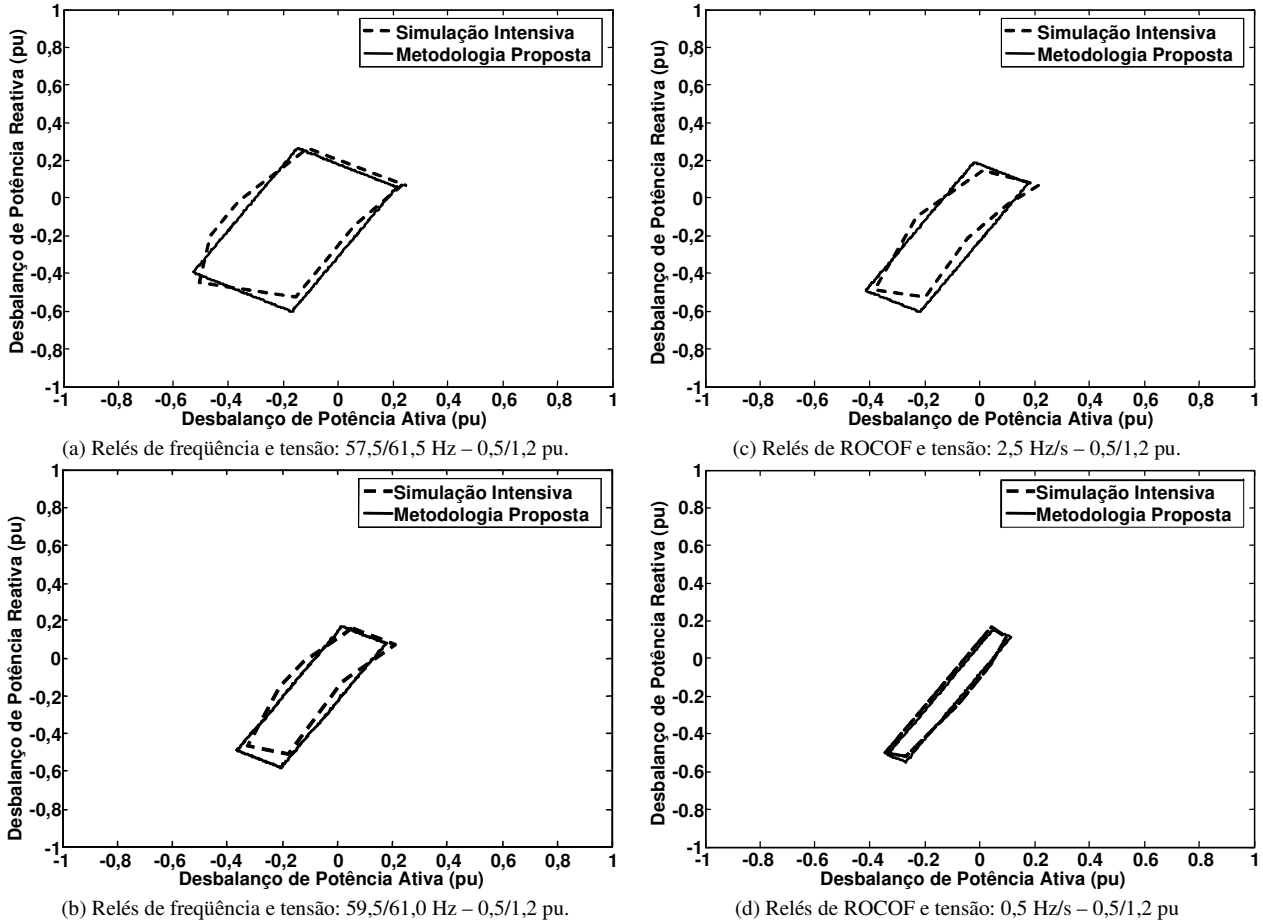


Figura C.3: Zonas de não detecção determinadas das tabelas de dados e a partir das simulações dinâmicas na presença de cargas impedância constante (tempo de detecção requerido = 500 ms).

Com o objetivo de calcular os índices de risco para cargas impedância constante, é necessário aplicar rotação de eixo nas coordenadas Q (potência reativa) versus P (potência ativa), uma vez que a metodologia proposta é baseada na aplicação de faixas de potência ativa e reativa constantes em torno da potência do gerador no plano potência versus tempo. Este procedimento é sumarizado a seguir:

- Através da rotação de um certo ângulo, um novo eixo Q versus P da zona de não detecção é calculado, como mostra a Figura C.4. Os eixos ΔQ e ΔP são rotacionados de tal maneira que a ZND associada à carga impedância constante esteja em paralelo com estes dois eixos. Como a ZND associada à carga impedância constante é obtida rotacionando-se a ZND

correspondente à carga potência constante no sentido horário de 30 graus em relação ao eixo ΔQ , então a referência original $\Delta Q \times \Delta P$ também é rotacionada, tal que o novo eixo ΔQ_{novo} esteja 30 graus avançado no sentido horário em relação ao eixo ΔQ da referência original. Esta nova referência, $(\Delta Q_{novo} \times \Delta P_{novo})$, é também mostrada na Figura C.4. Matematicamente, esta transformação é calculada da seguinte forma:

$$P_{novo} = P \cos(\theta) - Q \sin(\theta) \quad (32)$$

$$Q_{novo} = P \sin(\theta) + Q \cos(\theta) \quad (33)$$

onde θ é o ângulo entre o novo eixo ΔQ_{novo} e o eixo original ΔQ , medido no sentido horário, o qual foi mantido em 30 graus baseado nas simulações.

- A potência ativa e reativa injetada pelo gerador distribuído e as curvas diária de carga ativa e reativa devem também ser transformados para a nova referência $(\Delta P_{novo} \times \Delta Q_{novo})$ através das equações (32) e (33).

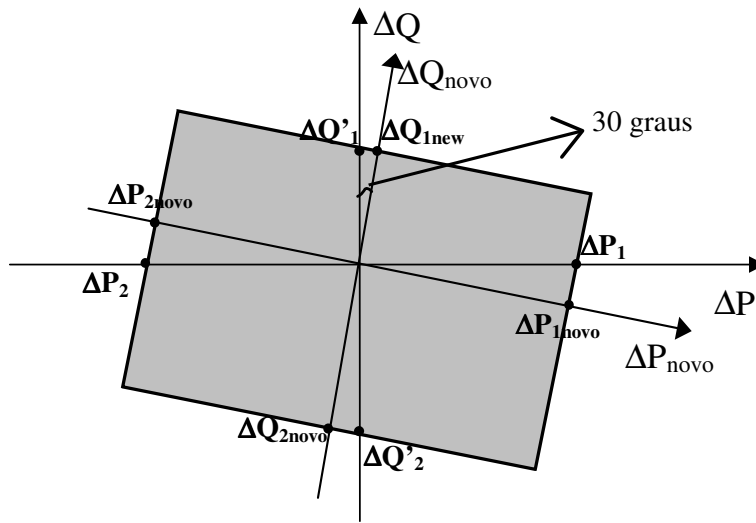


Figura C.4: Rotação de eixos.

A metodologia discutida acima se parece com o método proposto para cargas potência constante. A diferença é que novos valores de ΔP e ΔQ são empregados. O procedimento descrito no Capítulo 3 pode ser usado para obter os índices de risco, entretanto, ressalta-se novamente que a rotação de eixo Q versus P deve ser aplicada para a potência ativa e reativa das cargas e do gerador.

Apêndice D

Avaliação de Risco Através de Simulação de Transitórios Eletromagnéticos

A ferramenta mais precisa para se determinar os níveis de risco de ilhamento de geradores distribuídos é a simulação computacional intensiva do evento de ilhamento para todos os pontos de operação de carga e geração possíveis. Assim, nesta seção, repetidas simulações de transitórios eletromagnéticos serão utilizadas em uma rede de distribuição para exemplificar o cálculo do índice de risco. Primeiramente, a presente seção descreve brevemente o software que foi empregado para a realização das simulações e os modelos utilizados para representar os diversos componentes de redes. A seguir, os passos adotados para obtenção dos índices de risco de ilhamento a partir das simulações de transitórios eletromagnéticos são apresentados.

D.1. Modelagem do Sistema Elétrico

O fenômeno de ilhamento em redes de distribuição com geradores síncronos é, essencialmente, um evento dinâmico. Portanto, neste trabalho, simulação de transitórios eletromagnéticos foi empregada para avaliação de risco de ocorrência de ilhamento não intencional de geradores síncronos conectados em redes de distribuição de energia elétrica. A ferramenta computacional empregada é o *SimPowerSystems* ([19]).

O *SimPowerSystems* é uma ferramenta para análise de transitórios eletromecânicos e eletromagnéticos de sistemas de energia elétrica. Tal ferramenta acompanha, na forma de um *Blockset*, a plataforma computacional *Matlab/Simulink*. O conjunto de bibliotecas do *SimPowerSystems* é bastante completo, fornecendo modelos de diversos componentes de rede. Uma importante característica do *SimPowerSystems* é permitir a realização de estudos tanto de simulação de transitórios eletromagnéticos, em que as variáveis da rede são representadas por valores instantâneos, quanto de estabilidade transitória, em que as variáveis da rede são representadas por fasores. Todos os componentes da rede elétrica simulada foram representados por modelos trifásicos. A seguir os modelos adotados são sucintamente apresentados.

- Os alimentadores de distribuição foram representados por impedâncias RL em série, visto que tais alimentadores são de distribuição e podem ser considerados como linhas curtas, por conseguinte, o efeito capacitivo em derivação é desprezível;
- Transformadores trifásicos foram representados pelo modelo T ([19]), ou seja, as perdas do núcleo são consideradas, contudo a saturação do núcleo foi desprezada;
- As máquinas síncronas foram representadas por um modelo de oitava ordem (modelo subtransitário) que leva em conta a dinâmica do estator, dos enrolamentos de campo e de amortecimento ([19]-[20]). Optou-se por considerar o torque mecânico constante, visto que no caso de redes de distribuição, usualmente, os geradores são operados de forma a manter potência ativa constante ([1]);
- Duas formas de controle do sistema de excitação do gerador distribuído foram empregadas: tensão constante ou fator de potência constante ([1], [21]-[22]). Ambas as formas de controle do sistema de excitação foram implementadas baseadas no modelo Tipo I do IEEE ([20]);
- Três tipos de sistema de proteção antiilhamento foram empregados neste trabalho¹⁰. Uma descrição detalhada da modelagem destes dispositivos é tratada no Apêndice A.
 - Relé de sub/sobre frequência (ou, simplesmente, relé de frequência);
 - Relé de taxa de variação de frequência (*ROCOF*);
 - Relé de sub/sobre tensão (ou, simplesmente, relé de tensão).
- As cargas do sistema foram representadas por modelos estáticos dependentes da tensão ([20], [23]).

D.2. Obtenção do Índice de Risco

Uma típica rede de distribuição, mostrada na Figura D.1, foi empregada para realização das simulações. Os dados dos diversos componentes que compõem a rede teste são apresentados no Apêndice B. A situação de ilhamento foi simulada através da abertura dos religadores RL-01, RL-02 ou RL-03. Portanto, os valores de desbalanço de potência ativa e reativa no subsistema ilhado correspondem ao fluxo de potência ativa e reativa nesses religadores no instante de

¹⁰ O relé de deslocamento de fase (*vector surge*) não foi empregado neste projeto, uma vez que este dispositivo tem um desempenho similar ao do relé de sub/sobre frequência ([5]).

desconexão com a concessionária. As curvas de carga considerando o período de 24 horas utilizadas para realização deste trabalho foram obtidas em [14]. Tais curvas diárias de carga foram divididas em intervalos de 15 minutos, resultando em 96 pontos no tempo total de 24 horas (1440 minutos). A variação da carga em cada barra é apresentada no Apêndice B. A potência reativa consumida foi obtida adotando-se um fator de potência indutivo de 0,94 aplicado para cada curva de carga de potência ativa.

Diferentes valores do desbalanço de potência ativa foram obtidos como segue. A geração de potência ativa e reativa foi fixada em um determinado valor e o consumo de carga ativa e reativa foi variado ao longo de um dia, desde 0 hora até 23:59 horas em intervalos de 15 minutos, usando-se as curvas de carga. Em cada simulação, os instantes e os valores de desbalanço de potência ativa e reativa correspondentes aos casos de falha na detecção do ilhamento foram armazenados. Caso o sistema de proteção antiilhamento não operasse dentro do período de tempo estabelecido pela concessionária, considerou-se que houve falha na detecção do ilhamento. Adotando o procedimento descrito, o índice de risco de ilhamento, P_{ND} , baseado nas simulações foi calculado por meio da razão entre o número de níveis de carga que causaram a não operação do relé antiilhamento multiplicado por 15 minutos e o intervalo total da base de tempo da curva de carga, 1440 minutos (24 horas).

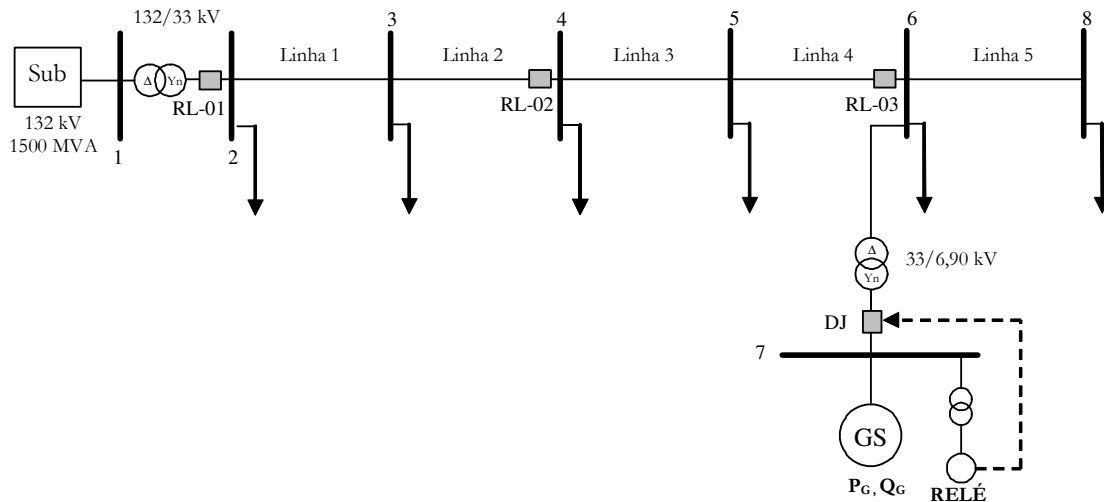


Figura D.1: Diagrama unifilar do sistema de distribuição teste.

Como exemplo, na Figura D.2 os pontos em vermelho na curva representam os níveis de carga, nos quais um particular esquema antiilhamento não foi capaz de detectar uma condição de ilhamento, obtidos a partir das simulações. Os resultados mostrados na Figura D.2 abaixo foram

obtidos para um gerador síncrono injetando potência constante $P_G = 20$ MW, com sistema de excitação controlado de forma a manter o fator de potência unitário ($Q_G = 0$ MVar) e considerando o tempo máximo de detecção de ilhamento igual a 500 ms. O sistema de proteção antiilhamento utilizado é composto dos relés ROCOF e tensão com os seguintes ajustes: 2,5 Hz/s e 0,5/1,2 pu, respectivamente, e a situação de ilhamento foi simulada através da abertura do religador RL-01. Na Figura D.2 observa-se que há 15 pontos ao longo da curva indicando falha na detecção de ilhamento, ou seja, o intervalo em que o sistema está desprotegido é de 225 minutos (15 pontos \times 15 minutos), logo o risco de ilhamento pode ser calculado como:

$$P_{ND} = \frac{225}{1440} \times 100 = 15,6 \% \quad (34)$$

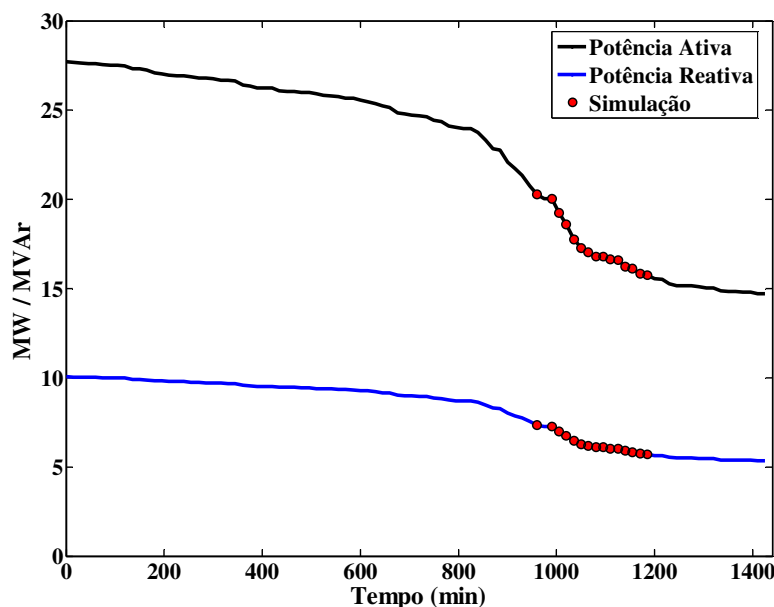


Figura D.2: Avaliação do risco de ilhamento não intencional através de simulações de transitórios eletromagnéticos.

Embora o procedimento acima discutido, o qual é baseado em repetidas simulações de transitórios eletromagnéticos, seja bastante preciso, ele é consideravelmente complexo e demanda considerável tempo computacional. Essas características podem criar certa resistência à sua aplicação em um centro de operação da distribuição, por exemplo. Portanto, ele foi utilizado nesta dissertação de mestrado apenas para validar os resultados obtidos pelas metodologias propostas.