## UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA MARIA CENTRO DE TECNOLOGIA PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Matias Rossato Muraro

MÉTODO ATIVO VIRTUAL PARA DETECÇÃO DE ILHAMENTO EM GERADORES SÍNCRONOS DISTRIBUÍDOS

#### **Matias Rossato Muraro**

# MÉTODO ATIVO VIRTUAL PARA DETECÇÃO DE ILHAMENTO EM GERADORES SÍNCRONOS DISTRIBUÍDOS

Tese de Doutorado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Área de Concentração em Processamento de Energia, da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM, RS), como requisito parcial para obtenção do grau de

Doutor em Engenharia Elétrica.

ORIENTADOR: Prof. Ghendy Cardoso Junior

Muraro, Matias Rossato

Método Ativo Virtual para Detecção de Ilhamento em Geradores Síncronos Distribuídos / Matias Rossato Muraro.-2019.

127 p.; 30 cm

Orientador: Ghendy Cardoso Junior Tese (doutorado) - Universidade Federal de Santa Maria, Centro de Tecnologia, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, RS, 2019

1. Geração Distribuída 2. Detecção de Ilhamento 3. Gerador Síncrono 4. Gerador Virtual I. Cardoso Junior, Ghendy II. Título.

Sistema de geração automática de ficha catalográfica da UFSM. Dados fornecidos pelo autor(a). Sob supervisão da Direção da Divisão de Processos Técnicos da Biblioteca Central. Bibliotecária responsável Paula Schoenfeldt Patta CRB 10/1728.

Declaro, MATIAS ROSSATO MURARO, para os devidos fins e sob as penas da lei, que a pesquisa constante neste trabalho de conclusão de curso (Tese) foi por mim elaborada e que as informações necessárias objeto de consulta em literatura e outras fontes estão devidamente referenciadas. Declaro, ainda, que este trabalho ou parte dele não foi apresentado anteriormente para obtenção de qualquer outro grau acadêmico, estando ciente de que a inveracidade da presente declaração poderá resultar na anulação da titulação pela Universidade, entre outras consequências legais.

#### ©2019

Todos os direitos autorais reservados a Matias Rossato Muraro. A reprodução de partes ou do todo deste trabalho só poderá ser feita mediante a citação da fonte.

Endereço: Rua Facco, Nº 862, Centro, Fortaleza dos Valos, RS, CEP.: 98125-000

Fone (0xx) 55 3328 1264; End. Eletr.: matiasmuraro@yahoo.com.br

#### **Matias Rossato Muraro**

## MÉTODO ATIVO VIRTUAL PARA DETECÇÃO DE ILHAMENTO EM GERADORES SÍNCRONOS DISTRIBUÍDOS

Tese de Doutorado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Área de Concentração em Processamento de Energia, da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM, RS), como requisito parcial para obtenção do grau de Doutor em Engenharia Elétrica.

Aprovado em 10 de janeiro de 2019:

Ghendy Cardoso Junior, Dr. (UFSM)

(Presidente/Orientador)

José Carlos de Melo Vieira Júnior, Dr. (USP) - Videoconferência

Gustavo Marchesan, Dr. (UNIPAMPA

Adriano Peres de Morais, Dr. (UFSM)

Aécio de Lima Oliveira, Dr. (UFSM)

Santa Maria, RS 2019

## DEDICATÓRIA

Ao professor Lenois Mariotto

### **AGRADECIMENTOS**

Ao povo brasileiro, a Universisdade Federal de Santa Maria, ao Instituto Federal do Rio Grande do Sul, ao Professor Ghendy Cardoso Junior e a minha família.



#### **RESUMO**

# MÉTODO ATIVO VIRTUAL PARA DETECÇÃO DE ILHAMENTO EM GERADORES SÍNCRONOS DISTRIBUÍDOS

AUTOR: Matias Rossato Muraro ORIENTADOR: Ghendy Cardoso Junior

Esta tese apresenta um método de detecção de ilhamento local e passivo para sistemas de geração distribuída (GD) compostos por gerador síncrono conectado diretamente à rede elétrica. Devido às características desses sistemas de geração, como a existência de acoplamento eletromagnético entre a rede elétrica e a massa girante do rotor e do sistema de acionamento mecânico e o fato de geradores síncronos serem fontes de tensão autosustentadas, pode-se ter limitações na detecção de ilhamento por meio de técnicas locais e passivas. Com base nisso, é proposta uma técnica de detecção de ilhamento que compara a frequência elétrica no ponto de conexão com a frequência de rotação da GD após a ocorrência de algum distúrbio. Se as frequências tiverem comportamentos similares, significa que ocorreu um ilhamento. A Fim de verificar a similaridade entre essas frequências, é utilizada a energia necessária para igualar a frequência mecânica da GD com a frequência elétrica. Para não se atuar sobre a GD de maneira ativa, é desenvolvida uma GD virtual que apresenta um comportamento dinâmico similar a GD real, através das medições das grandezas elétricas no ponto de conexão. A GD virtual é obtida através do modelo dinâmico do gerador síncrono e de um modelo aproximado do acionamento mecânico, os quais levam em consideração os parâmetros da própria GD real. A alteração da frequência de rotação da GD virtual é realizada por uma proteção ativa virtual, obtida de forma a permitir a estabilidade da metodologia proposta. O método proposto utiliza parâmetros mecânicos e elétricos do sistema para ser configurado, dessa forma não é necessário realizar simulações ou experiência do usuário para sua utilização. Os resultados das simulações mostraram que o método de detecção de ilhamento proposto apresenta pequenas zonas de não detecção e tempos de detecção apropriados, mesmo quando são utilizadas mais de uma GD no mesmo alimentador. Também foi possível observar que o método proposto não causa falsas detecções para diferentes eventos que podem ocorrer nos sistemas de distribuição de energia elétrica. Somado a isso, o tempo necessário para a detecção do ilhamento é obtido em função dos parâmetros da GD, possibilitando que os tempos de religamentos rápidos dos elementos de proteção dos alimentadores sejam determinados de maneira objetiva.

**Palavras-chave:** Geração Distribuída. Detecção de Ilhamento. Gerador Síncrono. Gerador Virtual.

#### **ABSTRACT**

# A VIRTUALLY ACTIVE-BASED APPROACH FOR DISTRIBUTED SYNCHRONOUS GENERATOR ANTI-ISLANDING PROTECTION

AUTHOR: Matias Rossato Muraro ADVISOR: Ghendy Cardoso Junior

This work presents a local and passive islanding detection method for synchronous distributed generation (DG) directly connected to the distribution power system. Due to the characteristics of these generation system, such the electromagnetic coupling between network and the rotating mass of the rotor and governor system and the synchronous generators self sustaining voltage, limitations on local and passive islanding detection techniques can occurs. Thus, an islanding detection technique based on the point of common coupling (PCC) electrical frequency and DG mechanical frequency comparison after a disturbance occurrence is proposed. In case of this frequencies have similar behaviors, is considered that an islanding has occurred. It is used the needed energy to match the DG mechanical frequency with electrical frequency to verify the frequencies similarity. To avoid a active protection in the DG, a virtual DG that has a similar dynamic behavior to the real DG is developed. The PCC electrical measures are the inputs of this virtual DG. The virtual DG is obtained through the synchronous generator and approximated governor dynamic models, which take account the real DG parameters. The modification in virtual DG frequency is performed by an active virtual protection, that is obtained in order to allow stability for the proposed methodology. The host power system and the DG electrical and mechanical parameters are the input data to proposed method configuration. In this way, simulations and user know how are not necessary to use it. Simulations results show that the islanding detection proposed method has a small non detection zone and appropriated detection times, despite more than one DG are connected to the host power system. The results also show that que proposed method does not cause false detections for other events occurrence in distribution power systems. Furthermore, the necessary time to islanding detection is obtained from DG and host system parameters, this allows a direct and objective fast reclosing times determination.

**Keywords:** Distributed Generation. Islanding Detection. Synchronous Generator. Virtual Generator.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1 – Diagrama da classificação das técnicas de detecção de ilhamento	32
Figura 2.1 – Modelo dinâmico de baixa ordem para geração térmica	54
Figura 2.2 – Modelo dinâmico simplificado para geração térmica com distúrbio de entrada	55
Figura $2.3$ – Sistema de controle com compensador proporcional com ganho $K$	60
Figura 3.1 – Demonstração do comportamento de $\omega_{mec}$ e $\omega_e$ para diferentes distúrbios	
(todos os distúrbios ocorreram em 0s)	64
Figura 3.2 – Diagrama e fluxograma do método de detecção de ilhamento proposto	67
Figura 3.3 – Exemplo de operação do método proposto para evento de ilhamento (a) e para	
evento de não ilhamento (b)	69
Figura 3.4 – Diagrama de blocos do modelo dinâmico de um gerador síncrono, incluindo	
o controlador	70
Figura 3.5 – Diagrama de blocos do modelo dinâmico do gerador síncrono virtual com o	
acionamento mecânico simplificado através de um controlador PI	71
Figura 3.6 – Diagrama de blocos da proteção proposta quando a proteção ativa virtual	
estiver operando	73
Figura 3.7 – Resposta relativa de $\Delta \omega_{mec}^{\nu}$ para diferentes valores de $k_p^{a\nu}$ em (3.8)	75
Figura 3.8 – Diagrama de blocos da GD virtual com limitação da capacidade do	
acionamento mecânico	78
Figura 3.9 – Demonstração da determinação do valor de $\Delta t_1$	79
Figura 4.1 – Sistema teste IEEE 34 Barras com duas GDs	84
Figura 4.2 – Alteração realizada no modelo de acionamento mecânico da <i>GD</i> 01	86
Figura 4.3 – Alteração realizada no modelo nos controladores de tensão	86
Figura $4.4 - \omega_{mec}$ e $\omega_{mec}^{\nu}$ para $GD01$ para diferentes eventos da Tabela $4.3$	90
Figura 4.5 –   <i>indice</i>   para os casos 05, 12, 13 e 33 Tabela 4.3	93
Figura 4.6 – Seleção do valor do limite de discriminação entre eventos de ilhamento e não	
ilhamento	94
Figura 4.7 – ZNDs para os cinco casos de ilhamento da Tabela obtidos pelas proteções	
, ,	96
Figura 4.8 – ZNDs para o caso 01 da Tabela 4.3, ilhamento com somente a GD01	
conectada	98
Figura 4.9 – ZNDs para o caso 02 da Tabela 4.3, ilhamento com somente a GD01	
conectada com $H = 0.5 \times H_{nom}$	99
Figura 4.10 – ZNDs para o caso 03 da Tabela 4.3, ilhamento com somente a GD01	
conectada com $H = 2.0 \times H_{nom}$	ı <b>0</b> 1
Figura 4.11 – ZNDs para o caso 04 da Tabela 4.3, ilhamento com a GD01 e a GD02	
conectadas e $GD01$ com $H = 2,0 \times H_{nom}$	02
Figura 4.12 – ZNDs para o caso 05 da Tabela 4.3, ilhamento com a GD01 e a GD02	
conectadas e $GD01$ com $H = 2,0 \times H_{nom}$ e $S = 2 \times S_{nom}$	
Figura 5.1 – Sistema teste IEEE 123 Barras com duas GDs	14

### LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 – Ajustes das proteções clássicas	8
Tabela 3.1 – Casos para análise do princípio básico	4
Tabela 3.2 – Resposta relativa de $\Delta\omega_{mec}^{\nu}$ para diferentes valores de $k_p^{a\nu}$ na Equação (3.8) 70	6
Tabela 3.3 – Dados para parametrização do método proposto	1
Tabela 4.1 – Dados dos geradores das GDs	5
Tabela 4.2 – Dados dos transformadores elevadores das GDs	5
Tabela 4.3 – Eventos simulados no sistema IEEE 34 Barras	8
Tabela $4.4 - max\_dif_\%$ e $max\_dif_\%$ s/ 81U/81O para os casos da Tabela $4.3 \dots 9$	1
Tabela 4.5 – Índice de Confiabilidade <i>DI</i> para os casos de ilhamento da Tabela 4.3 10.	13
Tabela 4.6 – Tempo máximo para detecção de ilhamento para os casos da Tabela 4.3 10.	5
Tabela 4.7 – Índice de Segurança SI para os casos de não ilhamento da Tabela 4.3 10	6
Tabela 4.8 – Comparação quantitativa do desempenho do método proposto com diferentes	
métodos de detecção de ilhamento	7
Tabela 4.9 – Casos utilizados para avaliar o desempenho do método proposto para	
diferentes relações de impedância de curto-circuito entre o sistema	
hospedeiro e a <i>GD</i> 01	8
Tabela $4.10 - \text{Índice}$ de Confiabilidade $DI$ para os casos de ilhamento da Tabela $4.9 \dots 10^{6}$	9
Tabela 4.11 – Tempo máximo para detecção de ilhamento para os casos da Tabela 4.9110	0
Tabela 5.1 – Simulações Realizadas	5
Tabela $5.2$ – Índice de Confiabilidade $DI$ para os casos de ilhamento da Tabela $5.111$	6
Tabela 5.3 – Tempo máximo para detecção de ilhamento para os casos da Tabela 5.1 11	7
Tabela 5.4 – Índice de Segurança SI para os casos de não ilhamento da Tabela 5.1 11	7
Tabela 5.5 – Comparação quantitativa do desempenho do método proposto com diferentes	
métodos de detecção de ilhamento	8

#### LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

27 Proteção de subtensão de fase

51 Proteção de sobrecorrente de fase

51*N* Proteção de sobrecorrente de neutro

Proteção de sobretensão de fase

59N Proteção de sobretensão de neutro

810 Proteção de sobrefrequência

81*U* Proteção de subfrequência

GD Geração distribuída

HIL Hardware in the Loop

IIR Relé inteligente para detecção de ilhamento - intelligent islanding relay

LVRT Curva de suportabilidade a afundamentos de tensão - Low Voltage Ride

Through

PAC Ponto de Acoplamento Comum

PI Controlador proporcional-integral

PLCC Power line carrier communication

PLL Malha de captura de fase - phase-locked loop

*RD* Recursos distribuídos

*RMS* Valor eficaz de uma grandeza elétrica

RNA Rede neural artificial

ROCOF Taxa de variação da frequência Rate of change of frequency

SCADA Supervisory control and data acquisition

SE Subestação

SEB Sistema elétrico brasileiro

SEP Sistema elétrico de potência

 $t_{\rm max}$  Tempo máximo para detecção de ilhamento

ZND Zona de não detecção

 $ZND_{1/4}$  ZND obtida considerando somente as detecções de ilhamento realizadas

pelo método proposto com  $\Delta t_1$  dado por  $\Delta t_{1_{1/4}}$ , Equação (3.17)

$ZND_{3/4}$	ZND obtida considerando somente as detecções de ilhamento realizadas pelo método proposto com $\Delta t_1$ dado por $\Delta t_{1_{3/4}}$ , Equação (3.18)
$ZND_{\mathrm{geral}_{1/4}}$	ZND obtida considerando as detecções de ilhamento realizadas conjuntamente pelo método proposto com $\Delta t_{1_{1/4}}$ e por proteções clássicas
$ZND_{\mathrm{geral}_{3/4}}$	ZND obtida considerando as detecções de ilhamento realizadas conjuntamente pelo método proposto com $\Delta t_{1_{3/4}}$ e por proteções clássicas
$ZND_{1/4-3/4}$	ZND obtida considerando as detecções de ilhamento realizadas conjuntamente pelo método proposto com $\Delta t_{1_{1/4}}$ e com $\Delta t_{1_{3/4}}$
$ZND_{ m geral}$	ZND obtida considerando as detecções de ilhamento realizadas conjuntamente por $ZND_{geral_{1/4}}$ e $ZND_{geral_{3/4}}$

## LISTA DE SÍMBOLOS

Ângulo relativo entre o rotor e o campo magnético do estator, em radianos
Ângulo relativo inicial entre o rotor e o campo magnético do estator, em radianos
Variação do ângulo relativo entre o rotor e o campo magnético da máquina síncrona, em radianos
Desvio da frequência mecânica em relação a frequência nominal síncrona, em p.u.
Variação da frequência angular virtual utilizada na entrada do integrador do acionamento mecânico da GD virtual, em p.u.
Variação da frequência mecânica da GD virtual, em p.u.
Variação da potência ativa devido a desconexão, em p.u.
Intercâmbio de potência ativa
Intercâmbio de potência reativa
Intervalo de tempo de espera inicial do método proposto, em segundos
Tempo de espera para que a proteção ativa virtual atue em $1/4$ de $T_d$ , em segundos
Tempo de espera para que a proteção ativa virtual atue em $3/4$ de $T_d$ , em segundos
Intervalo de tempo para o cálculo do valor de indice, em segundos
Coeficiente de amortecimento
Frequência angular nominal do sistema, em radianos por segundo
Frequência de oscilação amortecida, em radianos por segundo
Frequência elétrica no PAC, em p.u.
Amplitude do distúrbio de $\omega_e$ na operação da proteção ativa virtual, em p.u.
Frequência de rotação da GD, em p.u.
Frequência de rotação da GD virtual, em p.u.
Frequência de oscilação natural, em radianos por segundo
Valor da frequência elétrica determinada pelo PLL, em p.u.
Inverso do estatismo do regulador do governador
Área da ZND
Área de todas as condições de operação

DCoeficiente de amortecimento da máquina síncrona, em p.u. DIÍndice de confiabilidade Índice de confiabilidade DI obtido pelo método proposto com  $\Delta t_1$  dado por  $\Delta t_{1_{1/4}}$  $DI_{1/4}$  $DI_{1/4-3/4}$  Índice de confiabilidade DI obtido pelo método proposto com  $\Delta t_1$  dado por  $\Delta t_{1/4}$ em conjunto  $\Delta t_1$  dado por  $\Delta t_{1_{3/4}}$  $DI_{3/4}$ Índice de confiabilidade DI obtido pelo método proposto com  $\Delta t_1$  dado por  $\Delta t_{1_{3/4}}$  $DI_{class}$ Índice de confiabilidade *DI* obtido por proteções clássicas DIENúmero de eventos detectados  $DI_{geral}$ Índice de confiabilidade DI obtido pelo método proposto com  $\Delta t_1$  dado por  $\Delta t_{1_{1/4}}$  e  $\Delta t_1$  dado por  $\Delta t_{1_{3/4}}$  e conjuntamente com proteções clássicas  $DI_{geral_{1/4}}$  Índice de confiabilidade DI obtido pelo método proposto com  $\Delta t_1$  dado por  $\Delta t_{1_{1/4}}$ em conjunto com proteções clássicas  $DI_{geral_{3/4}}$  Índice de confiabilidade DI obtido pelo método proposto com  $\Delta t_1$  dado por  $\Delta t_{1_{3/4}}$ em conjunto com proteções clássicas **DNIE** Número de eventos de não ilhamento detectados  $\boldsymbol{E}$ Módulo do fasor da tensão interna através da impedância transitória, em p.u.  $f_0$ Frequência nominal, em Hz  $F_H$ Fração da potência total gerada pela turbina de alta pressão HConstante de inércia do rotor da máquina síncrona, em p.u.  $H_{nom}$ Constante de inércia nominal do rotor da máquina síncrona, em p.u. i(t)Corrente instantânea no PAC, em p.u. IDIndicador de detecção de ilhamento indice Variável utilizada para discriminar eventos de ilhamento de eventos de não ilhamento K Ganho proporcional de um compensador  $k_i^{\nu}$ Ganho integral do controlador PI do accionamento mecânico virtual  $K_m$ Fator de ganho de potência mecânica Ganho proporcional da proteção ativa virtual

Ganho proporcional do controlador PI do accionamento mecânico virtual

 $max\_dif_{\%}$  Diferença percentual máxima entre  $\omega_{mec}(t)$  e  $\omega_{mec}^{v}(t)$  para o intervalo de tempo

de 450ms desde a ocorrência do evento em análise

 $k_p^{\nu}$ 

 $max\_dif_%s/81U/81O$  Diferença percentual máxima entre  $\omega_{mec}(t)$  e  $\omega_{mec}^v(t)$  para o intervalo de tempo de 450ms desde a ocorrência do evento em análise que não causaria a atuação das proteções 81U e 81O

*NIE* Número total de eventos de ilhamento

NNIE Número total de eventos de não ilhamento

P Potência ativa, em p.u.

 $P_0$  Potência ativa de referência, em p.u.

 $P_a$  Potência acelerante, em p.u.

 $P_d$  Distúrbio de potência elétrica, em p.u.

 $P_e$  Potência elétrica fornecida pelo gerador, em p.u.

 $P_g$  Potência ativa instantânea gerada, em p.u.

 $P_m$  Potência mecânica aplicada ao rotor da máquina síncrona, em p.u.

 $P_{max}$  Potência elétrica máxima que pode ser transferida entre o gerador para o sistema

elétrico hospedeiro, em p.u.

 $P_s$  Potência sincronizante, em p.u.

 $P_{SP}$  Referência incremental de potência ativa

 $P_{step}$  Amplitude do distúrbio de potência elétrica, em p.u.

Q Potência reativa, em p.u.

 $Q_0$  Potência reativa de referência, em p.u.

 $Q_g$  Potência reativa instantânea gerada, em p.u.

Resistência, em p.u.

R(s) Referência de um sistema de controle

 $R_{NDZ}$  Relação de área da ZND

s Variável complexa

SI Índice de segurança

 $S_{nom}$  Potência aparente nominal da máquina síncrona, em MVA

 $S_{op}$  Potência aparente fornecida, em MVA

t Tempo, em segundos

 $T_d$  Período de oscilação amortecido do gerador para pequenos distúrbios, em segundos

 $T_{detec}$  Tempo necessário para detectar a ocorrência de algum distúrbio na rede de distribuição, em segundos

 $T_e$  Torque elétrico, em p.u.

 $T_{max}^{v}$  Valor máximo que a saída do acionamento mecânico da GD virtual pode assumir, em p.u.

 $T_{mec}^{v}$  Torque mecânico da GD virtual, em p.u.

 $T_{mec}^{\nu'}$  Saída do acionamento mecânico da GD virtual, em p.u.

 $T_{mec}^{v''}$  Saída limitada do acionamento mecânico da GD virtual, em p.u.

 $T_{min}^{v}$  Valor mínimo que a saída do acionamento mecânico da GD virtual pode assumir, em p.u.

 $T_R$  Constante de tempo de reaquecimento

 $u^{\nu}$  Ação de controle da proteção ativa virtual, em p.u.

V Módulo do fasor da tensão terminal, em p.u.

v(t) Tensão instantânea no PAC, em p.u.

 $V_0$  Tensão terminal de referência, em p.u.

 $V_1$  Amplitude de tensão de sequência positiva, em p.u.

 $V_2$  Amplitude de tensão de sequência negativa, em p.u.

 $V_e$  Tensão de excitação, em p.u.

X Reatância indutiva, em p.u.

 $X_{CC}$  Reatância aproximada de curto-circuito trifásico no PAC pelo lado do sistema hospedeiro, em p.u.

 $X_d^{'}$  Reatância transitória de eixo direto da máquina síncrona, em p.u.

X<sub>T</sub> Valor da soma entre a reatância transitória de eixo direto, a reatância entre os terminais do gerador e o PAC e a reatância aproximada de curto-circuito trifásico do PAC pelo lado do sistema hospedeiro, em p.u.

 $X_t$  Reatância entre os terminais do gerador e o PAC, em p.u.

Y(s) Saída de um sistema de controle

 $Z_{GD}$  Impedância de curto-circuito trifásico da GD, em p.u.

 $Z_{GD}/Z_{rede}$  Relação da impedância de curto-circuito trifásico da GD com a impedância de curto-circuito trifásico do sistema hospedeiro no ponto de conexão onde a GD está conectada

Z<sub>rede</sub> Impedância de curto-circuito trifásico do sistema hospedeiro no ponto de conexão onde a GD está conectada, em p.u.

## SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	27
1.1	CONSIDERAÇÕES GERAIS	27
1.2	MOTIVAÇÃO	28
1.3	OBJETIVOS	30
1.3.1	Objetivos Gerais	30
1.3.2	Objetivos Específicos	30
1.4	CONTRIBUIÇÕES DA TESE	31
1.5	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA DOS MÉTODOS DE DETECÇÃO DE	
	ILHAMENTO	32
1.5.1	Métodos Baseados em Comunicação	32
1.5.2	Métodos Ativos	
1.5.3	Métodos Passivos	
1.5.4	Métodos Híbridos	37
1.6	ESTADO DA ARTE	38
1.7	ESTRUTURA DO TRABALHO	46
2	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	
2.1	CONSIDERAÇÕES INICIAIS	
2.2	PRÁTICAS INDUSTRIAIS RELATIVAS À CONEXÃO DE GDS E À	
	DETECÇÃO DE ILHAMENTO	47
2.3	AVALIAÇÃO DAS TÉCNICAS DE DETECÇÃO DE ILHAMENTO	
2.4	COMPORTAMENTO DINÂMICO DE GERADORES SÍNCRONOS	
	DURANTE PERTURBAÇÕES	50
2.4.1	Comportamento Dinâmico para Pequenas Perturbações	
2.4.2	Comportamento Dinâmico para Grandes Perturbações	
2.5	RESPOSTA EM TERMOS DA FREQUÊNCIA PARA SISTEMAS DE	
	GERAÇÃO - MODELO DE BAIXA ORDEM	53
2.6	ESTABILIDADE DE SISTEMAS DE CONTROLE	57
2.6.1	Critério de Estabilidade de Routh-Hurwitz	57
2.6.2	Aplicação do Critério de Estabilidade de Routh-Hurwitz na Análise de	
	Sistemas de Controle	59
2.7	CONSIDERAÇÕES FINAIS	60
3	METODOLOGIA PROPOSTA PARA DETECÇÃO DE ILHAMENTO	63
3.1	CONSIDERAÇÕES INICIAIS	63
3.2	PRINCÍPIO BÁSICO	63
3.3	MÉTODO DE DETECÇÃO DE ILHAMENTO PROPOSTO	65
3.3.1		68
3.3.2	GD Virtual	70
3.3.2.1	Determinação dos ganhos do acionamento mecânico simplificado	72
3.3.3	Proteção Ativa Virtual	73
3.3.3.1	Determinação do valor do ganho $k_p^{av}$	74
3.3.4	Detecção de Ilhamento	76
3.3.5		77
3.3.5.1		77
3.3.5.2	Limitação da Amplitude do Acionamento Mecânico Virtual	77
3.3.5.3	Filtro Passa-Baixa na Frequência Elétrica	78

3.3.5.4	Determinação de $\Delta t_1$
3.3.5.5	Determinação de $\Delta t_2$
3.4	UTILIZAÇÃO DO MÉTODO PROPOSTO DE DETECÇÃO DE
	ILHAMENTO
3.5	CONSIDERAÇÕES FINAIS
4	RESULTADOS DE SIMULAÇÃO - SISTEMA TESTE IEEE 34 BARRAS 83
4.1	CONSIDERAÇÕES INICIAIS
4.2	SISTEMA TESTE
4.3	SIMULAÇÕES
4.4	AVALIAÇÃO DA GD VIRTUAL
4.5	DETERMINAÇÃO DO LIMITE DE DISCRIMINAÇÃO ENTRE EVENTOS
	DE ILHAMENTO E NÃO ILHAMENTO
4.6	AVALIAÇÃO DE DESEMPENHO DO MÉTODO PROPOSTO
4.6.1	Avaliação da Capacidade em Detectar o Ilhamento
4.6.2	Avaliação da Segurança
4.6.3	Comparação Quantitativa com Outros Métodos de Detecção de Ilhamento 106
4.7	ANÁLISE DA CAPACIDADE DE DETECÇÃO DE ILHAMENTO EM
	RELAÇÃO A VARIAÇÃO DA IMPEDÂNCIA DO SISTEMA HOSPEDEIRO107
4.8	CONSIDERAÇÕES FINAIS
5	RESULTADOS DE SIMULAÇÃO - SISTEMA TESTE IEEE 123
	BARRAS113
5.1	CONSIDERAÇÕES INICIAIS
5.2	SISTEMA TESTE
5.3	SIMULAÇÕES
5.4	AVALIAÇÃO DE DESEMPENHO DO MÉTODO PROPOSTO
5.4.1	Avaliação da Capacidade em Detectar o Ilhamento
5.4.2	Avaliação da Segurança
5.4.3	Comparação Quantitativa com Outros Métodos de Detecção de Ilhamento 118
5.5	CONSIDERAÇÕES FINAIS
6	CONCLUSÕES 121
6.1	SUGESTÕES DE TRABALHOS FUTUROS
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS 123

## 1 INTRODUÇÃO

### 1.1 CONSIDERAÇÕES GERAIS

Para satisfazer o aumento da demanda de energia elétrica, a utilização de geração distribuída (GD), como eólica e sistemas fotovoltaicos, é inevitável (VAHEDI; KARRARI; GHAREHPETIAN, 2016). Devido à integração de Recursos Distribuídos (RD), a rede de distribuição de energia elétrica se encontra em um momento de grande transformação (FARHAN; SWARUP, 2016; CUI; EL-ARROUDI; JOÓS, 2017; SALEH et al., 2018). A GD pode ser definida como as instalações de geração de energia elétrica conectadas a uma área do sistema elétrico de potência (SEP) através de um ponto de acoplamento comum (PAC). As GDs também podem ser entendidas como um subconjunto dos RDs (IEEE..., 2003).

Além da desregulação, a vantagem econômica, a alta confiabilidade, a eficiência e a sustentabilidade também ajudam a impulsionar a busca por fontes de energia limpas, com ênfase em baixo impacto ambiental e geração de energia elétrica próxima às áreas consumidoras (FARHAN; SWARUP, 2016; SALEH et al., 2017; RAZA et al., 2017; SALEH et al., 2018).

Desde a última década, a penetração de GDs nas redes de sub-transmissão e distribuição tem aumentado muito (MAKWANA; BHALJA, 2017). As GDs podem efetivamente aliviar a pressão nas empresas de energia, em virtude da crise energética ao redor do planeta e das preocupações ambientais (MUDA; JENA, 2016). Dentre as principais vantagens que podem ocorrer devido à instalação de GDs estão a postergação de investimentos na área de expansão dos sistemas de transmissão e de distribuição, a redução dos impactos ambientais, a redução do carregamento das redes, a diversificação da matriz energética brasileira, a redução de perdas ativas e melhorias no perfil de tensão (BIAZ et al., 2018). Além disso, o rápido avanço nas tecnologias de proteção e controle vem ao encontro da utilização de energia elétrica produzida por GDs nos sistemas de potência e/ou diretamente nos centros de carga (SALEH et al., 2018).

Ainda, o aumento na confiabilidade dos sistemas de geração, a melhoria da qualidade de energia, a disposição de suprimento para serviços ancilares livres de taxas de uso estão entre algumas das principais razões que impulsionam o mercado dos sistemas de *microgrids* com múltiplas fontes de energia distribuídas (DHAR; DASH, 2016).

No Brasil, a instalação de GDs renováveis está em pleno crescimento por causa da redução dos custo dos equipamentos. Outro elemento impulsionador é constituído pelas políticas de incentivo, que ocorrem por meio da remuneração atrativa do excedente de energia injetada ou formas atraentes de financiamento. Esses incentivos visam principalmente a diminuição da utilização de combustíveis fósseis para a geração de energia elétrica e a redução da importação de petróleo (BIAZ et al., 2018).

Uma das questões importantes relacionadas à integração desses recursos renováveis

com o sistema de distribuição é o risco da ocorrência de ilhamento não intencional e o tempo para detectá-lo (VAHEDI; KARRARI; GHAREHPETIAN, 2016; FARHAN; SWARUP, 2016; RAZA et al., 2017; SALEH et al., 2017). A condição de ilhamento não intencional pode ser descrita como a condição durante a qual a GD e suas cargas próximas continuem a operar após a perda da conexão com o sistema de potência hospedeiro (IEEE..., 2014). Essa questão tem sido largamente estudada durante os últimos dez anos, e é ainda considerada um importante problema técnico e acadêmico (VAHEDI; KARRARI; GHAREHPETIAN, 2016).

## 1.2 MOTIVAÇÃO

Uma detecção precisa e rápida da condição de ilhamento é requerida por razões técnicas, operacionais e de segurança, conforme pode ser observado nas justificativas abaixo:

- As concessionárias normalmente utilizam religamentos automáticos para reconectar partes isoladas do sistema de distribuição de energia elétrica. Entretanto, em sistemas onde existe a presença de GDs, caso essas não tenham sido desconectadas do sistema durante o tempo morto, pode ocorrer o religamento dessincronizado da concessionária com a tensão existente no alimentador proveniente da GD. Isso poderia causar danos aos equipamentos da rede e na própria GD (SALEH et al., 2016; LUKAč; MATIŠIĆ, 2017; FARHAN; SWARUP, 2016).
- Durante a operação ilhada de uma GD, a tensão, frequência e/ou a qualidade da energia podem não serem mantidas dentro dos níveis regulamentados, de modo que podem ocorrer danos nas cargas alimentadas de maneira ilhada (SALEH et al., 2016; FARHAN; SWARUP, 2016). Um dos aspectos determinantes para não se permitir a operação ilhada é o fato da qualidade da energia ser de responsabilidade legal da concessionária que, neste caso, não teria controle sobre a qualidade da energia fornecida nas regiões ilhadas (BIAZ et al., 2018).
- Outro fator contrário à operação ilhada não intencional está associado aos riscos de acidentes com as equipes de manutenção (SALEH et al., 2016; FARHAN; SWARUP, 2016; BIAZ et al., 2018). Uma vez que as equipes atuam em redes que deveriam estar desenergizadas e com a pressão sofrida devido aos indicadores de desempenho das empresas de distribuição de energia elétrica, poderiam ocorrer descuidos nos procedimentos de checagem de desenergização do sistema, resultando em acidentes (BIAZ et al., 2018).
- Operações incorretas da função de proteção responsável por detectar ilhamentos para faltas fase-terra em alimentadores adjacentes não são toleradas, uma vez que 80% a 90% das faltas em alimentadores de distribuição são desse tipo (SAREEN; BHALJA;

MAHESHWARI, 2016b). A ocorrência de falsas detecções de ilhamento provoca a desconexão de GDs em condições de operar, aumentando o tempo de inatividade, reduzindo a energia despachada para o sistema (FARHAN; SWARUP, 2016). Ainda, uma condição de disparo indevido pode ser intolerável em sistemas elétricos com grandes níveis de penetração ou GDs de grande potência (LI et al., 2016b).

De acordo com Almas e Vanfretti (2016), Alam, Muttaqi e Bouzerdoum (2017), Makwana e Bhalja (2017) e Muda e Jena (2018), os métodos de detecção de ilhamento são classificados das seguintes formas:

- 1. Métodos Locais: Esses métodos são baseados em medições locais no lado da GD. No entanto, esses métodos possuem grandes zonas de não detecção (ZND):
  - Métodos Passivos: Nesses métodos, são baseados somente nas grandezas elétricas que estão sendo monitoras. Esses métodos detectam a condição de ilhamento quando as grandezas elétricas violam os ajustes pré-estabelecidos.
  - Métodos Ativos: Nesse método, pequenas perturbações são introduzidas deliberadamente no sistema. Esses métodos apresentam uma pequena ZND e podem detectar a condição de ilhamento, ainda que houver uma perfeita correspondência entre a potência gerada pelo GD e a potência consumida pela carga local.
  - Métodos Híbridos: Esses métodos são baseados na monitoração das grandezas elétricas. Após serem detectadas variações nessas grandezas, são introduzidas perturbações no sistema para avaliar sua resposta, a fim de detectar a ocorrência de ilhamento.
- 2. Métodos Remotos: Esses métodos utilizam comunicação entre a GD e a concessionária para detectar a condição de ilhamento.

As concessionárias de energia preferem usar as técnicas passivas para a detecção de ilhamento, uma vez que elas são de menor custo e não implicam em problemas de qualidade de energia (RAZA et al., 2017, 2016a). Ainda, por simplicidade, aplicabilidade e um melhor custo-benefício, as técnicas locais de detecção de ilhamento geralmente são as preferidas em aplicações práticas (KHAMIS et al., 2018). No entanto, um problema inerente às técnicas passivas é a possibilidade da existência de ZNDs (RAZA et al., 2017). Assim, a principal tarefa dos métodos de detecção de ilhamento é detectar corretamente o momento do ilhamento e isolar a GD da rede de distribuição em um tempo adequado, mesmo quando a probabilidade de ocorrência de ilhamento seja baixa (VAHEDI; KARRARI; GHAREHPETIAN, 2016).

Encontrar ajustes adequados para as proteções passivas pode ser uma tarefa difícil dependendo dos parâmetros da rede, sendo recomendado que sejam checados em testes na rede real (LUKAč; MATIŠIĆ, 2017). Somado a isso, a maioria das abordagens disponíveis para

realização da proteção anti-ilhamento são desenvolvidas para GDs individuais (SALEH et al., 2017).

As GDs com conversores eletrônicos possuem uma combinação de métodos anti-ilhamento passivos e ativos que provam ser rápidos e confiáveis. Por sua vez, as GDs compostas por máquinas rotativas conectadas diretamente apresentam dificuldades em detectar o ilhamento, pois não existe uma forma economicamente viável de proteção anti-ilhamento ativa (LUKAč; MATIŠIĆ, 2017).

Em relação ao Sistema Elétrico Brasileiro (SEB), ainda se verifica uma baixa penetração de *smart grids*, o que leva a concluir que as soluções para detecção de ilhamento não intencional não podem depender da modernização e/ou substituição dos demais elementos do sistema (BIAZ et al., 2018). Além disso, é prática usual abrir alguns interruptores e fechar alguns interruptores de passagem, isso é amplamente conhecido como reconfiguração de rede. Essas manobras são realizadas na rede de distribuição com o objetivo de reduzir as perdas das linhas de distribuição e também melhorar o perfil de tensão (MAKWANA; BHALJA, 2016).

Portanto, o desenvolvimento de métodos de detecção de ilhamento passivos e locais aplicados a GDs compostas por geradores síncronos que apresentem pequenas ZNDs, que não apresentem falsas detecções, sendo imunes à existência de outras GDs e às mudanças de topologia do sistema hospedeiro se faz necessário.

#### 1.3 OBJETIVOS

#### 1.3.1 Objetivos Gerais

Este trabalho tem como objetivo geral desenvolver um método de detecção de ilhamento não intencional para GDs compostas por geradores síncronos conectados diretamente à rede elétrica.

#### 1.3.2 Objetivos Específicos

Os objetivos específicos desse trabalho são:

- Analisar o comportamento elétrico do PAC e o comportamento mecânico da GD durante eventos de ilhamentos e não ilhamentos, buscando determinar padrões de comportamento, para classificar a ocorrência dos diferentes eventos;
- Propor um método de detecção de ilhamento que possua a capacidade de classificar os eventos de ilhamento e não ilhamento de maneira adequada. O método proposto deve

ter uma pequena ZND e não deve ocasionar falsas detecções. Ainda, o método proposto deve utilizar as características do sistema de geração e do sistema hospedeiro para a sua configuração e parametrização;

- Propor a utilização de uma GD virtual, para ser utilizada em conjunto com o método ativo virtual. Essa GD virtual deve ser capaz de representar o comportamento dinâmico da GD real em situações de ilhamento e não ilhamento;
- Por sua vez, a proteção ativa virtual deve ser capaz de propiciar uma boa classificação entre os eventos de ilhamento e não ilhamento. Deve apresentar um comportamento estável sob os diferentes eventos que podem ocorrer no sistema de distribuição de energia elétrica;
- Avaliar o desempenho do método proposto tanto para eventos de ilhamento, quanto para outros eventos.

## 1.4 CONTRIBUIÇÕES DA TESE

Perante as características desejáveis de uma proteção anti-ilhamento de GDs, este trabalho propõe um método de proteção baseado no comportamento dinâmico da GD a ser protegida e da frequência elétrica no PAC. O método é do tipo passivo e local, não sendo suscetível a problemas de qualidade de energia ou problemas de comunicação e custos elevados de instalação, como ocorre com as proteções ativas ou remotas. A metodologia proposta se baseia nos modelos dinâmicos da GD e do sistema elétrico de distribuição, sendo praticamente imune à existência de outras GDs no mesmo alimentador e a mudanças de topologia da rede.

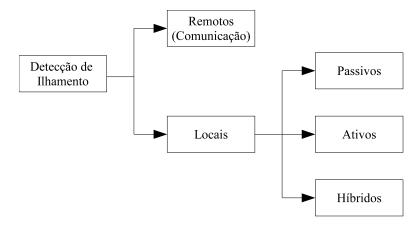
Dessa forma, a principal contribuição desse trabalho é o desenvolvimento de uma proteção anti-ilhamento para GDs síncronas, que possua uma metodologia direta de parametrização, não tendo seus ajustes obtidos através de exaustivas simulações ou experiência do usuário.

Deste modo, umas das contribuições desta tese é o desenvolvimento de uma GD virtual que, através de medições das grandezas elétricas no PAC, apresenta um comportamento dinâmico similar à GD real. Outra contribuição é a criação de uma proteção ativa virtual, responsável por atuar sobre a GD virtual, alterando seu comportamento visando à identificação da ocorrência de ilhamentos.

#### 1.5 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA DOS MÉTODOS DE DETECÇÃO DE ILHAMENTO

De acordo com a técnica de detecção, os métodos de detecção de ilhamento podem ser agrupados nas seguintes categorias: Técnicas baseadas em comunicação, ativas e passivas (CUI; EL-ARROUDI; JOóS, 2018). Um diagrama da classificação das técnicas de detecção de ilhamento é apresentado na Figura 1.1.

Figura 1.1 – Diagrama da classificação das técnicas de detecção de ilhamento.



Fonte: Adaptado (CUI; EL-ARROUDI; JOóS, 2018).

A seguir, as diferentes categorias de técnicas de detecção de ilhamento serão abordadas de maneira individual. Também serão apresentadas as principais características, vantagens e desvantagens.

#### 1.5.1 Métodos Baseados em Comunicação

Os métodos remotos de detecção de ilhamento são baseados em comunicação entre a GD e uma unidade central, onde os parâmetros elétricos são monitorados através de *links* de comunicação dedicados. Quando uma variação em algum parâmetro elétrico é detectada como uma situação de ilhamento, a unidade central envia um sinal para desconectar a GD (MAKWANA; BHALJA, 2017). Os métodos de detecção de ilhamento baseados em comunicação não prejudicam a qualidade de energia do sistema de potência e teoricamente não têm ZND (CHEN; LI, 2016; MARCHESAN et al., 2016; KERMANY et al., 2017). Essas técnicas são vulneráveis a falhas nos sistemas de comunicação e nos sistemas de indicação, como contatos e relés auxiliares.

As principais técnicas remotas atuais são as baseadas em sistemas SCADA (*Supervisory Control and Data Acquisition*) e PLCC (*Power Line Carrier Communication*) (BIAZ et al., 2018; FARHAN; SWARUP, 2016; SALEH et al., 2017). Esses métodos têm ganhado popularidade em muitos sistemas de potência devido a sua precisão e velocidade de resposta (SALEH et al., 2017). Outras técnicas têm detectado a condição de ilhamento pela comparação

de frequência e fase da GD com outras localizações do sistema de distribuição. Essa abordagem é simples e atrativa (RAZA et al., 2017; LUKAč; MATIŠIĆ, 2017), no entanto ainda apresenta os problemas de técnicas remotas para GDs.

Kermany et al. (2017) salientam que métodos remotos são uma abordagem muito sólida para detecção de ilhamento em *microgrid* com mais de um ponto de conexão com as *smartgrids*. Estes métodos podem ser caros para implementar em pequenas *microgrids*, mas podem ser muito benéficos para grandes *microgrids*. No caso de detecção de ilhamento descentralizada, as informações relacionadas com o status da rede - ilhamento permitido ou possível - devem ser comunicadas com as fontes distribuídas conectadas com dispositivos eletrônicos inteligentes que garantam a correta operação quando requerido. No futuro, esquemas descentralizados vão ser realizados através da combinação de informações descentralizadas e centralizadas (LAAKSONEN; HOVILA, 2017).

No entanto, uma das desvantagens dos métodos de detecção remotos está associada ao alto custo para a instalação dos equipamentos necessários para a implementação dessa técnica, o que faz a operação do sistema se tornar mais complexa (CHEN; LI, 2016; SALEH et al., 2017; MAKWANA; BHALJA, 2016; SAREEN; BHALJA; MAHESHWARI, 2016b; MUDA; JENA, 2018; MOHAMAD; MOHAMED, 2017; LUKAč; MATIŠIĆ, 2017; MOHAMAD; MOHAMED, 2017). O alto custo das instalações se justifica por causa da demanda de canais de comunicação extremamente rápidos entre a administradora do sistema de distribuição e as GDs (SAREEN; BHALJA; MAHESHWARI, 2016a).

Somando-se a isso, para redes de distribuição de energia elétrica contendo pequenas GDs, a instalação de algum tipo de proteção remota pode ser impraticável, devido ao fato desta solução não ser economicamente viável (MARCHESAN et al., 2016; SHANG; SHI, 2016; SAREEN; BHALJA; MAHESHWARI, 2016a).

Outra desvantagem relativa aos métodos remotos de detecção de ilhamento está associada à complexidade da utilização desse método por diferentes razões: requerem infraestrutura adicional, especialmente em grandes redes de distribuição com muitos alimentadores laterais e GDs (CUI; EL-ARROUDI; JOóS, 2018); mudanças de topologia do alimentador (MUDA; JENA, 2016; CUI; EL-ARROUDI; JOóS, 2018); existência de muitos dispositivos a montante da GD que podem causar o ilhamento (MARCHESAN et al., 2016); a necessidade de transmitir sinal a partir de todos os possíveis dispositivos de chaveamento onde o ilhamento pode ser formado (MAKWANA; BHALJA, 2016); instalação e configuração de circuitos adicionais complexos (SALEH et al., 2018); dependência de cobertura e falhas na comunicação (SALEH et al., 2017; MARCHESAN et al., 2016; KERMANY et al., 2017).

Ainda, mesmo que o custo e a velocidade de comunicação não sejam um problema das técnicas remotas no futuro, o desenvolvimento de capacidades de comunicação tem aberto novas possibilidades e vulnerabilidades no sistema de comunicação (CUI; EL-ARROUDI; JOóS, 2018), como problemas de segurança devido aos ataques cibernéticos (*cyber attacks*) ou às falhas de comunicação (MOHAMAD; MOHAMED, 2017). Adicionalmente, a eficiência

desses métodos não pode ser garantida se houver o risco de perda da comunicação (CHEN; LI, 2016), fazendo necessária a instalação de proteções locais de *backup* (RAZA et al., 2017).

#### 1.5.2 Métodos Ativos

Os métodos ativos de detecção de ilhamento injetam pequenos distúrbios nos parâmetros elétricos da GD que, por sua vez, afetam os sinais elétricos relacionados a esses parâmetros (ALMAS; VANFRETTI, 2016; MAKWANA; BHALJA, 2017). Quando a GD está conectada ao sistema hospedeiro, esses pequenos distúrbios não criam consideráveis variações nos parâmetros do sistema de potência, como a tensão e a frequência, pois os sinais elétricos da GD são ditados pelo sistema de potência. Entretanto, quando um ilhamento é formado, os pequenos distúrbios podem criar uma variação suficientemente grande nos sinais elétricos, de forma que o ilhamento possa ser detectado (FARHAN; SWARUP, 2016; POURBABAK; KAZEMI, 2016).

Os métodos ativos têm uma pequena ZND e em alguns casos podem detectar a condição de ilhamento mesmo se houver uma perfeita correspondência entre a potência gerada pela GD e a potência consumida pela carga local (ALMAS; VANFRETTI, 2016; FARHAN; SWARUP, 2016; DATTA et al., 2016). Quando comparados a métodos passivos, estes métodos apresentam um melhor desempenho na detecção de ilhamento (POURBABAK; KAZEMI, 2016).

Os métodos ativos são usualmente os mais aplicados às GDs conectadas por conversores estáticos, pois não precisam da infraestrutura de comunicação, que geralmente apresentam custos de instalação elevados (POURBABAK; KAZEMI, 2016). Ainda, devido a seus circuitos e projetos complexos, os conversores estáticos têm embutido um combinação de métodos anti-ilhamento passivos e ativos que provam ser rápidos e confiáveis (LUKAč; MATIŠIĆ, 2017).

Apesar do bom desempenho na detecção de ilhamento, os métodos ativos apresentam alguns inconvenientes:

- A injeção de distúrbios no ponto de conexão pode deteriorar a qualidade da energia fornecida pela GD (SALEH et al., 2016; RAZA et al., 2017; FARHAN; SWARUP, 2016; MAKWANA; BHALJA, 2017; CHEN; LI, 2016; POURBABAK; KAZEMI, 2016; DATTA et al., 2016; CUI; EL-ARROUDI; JOóS, 2018);
- Geralmente, métodos ativos de detecção de ilhamento são mais lentos que os métodos passivos, isso se deve ao fato de que métodos ativos dependem da resposta da perturbação injetada no sistema, a qual necessita de um tempo adicional para a detecção (ALMAS; VANFRETTI, 2016; MAKWANA; BHALJA, 2017; K.; SIDDIQUI; FOZDAR, 2017);
- Podem não operar apropriadamente devido à interferência de outras GDs, quando aplicados a sistemas que operam com múltiplas GDs (CHEN; LI, 2016; DHAR; DASH, 2016; K.; SIDDIQUI; FOZDAR, 2017; CUI; EL-ARROUDI; JOóS, 2018; RAZA et al., 2017);

- O desempenho na detecção de ilhamento pode ser sensível à variação do fator de potência do ponto de conexão (SALEH et al., 2016);
- Podem ser sensíveis a faltas em ambos os lados do PAC (SALEH et al., 2016);
- É difícil encontrar um ganho para a realimentação positiva que garanta uma rápida detecção de ilhamento e um mínimo impacto da qualidade da energia da GD. Não há uma metodologia específica para a obtenção dos ganhos do *feedback* positivo e dos filtros, os quais são tipicamente obtidos através de técnicas heurísticas ou testes práticos (AGUIAR et al., 2016; MOHAMAD; MOHAMED, 2017);
- As perturbações introduzidas em intervalos regulares são desnecessárias durante a maioria das condições de operação (K.; SIDDIQUI; FOZDAR, 2017);
- As GDs podem apresentar um comportamento transitório indesejado (CUI; EL-ARROUDI; JOóS, 2018).

#### 1.5.3 Métodos Passivos

Nos métodos de detecção passivos de ilhamento, as alterações relativas nos parâmetros elétricos, como a tensão, corrente, frequência, impedância, potência ativa e potência reativa e assim por diante, são monitoradas no PAC (FARHAN; SWARUP, 2016; MAKWANA; BHALJA, 2017).

Os relés utilizados pela maioria das concessionárias de energia para detecção de ilhamento são baseados em métodos passivos. Normalmente, isso acontece devido ao baixo custo e por não gerarem distúrbios na qualidade de energia (RAZA et al., 2016a, 2017). Somado a isso, a rápida detecção de ilhamento e a fácil implementação fazem essa técnica ser a preferida (K.; SIDDIQUI; FOZDAR, 2017).

Alguns métodos passivos de detecção de ilhamento requerem muitas simulações *offline* para determinar os ajustes das proteções, visando identificar corretamente a condição de ilhamento, já que o desempenho dessas proteções depende dos ajustes implementados nos relés de proteção. Limites de ajustes muito rigorosos podem resultar em falsas detecções de ilhamentos e desligar a GD em condições normais de operação, enquanto ajustes muito permissivos podem resultar em um tempo longo para detecção do ilhamento (ALMAS; VANFRETTI, 2016; K.; SIDDIQUI; FOZDAR, 2017).

Proteções de sub/sobre frequência (81U/81O), taxa de variação da frequência (*rate of change of frequency* - ROCOF), salto de vetor (78) e sub/sobre tensão (27/59) são os métodos passivos mais utilizados (CHEN; LI, 2016; MAKWANA; BHALJA, 2017; SALEH et al., 2016). As proteções 81U e 81O medem a duração de um ciclo da tensão terminal usando a técnica de

detecção do cruzamento por zero e métodos de processamento de sinais. A proteção ROCOF necessita de uma janela de medição sobre alguns ciclos, usualmente entre 2 a 50 ciclos.

A proteção 78 mede a duração de um ciclo elétrico na tensão terminal e compara a duração do ciclo atual com o último ciclo. Caso esta comparação resulte em uma variação da duração de ciclo maior que um limite (*threshold*) pré-definido, então o relé 78 é ativado (ALAM; MUTTAQI; BOUZERDOUM, 2017).

Embora essas técnicas sejam efetivas para detecção de ilhamento com grande desbalanço de potência, métodos passivos podem falhar na detecção de ilhamento com pequeno desbalanço de potência, ou seja, possuem ZND. Além disso, métodos passivos podem demorar muito tempo para realizarem a detecção do ilhamento para pequenos desbalanço de potência (SALEH et al., 2016; MARCHESAN et al., 2016; LIU et al., 2016; MAKWANA; BHALJA, 2016). Por exemplo, a proteção ROCOF não opera para desbalanços de potências menores que 15% (FARHAN; SWARUP, 2016), dependendo do ajuste utilizado. As proteções 27 e 59 não conseguem satisfazer os requisitos de sensibilidade e confiabilidade simultaneamente para a detecção de ilhamento (SHANG; SHI, 2016).

Como demonstrado através de experimentos e aplicações de campo, um problema fundamental desses métodos passivos tradicionais é a incapacidade de diferenciar a formação de ilhamento de outros distúrbios (SHANG; SHI, 2016), de forma que eventos como curtos-circuitos e chaveamento de grandes blocos de cargas podem causar detecções de ilhamentos errôneas (MARCHESAN et al., 2016; SAREEN; BHALJA; MAHESHWARI, 2016a; MAKWANA; BHALJA, 2016).

A utilização de GDs em larga escala aumenta a probabilidade de falhas na operação das proteções tradicionais ROCOF e 78 (LIU et al., 2016). Devido a isso, a má operação desses métodos está recebendo maior atenção (SHANG; SHI, 2016). Assim, vários métodos passivos de detecção de ilhamento têm sido propostos.

As últimas implementações de técnicas passivas têm incorporado ferramentas modernas como técnicas de reconhecimento de padrões. É o caso, por exemplo, da lógica fuzzy, das redes neurais artificiais (RNA), das árvores de decisão, etc. As implementações de técnicas passivas também têm incorporado ferramentas de processamento de sinais, tais como análise de Fourier, transformada *wavelet*, etc (SALEH et al., 2017, 2016).

Técnicas de detecção de ilhamento baseadas em diferentes transformadas, como *wavelet* (SAMUI; SAMANTARAY, 2013; ALSHAREEF; TALWAR; MORSI, 2014), Hilbert-Huang (LI et al., 2016a), S (RAY; MOHANTY; KISHOR, 2011) e função hiperbólica (SAREEN; BHALJA; MAHESHWARI, 2016a), têm como deficiência a alta sensibilidade aos ruídos, as limitações de *hardware* e a incapacidade de incluir vários sinais em uma janela Gaussiana pré-determinada (MAKWANA; BHALJA, 2017).

Métodos de detecção de ilhamento passivos baseados em RNAs, reconhecimento de padrões e *machine learning* têm a necessidade de um grande número de dados de treinamento, procedimento complexo de treinamento e resultados insatisfatórios no caso de dados não

conhecidos, sendo estas algumas das várias limitações dessas técnicas (MAKWANA; BHALJA, 2017).

Técnicas de detecção de ilhamento baseadas em análise de componentes principais e taxa de variação da componente de sequência da corrente também têm sido propostas. Entretanto, a incapacidade de detectar a situação de ilhamento, em caso de perfeito balanço de potência, e as falsas detecções, no caso de faltas em alimentadores adjacentes, são algumas das fraquezas dessas técnicas (MAKWANA; BHALJA, 2017).

Técnicas passivas, como lógica *fuzzy* (SAMANTARAY et al., 2010) e o método de decomposição de modo empírico (MOHAMMADZADEH NIAKI; AFSHARNIA, 2014), também têm sido propostas. Esses métodos apresentam um bom desempenho na detecção de ilhamento, entretanto, para esse fim, eles requerem um período de maturação antes de serem utilizados na prática. Existe relutância em aceitar esses métodos devido ao fato de que o desempenho deles depende do *know-how* do usuário (MARCHESAN et al., 2016).

Marchesan et al. (2016) propõem um método de detecção de ilhamento baseado na estimação da frequência de oscilação da máquina síncrona. Esse método necessita de uma janela de tempo entre 350ms e 500ms para estimação da frequência de oscilação, o que exige muito tempo para os propósitos de detecção de ilhamento.

Outras proteções, baseadas nos chamados relés inteligentes (*intelligent islanding relay* - IIR), que fazem uso de árvores de decisão têm sido propostas. Ao utilizar árvores de decisão em IIRs, a questão que surge é saber se as configurações dos relés inteligentes obtidas para uma condição de operação podem ser utilizadas com segurança para outras condições de operação, evitando, assim, o custo de re-treinamento dos IIRs. Ainda, os relés inteligentes que utilizam árvores de decisão e que foram treinados para um ilhamento fraco (com interrupção de um baixo fluxo de potência) podem ser muito sensíveis para um grande fluxo de potência, resultando em um grande número de atuações falsas da proteção de detecção de ilhamento (LI et al., 2016b).

Outros métodos passivos que também tem sido propostos são: oscilação de frequência, taxa de variação da tensão, ROCOF sobre varição da potência, taxa de variação da impedância e desbalanço de tensão e distorção harmônica total (MAKWANA; BHALJA, 2017), taxa da variação da potência de saída e alteração da impedância harmônica (RAZA et al., 2016b). Deve-se notar que a maioria das novas realizações de proteções passivas anti-ilhamento têm sido desenvolvidas e testadas para conexão com inversores (SALEH et al., 2016).

#### 1.5.4 Métodos Híbridos

Métodos ativos de detecção de ilhamento interferem nos parâmetros da rede de forma a detectar o ilhamento. No caso de um alto número dos mesmos métodos ativos serem usados em uma parte específica da rede, é alta a probabilidade de que eles terão consequências negativas devido à interferência dos sinais injetados na rede. Para evitar esses problemas, os métodos

híbridos de proteção foram desenvolvidos. Esses métodos de proteção fazem uso de algoritmos específicos, de modo a combinar componentes ativos e passivos (LUKAč; MATIŠIĆ, 2017).

Os esquemas híbridos de detecção de ilhamento são uma combinação dos métodos ativos com os métodos passivos. Eles visam maximizar a vantagem e minimizar as desvantagens inerentes a ambos os métodos (ALAM; MUTTAQI; BOUZERDOUM, 2017). O problema das técnicas híbridas é o tempo de detecção e a ZND que ainda são dependentes dos ajustes (threshold) das técnicas passivas (MARCHESAN et al., 2016).

#### 1.6 ESTADO DA ARTE

Como o método de proteção proposto se aplica a GDs compostas por geradores síncronos conectados diretamente a rede elétrica, serão apresentados trabalhos recentes relacionados com a detecção de ilhamentos passivos para esse tipo de GD.

Anne et al. (2016) sugerem um método multicriterial para a detecção de ilhamento em sistemas de cogeração. São utilizados vários relés de proteção na área local protegida, e eles devem se comunicar com o processador central, que realiza a tomada de decisão em relação ao ilhamento. O método é aplicado a grandes sistemas de cogeração conectados ao sistema de subtransmissão de energia elétrica, sendo que não é considerado a exportação de potência para a concessionária. Embora a metodologia apresentada esteja instalada em uma planta industrial, ela não se aplica aos sistemas de geração distribuída, foco desse trabalho. Cabe salientar que o método proposto utiliza a diferença da frequência ao valor nominal em relação com à derivada da frequência como método primário e a potência reversa como método secundário para detecção de ilhamento. O método primário não apresentou funcionamento adequado para uma relação da potência gerada e a potência consumida localmente entre 0.8p.u. e 1.3p.u.

Almas e Vanfretti (2016) apresentam um método para detecção de ilhamento que utiliza medição fasorial remota. A metodologia consiste em comparar, através de equações lógicas simples, as medições locais com as remotas. O ilhamento é detectado caso a diferença entre elas for maior que o valor ajustado. Também foram considerados os tempos de atraso decorrentes do processo de amostragem, processamento e comunicação. Os testes foram realizados considerando um sistema de transmissão de energia. As grandezas elétricas utilizadas para a detecção de ilhamento são tensão, frequência e a derivada da frequência, sendo que essa última apresentou o melhor resultado, a saber: ZND = 3% e tempo de atuação de 250ms. Pelos resultados que foram apresentados é possível verificar que os tempos para a detecção do ilhamento são relativamente altos.

Farhan e Swarup (2016) propõem um método baseado em morfologia matemática para a detecção de ilhamento, com base em dois índices: o primeiro índice relaciona a tensão e a corrente e o segundo utiliza a tensão de sequência negativa. Para o cálculo de ambos os índices, um ciclo de rede é utilizado. Os resultados mostraram que para alguns casos ocorrem

falsas detecções ou a metodologia proposta não detecta a ocorrência de ilhamento, mas mesmo assim, a eficiência da proteção é satisfatória. No entanto, algumas considerações devem ser realizadas: não foram realizadas discussões a respeito de como os valores dos limiares de atuação foram determinados. Além disso, em alguns casos apresentados, os valores dos índices se aproximaram muito dos valores dos limiares de atuação, o que em aplicações reais, devido aos desequilíbrios da rede ou ruídos, poderia levar a falsas detecções ou a não detecção do ilhamento. Nos resultados apresentados, foi mencionado que a potência ativa era variada, enquanto a potência reativa era mantida fixa, e vice versa. No entanto, não foi apresentado o valor da potência reativa ou ativa que ficou fixa. Os resultados foram apresentados para um sistema de distribuição relativamente simples e equilibrado, com mais pontos de geração do que de cargas.

Li et al. (2016b) propõem uma metodologia baseada em uma análise multivariável e técnica de mineração de dados (*data mining*), que captura de forma creditável a assinatura do fenômeno do ilhamento da GD sob condições de operações diversas e de faltas da rede. Esta metodologia produz uma árvore de decisão que determina a lógica de *trip* e os limiares de atuação para cada relé anti-ilhamento da rede em estudo. O trabalho apresenta bons resultados quanto à detecção de ilhamento e de estabilidade da proteção, no entanto cabe ressaltar que para cada topologia da rede, as simulações dinâmicas para se determinar a nova árvore de decisão devem ser refeitas. Além disso, para está técnica ser aplicada, os relés devem ser reconfigurados, necessitando para isso o deslocamento de uma equipe ou a disponibilidade de um canal de comunicação com as GDs.

Marchesan et al. (2016) expõem uma técnica para detecção de ilhamento em GDs com geradores síncronos conectados diretamente à rede elétrica, baseando-se na estimação da frequência de oscilação, visando distinguir os eventos de ilhamento de outros eventos dos sistema de distribuição, como curtos-circuitos e chaveamento de grandes blocos de cargas. A estimação da frequência de oscilação é realizada através da sua aproximação por valor senoidal, desconsiderando o efeito do amortecimento e levando em consideração o processo de amostragem de sinais analógicos. O algoritmo proposto foi testado considerando diferentes cenários de geração e cargas, incluindo curtos-circuitos, desligamento de GDs e chaveamento de cargas bancos de capacitores. Pelos resultados apresentados, o método proposto não causou falsas detecções de ilhamento. Para eventos que causaram ilhamento, o tempo de detecção foi menor que 250ms para todos os casos, e menor que 40ms para a maioria dos casos, a ZND foi menor que 1,6% da potência nominal da GD. Contudo, não foram apresentados resultados para múltiplas GDs, conectadas em diferentes locais do sistema de distribuição. Além disso, os ajustes devem ser realizados com base em resultados de simulação e na experiência do usuário, não foi considerado e/ou apresentado o método para estimar a frequência da rede e o atraso que isso causa na detecção.

Makwana e Bhalja (2016) apresentam uma técnica de detecção de ilhamento baseada em vetor de máquina relevante (*relevance vector machine*) para geradores síncronos. O método

proposto utiliza a componente de sequência negativa da corrente fornecida pela GD para discriminar entre eventos de ilhamento e não ilhamento. Apesar dos bons resultados obtidos para o sistema em que o método proposto foi treinado, quando utilizado em outro sistema sem um novo treinamento, o desempenho da proteção proposta diminui.

Muda e Jena (2016) abordam uma técnica passiva de detecção de ilhamento baseada na taxa de variação da impedância de sequência negativa sobreposta. Uma técnica para o cálculo do menor erro quadrático ponderado para estimação dos fasores de tensão e corrente é formulada considerando ambos os componentes inter-harmônicos e harmônicos do sinal. Os resultados indicam que o método proposto é capaz de diferenciar eventos de ilhamento e não ilhamento para diferentes tipos de GDs, tipos de controladores utilizados para GDs conectadas através de inversores e diferentes configurações da rede. Cabe salientar que o valor do limite de atuação é dependente da taxa de amostragem, do fator de qualidade da carga e da capacidade da GD, sendo que a seleção do seu valor pode ser uma importante tarefa na técnica proposta.

Raza et al. (2016a) indicam uma técnica de detecção de ilhamento inteligente baseada em RNA. Essa técnica busca utilizar o mínimo de características do sistema de potência. No trabalho citado são utilizadas a variação da potência reativa e a variação da frequência em relação a variação da potência reativa para uma RNA com otimização por enxames de partículas. A precisão do treinamento da rede é melhorada pela otimização da taxa de aprendizado e pelo número de neurônios nas camadas ocultas, utilizando programação evolutiva e otimização por enxames de partículas. A comparação de performance entre RNA padrão, RNA com programação evolutiva e RNA com algoritmo de otimização por enxame de partícula no valor de regressão é realizada para obter a melhor combinação de características para uma detecção de ilhamento eficiente. O método apresentado nesse trabalho se mostrou capaz de diferenciar eventos de ilhamentos de eventos de não ilhamento. O tempo de detecção de ilhamento pela técnica proposta é de 120ms. Embora esse método apresente bons resultados, deve-se realizar o treinamento da RNA para cada GD que será instalada. Além disso, para alterações no sistema hospedeiro ou instalação de novas GDs, a RNA de cada GD deve ser retreinada. Somado a isso, em sistemas de distribuição com múltiplas GDs, a desconexão de alguma GD pode acarretar que a proteção de outras GDs não operem adequadamente.

Raza et al. (2016b) analisam a sensibilidade de dezesseis parâmetros elétricos que podem ser utilizados para técnicas locais de detecção de ilhamento. Com base nas análises realizadas, os autores propuseram uma técnica baseada na derivada da frequência em relação à potência reativa. Pelos resultados de simulação apresentados, a técnica proposta consegue distinguir ilhamentos de outros eventos do sistema de potência. No entanto, a técnica proposta ignora os sete primeiros ciclos após a ocorrência de ilhamento e é utilizada a média de três ciclos para confirmar a ocorrência de ilhamento. Assim, dez ciclos de rede são necessários para a detecção do ilhamento. Também não são realizadas análises do tempo necessário para estimar a frequência. Cabe salientar que não foram apresentados resultados para a detecção de ilhamento em sistemas que possuem duas ou mais GDs conectadas ao mesmo alimentador.

Saleh et al. (2016) expandem o trabalho apresentado em Saleh et al. (2014), aplicando a técnica para geradores síncronos conectados diretamente à rede elétrica. Em Saleh et al. (2016) é apresentada uma técnica passiva, baseada na identificação dos componentes de alta frequência da potência aparente instantânea no ponto de conexão, que são produzidos durante o ilhamento, sendo utilizada a transformada de *Wavelet*. Embora tenham sido apresentados bons resultados experimentais, algumas considerações são realizadas: somente foram apresentados resultados onde o ilhamento ocorreu com a interrupção de um grande fluxo de potência; não foram apresentados resultados onde o ponto de desconexão do sistema elétrico é eletricamente distante da GD. Não foi considerado e nem apresentado discussões no que diz respeito à eficácia do método em situações onde existem variações na frequência do sistema de distribuição.

Shang e Shi (2016) sugerem que o disjuntor da subestação seja ajustado para abrir as 3 fases de maneira assimétrica, o que causa uma operação assimétrica no sistema durante um período pré-definido. Durante este período, a tensão de sequência negativa e as variações de amplitude com características específicas nas tensões de fase são obtidas no lado da GD durante certo período. Com base nessas características, um esquema de detecção é proposto para identificar o ilhamento e outros distúrbios.

O primeiro estágio da metodologia proposta corresponde em analisar a amplitude da tensão de sequência negativa (V2) nos terminais da GD. Com o sistema operando em condições normais, o valor de V2 é praticamente nulo nos terminais da GD. Com a abertura de somente uma das fases do disjuntor da subestação, ocorre o surgimento de sequência negativa nos terminais da GD e quando as três fases são abertas, o valor de V2 se torna insignificante novamente. Dessa forma, o ilhamento é detectado quando essa sequência da existência de V2 ocorrer.

O segundo estágio se caracteriza por analisar o sentido da variação da tensão em cada fase. Quando uma fase do disjuntor da subestação (SE) é aberta, o valor da tensão nos terminais da GD daquela fase sofre variação, enquanto das outras fases não. Quando as demais fases, do disjuntor da SE forem abertas, as tensões dessas fases devem sofrer uma variação no mesmo sentido da primeira fase que foi aberta. O inter-relacionamento desses dois estágios determina a ocorrência ou não de ilhamento. O tempo para detecção de ilhamento é maior que 100ms. Apresenta uma grande ZND, que é principalmente influenciada pelo desbalanço de potência reativa, e a ZND é apresentada para tempos de detecção menores que 150ms. As análises foram focadas em sistemas solidamente aterrados, não foram considerados sistemas com transformador da GD conectado em triângulo no lado do alimentador. Para aberturas trifásicas a montante, a proteção falha na detecção de ilhamento. A potência da GD é de 20MVA, ou seja, muito maior que a potência escopo desse trabalho. A GD foi simulada possuindo um controlador de tensão, o que poderia causar problemas na regulação de tensão e interferência nesses reguladores, se mais de uma GD fosse conectada ao mesmo alimentador com esse tipo de controle.

Sareen, Bhalja e Maheshwari (2016a) sugerem uma técnica de detecção de ilhamento

passiva e local, baseada em um parâmetro obtido pela taxa de variação da secante hiperbólica inversa da tensão de sequência negativa no ponto de conexão da GD. Pelos resultados apresentados, o método proposto não apresentou falsas detecções e não apresentou ZND. O método necessita de um atraso de 135ms, a fim de confirmar a ocorrência do ilhamento. Apesar desse tempo se mostrar efetivo para a discriminação de ilhamento e não ilhamento, em alguns eventos de não ilhamento o valor calculado do parâmetro utilizado permaneceu acima do limite de atuação por um tempo pouco inferior ao atraso utilizado. Em alguns casos de ilhamento, o tempo em que o valor calculado do parâmetro utilizado é maior que o limite de atuação é pouco maior que o atraso utilizado, o que pode acarretar a ocorrência de falsas detecções e não detecção do ilhamento, quando o método proposto é aplicado em outros sistemas de distribuição.

Sareen, Bhalja e Maheshwari (2016b) propõem um método de detecção de ilhamento baseado em dois parâmetros: taxa de variação da componente de sequência positiva da corrente no PAC e na taxa de variação da componente de sequência negativa da corrente no PAC. O método proposto se mostrou hábil para detectar o ilhamento, mesmo em condições de zero intercâmbio de potência ativa e reativa e não causou falsas detecções. O método proposto é aplicado à GDs conectadas através de conversores estáticos e para GDs compostas por geradores síncronos e assíncronos conectados diretamente à rede elétrica. Apesar dos resultados apresentados, cabe salientar que os valores dos parâmetros são pouco inferiores ao valor do limiar de atuação para eventos de não ilhamento e apresentam valores pouco superiores aos limites de atuação para eventos de ilhamento, o que pode acarretar em falsas detecções ou não detectar o ilhamento em outros sistemas.

Alam, Muttaqi e Bouzerdoum (2017) apresentam uma abordagem de detecção de ilhamento que utiliza múltiplas características extraídas de variáveis da rede e um classificador *support vector machine* para GDs compostas por gerador síncrono conectada diretamente à rede elétrica. As cinco variáveis que são utilizadas para isso são a frequência, a ROCOF, o ângulo do rotor, a tensão e a taxa de variação da tensão. As características dessas cinco variáveis são extraídas através do desvio padrão dentro de uma janela de dados analisados. O método proposto foi testado para a condição de ilhamento com diferentes combinações de intercâmbio de potência ativa e de potência reativa, obtendo-se tempos de detecção ente 120ms e 300ms e não apresentando ZND. O método proposto não apresentou falsas detecções para eventos que não causaram ilhamento. A desvantagem do método proposto é a necessidade de treinamento dos classificadores.

Cui, El-Arroudi e Joós (2017) estudam um método de se obter uma árvore de decisão, baseados em resultados de simulações em *hardware in the loop* (HIL) para a detecção de ilhamento em sistemas de geração distribuída, incluindo ambas as GDs compostas por inversores e por geradores síncronos. O método proposto pode efetivamente reduzir a ZND através de avançadas estratégias de treinamentos dos relés e utilizando as vantagens dos simuladores de tempo real para realizar as simulações de maneira eficiente. Para obter a árvore

de decisão, são utilizadas 12 características das grandezas elétricas no ponto de conexão da GD. O tempo de detecção de ilhamento obtido pelo método proposto é de 0,425s, com uma redução na ZND de 53%, em comparação com as proteções tradicionais 27, 59, 81U e 81O. Esse método é limitado pelo modelo da rede e pelas técnicas de simulação de tempo real. Como ele utiliza reconhecimento de padrões, a metodologia deve ser aplicada a cada novo sistema que se utiliza GD e não são abordadas as situações de reconfiguração do sistema de distribuição onde a GD está conectada. O trabalho também não realiza nenhuma discussão sobre cargas dependentes da tensão, que podem fazer as proteções clássicas terem uma grande ZND.

Makwana e Bhalja (2017) apresentam uma técnica de detecção de ilhamento para GDs compostas por gerador síncrono conectado diretamente à rede elétrica, baseada em um fator de discriminação de ilhamento que é obtido utilizando componentes sobrepostos de tensão. O método proposto é testado em dois sistemas testes: o sistema IEEE 34 Barras e o sistema IEC61850-7-420 Microgrid, através de uma simulador de tempo real. Os resultados mostraram que o método proposto foi capaz de identificar corretamente a ocorrência de ilhamento até mesmo em fluxo de potência zero e não causou falsas detecções. O trabalho não apresentou a análise da eficácia do método através de ZND, ou seja, para diferentes combinações de intercâmbio de potência ativa e reativa. O limite de atuação utilizado é obtido através de resultados de simulação, não mostrando relação direta com os parâmetros da GD ou do sistema hospedeiro.

Raza et al. (2017) investigam uma classificação - processo de ranqueamento - baseada no desempenho de 16 diferentes parâmetros passivos sobre várias condições de ilhamento e não ilhamento. Então, uma única técnica passiva utilizando ROCOF sobre a potência reativa como parâmetro para a detecção de ilhamento é proposta. Obtendo-se um tempo de detecção de ilhamento de aproximadamente 0,2s, com uma pequena ZND. Cabe salientar que os ajustes da proteção são especificados utilizando resultados de simulação. Embora o sistema teste possua duas GDs, elas são conectadas no mesmo local, não sendo realizados testes da proteção para sistemas com múltiplas GDs conectadas em locais diferentes. O transitório inicial é ignorado e é considerado um tempo de 0,13s para isso. No entanto, não é tratado de que forma as ocorrências dos eventos são identificadas.

Saleh et al. (2017) implementam e realizam testes experimentais de performance da coordenação da proteção anti-ilhamento para múltiplas GDs conectadas a um sistema coletor. O método proposto de coordenação da proteção de anti-ilhamento é estruturado para processar as componentes d e q da potência aparente trifásica determinadas no PAC. O processamento para cada GD é avaliado pelo pacote da transformada wavelet do MATLAB® (wavelet packet transform), com o objetivo de extrair o conteúdo das sub-bandas de baixa e alta frequência da potência aparente trifásica. As componentes das sub-bandas de altas e baixa frequências da potência aparente trifásica oferecem informações de assinatura que podem facilitar a condição de ilhamento e identificar a GD ilhada. Embora tenham sido apresentados resultados experimentais para a curva de suportabilidade a afundamentos de tensão (low voltage ride

*through* - LVRT) e variações na potência gerada, os testes de detecção de ilhamento foram realizados interrompendo um grande fluxo de potência, não sendo realizados ilhamentos para interrupção de um pequeno fluxo de potência. Dessa forma, não se pode avaliar o método através de ZND e pelos índices de desempenho de proteção anti-ilhamento.

Biaz et al. (2018) demonstram o funcionamento de um modelo baseado em agrupamento de dados, função *kmeans* do MATLAB<sup>®</sup>, onde através da base de dados obtida por simulações, pretende-se dividir os eventos em dois grupos: ilhamento e não ilhamento. A porcentagem de acertos dos métodos propostos é de aproximadamente 70%. O próprio trabalho salienta que os resultados obtidos se mostram insuficientes para aplicações reais. O foco dessa pesquisa é o uso de técnicas de aprendizado não supervisionado e ela deseja demonstrar que o uso dessa metodologia pode conseguir uma performance superior sobre os métodos passivos convencionais na detecção de ilhamento em relação à ZND.

Chakravorti, Patnaik e Dash (2018) exibem um filtro gradiente morfológico de múltiplas escalas e a transformada de Hilbert modificada de tempo curto (pequena janela), para coletar e classificar distúrbios no sistema de potência com a presença de geração distribuída. Uma estrutura de árvore de decisão baseada em lógica *fuzzy* é incorporada para classificação de eventos. A metodologia proposta se mostrou eficiente e com melhor precisão quando comparada a algumas técnicas convencionais. Os testes foram realizados somente para um sistema pequeno. No que diz respeito à detecção de ilhamento, não foram realizadas análises em relação à ZND.

Khamis et al. (2018) sugerem um método de detecção de ilhamento passivo que utiliza um conjunto classificador adaptativo e medições da tensão trifásica nos terminais da GD. As características de entrada iniciais para o classificador são obtidas usando o método de espaço de fase. Eles são utilizados para treinar um conjunto classificador, que compreende a seleção de uma rede neural aleatória chamada de aprendizado de máquina extremo (*Extreme Learning Machine*). A seleção dos parâmetros considerados ótimos para cada aprendizado de máquina extremo é identificada através da computação evolutiva. Um mecanismo de decisão adaptativa é projetado para progressivamente ajustar o tempo de decisão da classificação de eventos. O método proposto apresentou bons resultados na detecção de ilhamento. No entanto, cabe salientar que este método deve ser treinado para todas as configurações de operações possíveis e para cada sistema com GD onde a proteção será utilizada.

Muda e Jena (2018) propõem a utilização da variação do ângulo de fase entre os componentes de sequência positiva da tensão e corrente nos terminais das GDs, como vetor de entrada para a técnica de componentes principais, visando identificar as condições de ilhamento em *microgrids*. A técnica de detecção de ilhamento foi testada em diferentes situações, utilizando HIL, obtendo-se tempos de atuação de aproximadamente um ciclo de rede. Além disso, a técnica proposta conseguiu identificar corretamente situações de não ilhamento, tais como aberturas monopolares e faltas de alta impedância. A técnica foi testada somente em uma *microgrid*, e simulações devem ser realizadas para determinar o ajuste da proteção a ser

utilizado, sendo que ele é específico para cada sistema. Ainda, as cargas são modeladas como potência constante.

Saleh et al. (2018) pesquisam a aplicação da interconexão digital de proteções para sistemas de cogeração. A interconexão digital das proteções é construída através de dois sistemas, sendo que um sistema detecta eventos de ilhamento e outro detecta as faltas em ambos os lados do PAC. O esquema de proteção proposto realiza o processamento das correntes e tensões no PAC, utilizando dois sistemas independentes, conforme descrito a seguir:

- 1. Um sistema se baseia nos eixos d-q da potência aparente instantânea no PAC, para detectar e identificar eventos de ilhamento. O processamento da potência aparente é realizado pela extração dos seus conteúdos das sub-bandas de alta frequência utilizando um pacote de wavelet packet transform;
- 2. O outro sistema se baseia no conteúdo de alta frequência das correntes trifásicas no PAC, para detectar e identificar a ocorrência de faltas em ambos os lados do PAC. Esse sistema é implementado através de um banco de seis filtros passa-alta digitais com resposta de fase linear, para extrair o conteúdo de frequência com fase não estacionária.

Essa abordagem já foi testada para sistemas de geração eólica conectados à rede utilizando conversores estáticos. Pelos resultados apresentados, pode-se verificar que a proteção proposta apresenta baixa sensibilidade em relação às condições de operação e ela é independente de valores de ajustes pré-definidos. Cabe salientar que as proteções são ativadas quando a respectiva função de ativação apresentar um valor maior que zero. No entanto, não é realizada nenhuma análise relativa à precisão numérica e aos aspectos de implementação que poderiam exigir uma pequena margem de segurança, visando evitar possíveis atuações indevidas. O trabalho não apresenta testes para eventos de faltas transitórias; no teste de desempenho para conexão com a rede do sistema de cogeração, a conexão com a rede não foi realizada de maneira suave, com um aumento gradual da potência injetada; as faltas realizadas para testar as proteções são eletricamente próximas, embora ocorram em diferentes lados do PAC; não foi realizada a avaliação da proteção de detecção de ilhamento utilizando ZND e não foi abordado a ocorrência de faltas distantes do PAC. Ainda, o controle realizado na máquina primária utiliza a frequência e não a potência como referência, o que pode acarretar em diferenças no comportamento dinâmico do sistema de geração na ocorrência de perturbações.

Diante dessa revisão bibliográfica, o método de detecção de ilhamento proposto nesse trabalho se diferencia por ser configurado utilizando as características da GD que irá proteger e algumas características do sistema hospedeiro, sendo pouco influenciado por alterações neste. Além disso, para a parametrização de uma proteção baseada no método proposto não são necessárias realizações de simulações ou experiência do usuário. Em suma, o método proposto tem parametrização metodológica similar a outras proteções clássicas, como sobre-corrente, sobre-corrente direcional e diferencial.

#### 1.7 ESTRUTURA DO TRABALHO

O Capítulo 1 é composto por uma introdução relativa à detecção de ilhamento em GDs compostas por geradores síncronos conectados diretamente à rede elétrica. Apresenta as motivações, os objetivos e as contribuições desta Tese. Nesse capítulo é realizada uma revisão dos métodos de detecção de ilhamento, apresentando suas classificações e características, também é realizada uma análise das publicações recentes referentes ao tema, onde são destacadas as suas vantagens e desvantagens.

O Capítulo 2 faz uma revisão bibliográfica relativa aos diversos temas que serão utilizados para o desenvolvimento da metodologia proposta. Apresenta também maneiras de avaliar as técnicas de detecção de ilhamento.

O Capítulo 3 apresenta a metodologia proposta para detecção de ilhamento em GDs compostas por gerador síncrono conectado diretamente à rede elétrica. Nesse Capítulo, as diferentes partes da metodologia proposta são deduzidas e analisadas.

O Capítulo 4 apresenta a determinação do valor do limite de discriminação entre eventos de ilhamento e não ilhamento da metodologia proposta e apresenta os resultados de desempenho desta metodologia para o sistema IEEE 34 Barras com uma GD conectada e com duas GDs conectadas.

O Capítulo 5 apresenta os resultados de desempenho da metodologia proposta para o sistema IEEE 123 Barras com duas GDs conectadas.

Por fim, o Capítulo 6 traz as conclusões do trabalho, assim como algumas sugestões de trabalhos futuros.

## 2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

## 2.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Neste Capítulo serão discutidas algumas características relativas à conexão de GDs, à detecção de ilhamento e aos sistemas de distribuição de energia elétrica. Serão apresentados indicadores para avaliação de desempenho de técnicas de detecção de ilhamento. Também serão abordados o comportamento dinâmico de sistemas de geração representados por modelo de baixa ordem, o comportamento de GDs em situações de ilhamento e pequenos distúrbios e será realizada uma abordagem sobre estabilidade de sistemas de controle. Esses temas serão tratados de forma a prover embasamento teórico para o desenvolvimento da metodologia proposta de detecção de ilhamento.

# 2.2 PRÁTICAS INDUSTRIAIS RELATIVAS À CONEXÃO DE GDS E À DETECÇÃO DE ILHAMENTO

Nessa seção serão descritos alguns aspectos normativos e algumas práticas industriais adotadas pelas concessionárias e produtores de energia elétrica. Também serão descritas algumas caraterísticas dos sistemas de distribuição. Essas informações serão utilizadas posteriormente para a elaboração do método de detecção de ilhamento proposto e para a configuração da temporização.

A Norma IEEE1547 define que a detecção de ilhamento deva ocorrer em até 2s após a formação do ilhamento (IEEE..., 2014). Embora isso seja uma recomendação, muitas concessionárias solicitam que os tempos para detecção de ilhamento sejam menores.

A maioria das normas de concessionárias (*grid codes*) solicitam a desconexão de todas as GDs, que estão conectadas a um mesmo alimentador, em um tempo menor que 0,5s após a ocorrência da condição de ilhamento (SALEH et al., 2017; SALEH; MENG; MENG, 2016; SALEH et al., 2018).

Este tempo requerido para a desconexão de ilhamento se deve muito à primeira operação rápida de religamento adotada pelas concessionárias. Alguns trabalhos citam que esse tempo é de aproximadamente 0,5s (MARCHESAN et al., 2016), outros salientam que o tempo de religamento pode variar entre 0,2s a 1s (LI et al., 2016b).

Especificamente, na rede da Croácia, as funções de religamento de alta velocidade são utilizadas combinadas com certas funções de proteção, onde o tempo de religamento de alta velocidade é de 0,4s. Assim, o tempo necessário para detectar o ilhamento deve estar entre 0,2s e 0,3s (LUKAč; MATIŠIĆ, 2017).

Os ajustes das proteções clássicas utilizadas para detecção de ilhamento indicados por diferentes trabalhos são apresentados na Tabela 2.1.

Tabela 2.1 – Ajustes das proteções clássicas

Função de Proteção	ANSI	Ajuste	Delay de tempo (s)	Referência
Sub-frequência	81U	<59,7 Hz	0,1	Far, Rodolakis e
				Joos (2012), Li et
				al. (2016b), Cui,
				El-Arroudi e Joós
				(2018)
Sobre-frequência	810	>60,5 Hz	0,1	II
Sub-tensão	27	<0,8 p.u.	0,1	II
Sobre-tensão	59	1,1 p.u1,2 p.u.	0,5	II
	59	>1,2 p.u.	0,1	II
ROCOF	81R	$\pm 1,2$ Hz/s	0 / 0,05	Li et al. (2016b)
Salto de Vetor	78	10°	0	Alam, Muttaqi
				e Bouzerdoum
				(2017)

Fonte: O autor.

Algumas características dos sistemas de distribuição que são levadas em consideração na elaboração do método proposto são descritas a seguir:

- Usualmente, a frequência de sistemas elétricos interconectados sofre variações normais de  $\pm 20mHz$  (MARCHESAN et al., 2016). Outras fontes trazem que a frequência varia entre  $\pm 0.5\%$  a  $\pm 1\%$  da frequência nominal de 60Hz e  $\pm 0.25Hz$  a  $\pm 0.5Hz$  para sistemas com frequência nominal de 50Hz (ALMAS; VANFRETTI, 2016);
- Os limites para desequilíbrio de tensão aceitáveis são  $V_2/V_1 = 2\%$ , onde  $V_2$  é a amplitude de tensão de sequência negativa e  $V_1$  é a amplitude da tensão de sequência positiva (SHANG; SHI, 2016);
- O desvio admissível para o valor eficaz (*RMS*) da tensão em regime permanente é de 95% a 105% (SHANG; SHI, 2016).
- Faltas monofásicas têm a probabilidade de ocorrer em sistemas de distribuição de energia elétrica entre 80% a 90%. Faltas trifásicas possuem baixa probabilidade de ocorrer (SAREEN; BHALJA; MAHESHWARI, 2016b; FARHAN; SWARUP, 2016);

- Normas de concessionárias de energia brasileiras definem o tempo máximo de 0,150s para atuação das proteções contra curtos-circuitos (dial e curva da proteção) e 0,1s como tempo máximo para a abertura dos disjuntores (BIAZ et al., 2018). Já Li et al. (2016b) utilizam uma tolerância de 0,2s para a desionização de arco e um tempo de 5 ciclos para a abertura do disjuntor;
- A relação *X/R* equivalente no PAC de um alimentador informa o quão forte é o sistema, o intervalo típico para a relação é de 1.4 a 4.1 (SHANG; SHI, 2016), onde *X* é reatância indutiva e *R* é a resistência;
- Geralmente, a impedância equivalente da concessionária é menor que a impedância dos sistemas internos da GD e do gerador (ANNE et al., 2016).

## 2.3 AVALIAÇÃO DAS TÉCNICAS DE DETECÇÃO DE ILHAMENTO

A variedade de métodos sugeridos para realizar a função de proteção contra ilhamento levou à necessidade de se estabelecer critérios para avaliá-los (YE et al., 2004; SALEH et al., 2017). Alguns desses critérios serão apresentados a seguir:

- A ZND é definida no espaço de intercâmbio de potência ( $\Delta P_i$ ) e reativa ( $\Delta Q_i$ ), ou seja, dado um  $\Delta P_i$  e  $\Delta Q_i$ , os desvios de frequência e tensão após um ilhamento não serão suficientemente grandes para que os dispositivos anti-ilhamento detectem a desconexão da rede em um período pré-estabelecido (YE et al., 2004). Em outras palavras, a ZND é o desbalanço de potência ativa e reativa para qual uma clara distinção entre o ilhamento e a operação normal não é atingida (FARHAN; SWARUP, 2016);
- O tempo de resposta é utilizado para caracterizar a velocidade de resposta da proteção anti-ilhamento (SALEH et al., 2017), ou seja, o tempo entre a ocorrência do ilhamento e sua detecção, caso essa ocorra;
- Far, Rodolakis e Joos (2012) definem os índices de confiabilidade (*dependability Index* DI) e de segurança (*security* SI), conforme (2.1) e (2.2) respectivamente. Embora os índices DI e SI tenham sido originalmente definidos em função do tempo, eles têm sido aplicados na avaliação estática da proteção (LI et al., 2016b).

$$DI = \frac{DIE}{NIE} \tag{2.1}$$

$$SI = \frac{DNIE}{NNIE} \tag{2.2}$$

onde *DIE* é o número de eventos de ilhamento detectados, *NIE* é o número total de eventos de ilhamento, *DNIE* é o número de eventos de não ilhamento detectados e *NNIE* é o número total de eventos de não ilhamento

O valor de DI representa a quantidade relativa de operações da proteção em caso de eventos de ilhamento e o valor de SI representa a quantidade relativa de eventos que são erroneamente detectados;

• Para quantificar a performance gráfica da ZND, Cui, El-Arroudi e Joós (2017) propõem o conceito da relação de área da ZND ( $R_{NDZ}$ ) que consiste no cálculo da relação entre a área da ZND ( $A_{NDZ}$ ), e a área de todas as condições de operação ( $A_{OC}$ ), conforme 2.3.

$$R_{NDZ} = \frac{A_{NDZ}}{A_{OC}} \tag{2.3}$$

Cabe salientar que ZNDs são mais conceituais do que realísticas (CUI; EL-ARROUDI; JOóS, 2017), devido ao fato de que se pode aumentar a área da região de operação até o limite de estabilidade do sistema, tendo uma representação não verdadeira das condições de operação. Além disso, se os valores de P e Q utilizados para realizar o estudo da ZND forem igualmente espaçados, os valores numéricos de DI e  $R_{NDZ}$  são equivalentes. Assim, somente o primeiro será utilizado para quantificar a confiabilidade da proteção.

# 2.4 COMPORTAMENTO DINÂMICO DE GERADORES SÍNCRONOS DURANTE PERTURBAÇÕES

Em um gerador síncrono que esteja fornecendo potência ativa e operando em regime permanente, a potência elétrica fornecida tem o mesmo valor da potência mecânica aplicada sobre o seu eixo. Para isso, as perdas ativas são desprezadas. Assim, pode-se dizer que o torque resultante que atua sobre o rotor é nulo ou que o torque acelerante sobre o rotor é nulo (ANDERSON; FOUAD, 2003).

Para que ocorra fornecimento de potência ativa, o ângulo relativo entre o rotor e o campo magnético do estator  $(\delta)$  deve ser diferente de zero, e como o gerador se encontra em regime permanente, o ângulo  $\delta$  apresenta um valor constante. Quando ocorre um distúrbio no sistema elétrico em que esse gerador está conectado, resultando em variação na potência ativa fornecida,

o ângulo  $\delta$  irá variar de acordo com (2.4), conhecida como equação de oscilação do gerador síncrono.

$$\frac{2H}{\omega_0}\frac{d^2\delta}{dt^2} + D\frac{d\delta}{dt} = P_m - P_e \tag{2.4}$$

onde H é a constante de inércia do rotor em p.u. vezes segundos, t é o tempo em segundos, D é o coeficiente de amortecimento em p.u.,  $P_m$  é a potência mecânica aplicada ao rotor do gerador em p.u.,  $P_e$  é a potência elétrica fornecida em p.u. e  $\omega_0$  é a frequência angular nominal do sistema em radianos por p.u.

Considerando o modelo simplificado do gerador, com o estator composto somente por um indutor série, o valor de  $P_e$  pode ser dado por (2.5):

$$P_e = P_{max}sen(\delta) \tag{2.5}$$

onde  $P_{max}$  é a potência máxima que pode ser transferida do gerador para o sistema elétrico que está conectado, conforme pode ser visto em (2.6).

$$P_{max} = \frac{EV}{X_d'} \tag{2.6}$$

onde E é o módulo do fasor da tensão interna atrás da impedância transitória em p.u., V é o módulo do fasor da tensão terminal em p.u. e  $X'_d$  é a reatância transitória de eixo direto do gerador síncrono em p.u.

#### 2.4.1 Comportamento Dinâmico para Pequenas Perturbações

O comportamento dinâmico de geradores durante perturbações segue o mesmo procedimento da análise realizada por Marchesan et al. (2016).

Quando a amplitude da perturbação sofrida pelo gerador é pequena, o ângulo relativo inicial do rotor  $\delta_0$  sofre uma pequena variação  $\Delta\delta$ , fazendo com que  $\delta$  tenha seu valor alterado, conforme (2.7)

$$\delta = \delta_0 + \Delta \delta \tag{2.7}$$

Substituindo (2.7) em (2.4) e considerando a linearização dada por (2.8), uma vez que a perturbação é pequena, a Equação (2.4) pode ser reescrita como (2.9).

$$sen(\Delta\delta) \simeq \Delta\delta$$
 (2.8)  
 $cos(\Delta\delta) \simeq 1$ 

$$\frac{2H}{\omega_0}\frac{d^2\Delta\delta}{dt^2} + D\frac{d\Delta\delta}{dt} + P_s\Delta\delta = 0 \tag{2.9}$$

onde  $P_s$  é o coeficiente de potência sincronizante em p.u. dado por (2.10)

$$P_{s} = P_{max}cos(\Delta\delta) \tag{2.10}$$

Ao derivar a solução de (2.9) em relação ao tempo, é possível obter o desvio da frequência mecânica em relação à frequência nominal síncrona em radianos por segundo  $(\Delta\omega)$ , dada por (2.11).

$$\Delta \omega = \frac{d\Delta \delta}{dt} = -\frac{\omega_n \Delta \delta(0)}{\sqrt{1 - \zeta^2}} e^{-\zeta \omega_n t} sin(\omega_d t)$$
 (2.11)

onde  $\omega_d$  é a frequência de oscilação amortecida em radianos por segundo, dada por (2.12),  $\omega_n$  é a frequência de oscilação natural em radianos por segundo, dada por (2.13),  $\zeta$  é o coeficiente de amortecimento, dado por (2.14).

$$\omega_d = \omega_n \sqrt{1 - \zeta^2} \tag{2.12}$$

$$\omega_n = \sqrt{\frac{\omega_0 P_s}{2H}} \tag{2.13}$$

$$\zeta = \frac{D}{2} \sqrt{\frac{1}{2HP_s \omega_0}} \tag{2.14}$$

Ao analisar a Equação 2.11 é possível perceber que a frequência do gerador síncrono terá um comportamento oscilatório amortecido quando submetido a uma pequena perturbação na potência elétrica fornecida.

### 2.4.2 Comportamento Dinâmico para Grandes Perturbações

Quando ocorre a desconexão do gerador do sistema elétrico, o termo  $P_e$  da Equação (2.4) terá valor nulo. Assim, (2.4) pode ser reescrita como (2.15).

$$\frac{2H}{\omega_0} \frac{d^2 \Delta \delta}{dt^2} + D \frac{d\Delta \delta}{dt} = \Delta P \tag{2.15}$$

onde  $\Delta P$  é a variação de potência devido à desconexão.

De outra forma,  $\Delta P$  pode ser entendido como o negativo da potência elétrica fornecida pelo gerador antes da desconexão da GD ou a potência mecânica aplicada ao eixo no instante imediatamente anterior à desconexão. Para o restante da análise, será considerado que  $\Delta P$  permanece constante após a ocorrência da desconexão.

Como é considerado que o gerador está fornecendo uma potência constante e operando com frequência constante antes da falta, as condições iniciais dadas por (2.16) podem ser utilizadas para resolver (2.15), assim se obtendo (2.17).

$$\Delta\delta(0) = 0 \tag{2.16}$$

$$\frac{d\Delta\delta(0)}{dt} = 0$$

$$\Delta \omega = \frac{d\Delta \delta}{dt} = \frac{\Delta P}{D} \left( 1 - e^{-\frac{Dt}{2H}} \right) \tag{2.17}$$

Na Equação (2.17) é possível observar que o comportamento da frequência do gerador após a desconexão do sistema elétrico terá um comportamento exponencial, desde que não ocorram variações na potência mecânica acionante.

## 2.5 RESPOSTA EM TERMOS DA FREQUÊNCIA PARA SISTEMAS DE GERAÇÃO - MODELO DE BAIXA ORDEM

Nessa seção, o trabalho realizado por Anderson e Mirheydar (1990) será discutido de forma a possibilitar o posterior desenvolvimento da metodologia de detecção de ilhamento proposta. São apresentadas a metodologia e as simplificações realizadas por Anderson e Mirheydar (1990) para a obtenção dos modelos simplificados de baixa ordem.

Embora o trabalho tenha sido realizado para turbina a vapor, a metodologia utilizada se mostra apropriada para a utilização em GDs, como será mostrado no Capítulo 3.

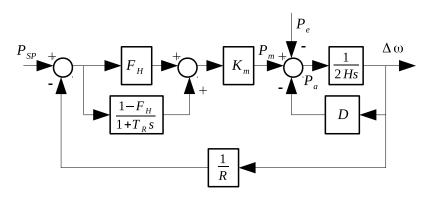
Anderson e Mirheydar (1990) buscam apresentar a dedução de um modelo no domínio

da frequência de baixa ordem simples, que pode ser utilizado para estimar o comportamento da frequência de grandes sistemas de potência, tanto para porções ilhadas, como para súbitos distúrbios de cargas. Esse modelo é uma simplificação de outros modelos usados para esse propósito, no entanto ele é capaz de prover o comportamento dinâmico essencial do sistema. Também é realizada uma avaliação do impacto que os diferentes componentes do sistema de geração causam no comportamento da frequência do gerador.

O modelo dinâmico deduzido por Anderson e Mirheydar (1990) desconsidera as não linearidades e as maiores e menores constantes de tempo nas equações das unidades de geração. O conceito básico do modelo deduzido é baseado na ideia de frequência média ou uniforme, onde oscilações de sincronização entre geradores são desconsideradas, mas a média do comportamento da frequência é preservada.

O trabalho apresenta um diagrama genérico de uma planta térmica de geração de energia elétrica. Também apresenta um modelo típico do conjunto governador-turbina e assume que as constantes de tempo de reaquecimento e de inércia dominam a resposta dinâmica nos primeiros segundos após alguma perturbação. Desta forma, é possível obter o modelo reduzido da planta de geração, conforme reproduzido na Figura 2.1.

Figura 2.1 – Modelo dinâmico de baixa ordem para geração térmica



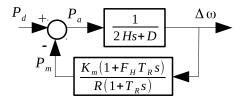
Fonte: Adaptado (ANDERSON; MIRHEYDAR, 1990).

onde  $P_{SP}$  é a referência incremental de potência ativa em p.u.,  $Pa = P_m - P_e$  é a potência acelerante em p.u.,  $F_H$  é a fração da potência total gerada pela turbina de alta pressão,  $T_R$  é a constante de tempo de reaquecimento,  $K_m$  é o fator de ganho de potência mecânica, 1/R é o inverso do estatismo do regulador do governador, o qual atua como um ganho no diagrama de controle e s é variável complexa.

Anderson e Mirheydar (1990) salientam que muitos estudos se interessam somente na alteração em  $P_e$  (com  $P_{SP}=0$ ). Para resolver esse problema, caracterizado por uma variação abrupta de carga, é possível simplificar ainda mais o sistema, como mostrado na Figura 2.2, onde é definido um distúrbio de potência elétrica ( $P_d$ ) como a nova variável de entrada do sistema.

Para a Figura 2.2, as seguintes definições são utilizadas:  $P_d > 0$  representa um repentino aumento de carga e  $P_d < 0$  representa uma repentina diminuição de carga.

Figura 2.2 – Modelo dinâmico simplificado para geração térmica com distúrbio de entrada



Fonte: Adaptado (ANDERSON; MIRHEYDAR, 1990).

Anderson e Mirheydar (1990) também propõem determinar a resposta dinâmica no domínio do tempo para o modelo simplificado da Figura 2.2. Para isso, utilizam um distúrbio repentino de carga, na forma de degrau unitário com amplitude  $P_{Step}$ , conforme (2.18).

$$P_d(s) = \frac{P_{Step}}{s} \tag{2.18}$$

Através do diagrama de blocos da Figura 2.2 e com o distúrbio de (2.18), é possível obter a resposta para a variação da velocidade do sistema de geração no domínio da frequência, conforme (2.19)

$$\Delta\omega(s) = \left(\frac{R\omega_n^2}{DR + K_m}\right) \left(\frac{(1 + T_R s) P_{Step}}{s \left(s^2 + 2\zeta \omega_n s + \omega_n^2\right)}\right)$$
(2.19)

A Equação (2.19) pode ser resolvida para o domínio do tempo, resultando em (2.20).

$$\Delta\omega(t) = \frac{RP_{Step}}{DR + K_{m}} \left[ 1 + \alpha e^{-\zeta \omega_{n}t} sen(\omega_{r}t + \phi) \right]$$
 (2.20)

onde 
$$\alpha = \sqrt{\frac{1 - 2T_R \zeta \omega_n + T_R^2 \omega_n^2}{1 - \zeta^2}}$$

$$\omega_r = \omega_n \sqrt{1 - \zeta^2}$$

$$\phi = \phi_1 - \phi_2 = tan^{-1} \left(\frac{\omega_r T_R}{1 - \zeta \omega_n T_R}\right) - tan^{-1} \left(\frac{\sqrt{1 - \zeta^2}}{-\zeta}\right)$$

Pela Equação (2.20) se verifica que o desvio de frequência é uma oscilação senoidal amortecida.

Anderson e Mirheydar (1990) salientam que um dos interesses em se estudar a resposta transitória é a derivada da frequência quando t = 0s, a qual corresponde à máxima taxa de variação da frequência. Assim, derivando (2.20) em relação ao tempo, se obtém (2.21).

$$\frac{d\Delta\omega}{dt} = \frac{\alpha\omega_n RP_{Step}}{DR + K_m} e^{-\zeta\omega_n t} sen(\omega_r t + \phi_1)$$
(2.21)

Resolvendo (2.21) em t = 0s, se obtém

$$\frac{d\Delta\omega}{dt}|_{t=0} = \frac{\alpha\omega_n RP_{Step}}{DR + K_m} sen(\phi_1) = \frac{P_{Step}}{2H}$$
(2.22)

Através da Equação (2.22) se pode verificar que o valor da derivada da frequência logo após a ocorrência de algum distúrbio depende da amplitude desse distúrbio e da constante de inércia do gerador.

Os efeitos dos diferentes parâmetros do sistema de geração sobre o comportamento da frequência são mostrados por Anderson e Mirheydar (1990) através de resultados de simulações e apresentados a seguir:

- Constante de Regulação: O erro em regime permanente, o tempo de recuperação e o máximo desvio de frequência dependem desse parâmetro, no entanto a derivada da frequência logo após o distúrbio não é influenciado por ele;
- Constante de Inércia da Máquina Síncrona: Esse parâmetro influencia a derivada da frequência logo após a ocorrência dos distúrbios e no momento em que o máximo desvio da frequência ocorre. A constante de inércia não causa influência no valor final da frequência;
- Constante de Tempo de Reaquecimento: Esse parâmetro exerce influência sobre o coeficiente de amortecimento da resposta e a frequência de oscilação não amortecida, mas não afeta a derivada da frequência logo após o distúrbio nem o valor final da frequência;
- Fator do Sistema de Alta Pressão: Esse parâmetro exerce influência sobre o coeficiente de amortecimento da resposta, não interferindo no comportamento da variação da frequência logo após o distúrbio nem no valor final da mesma;
- Coeficiente de Amortecimento da Máquina Síncrona: Esse parâmetro influencia o coeficiente de amortecimento, a frequência natural não amortecida e o valor final da frequência, mas não influencia a derivada da frequência logo após a ocorrência de distúrbios;
- Ganho de Potência Mecânica: É mostrado que esse parâmetro influencia o coeficiente de amortecimento, a frequência natural não amortecida e o valor final da frequência, não influenciando a derivada da frequência logo após a ocorrência de distúrbios.

Conforme exposto acima, pode-se verificar que o comportamento da frequência de um gerador logo após a ocorrência de um degrau de carga é fortemente dependente da constante de inércia do gerador e pouco dependente dos outros parâmetros do sistema de geração.

Anderson e Mirheydar (1990) também apresentam uma comparação entre o comportamento da frequência de um sistema físico e o obtido por simulação utilizando o modelo simplificado. Pode-se verificar que o valor médio da frequência medida foi adequadamente estimado e os resultados de simulação não apresentaram oscilações de alta frequência.

#### 2.6 ESTABILIDADE DE SISTEMAS DE CONTROLE

O problema de controle pode ser estabelecido como se segue. Um sistema físico ou processo deve ser precisamente controlado através de uma operação em malha fechada ou de realimentação. Uma variável de saída, chamada resposta, é ajustada conforme determinação do sinal de erro. Este sinal é a diferença entre a resposta do sistema, medida por um sensor e o sinal de referência, que representa a resposta desejada. (PHILLIPS; HARBOR, 1996).

No que tange ao controle de sistemas lineares, o problema mais importante é a estabilidade (OGATA, 2001), ou seja, se o sistema responderá de forma razoável a uma entrada aplicada (PHILLIPS; HARBOR, 1996).

Esta Tese se interessa pela estabilidade de sistemas lineares e invariantes do tempo. Para esse tipo de sistema, a definição de estabilidade BIBO (*Bounded-input*, *bounded-output*) "entrada limitada, saída limitada" pode ser utilizada. Pode-se dizer que um sistema BIBO é estável, se para toda entrada limitada, a saída permanece limitada por todo o tempo (PHILLIPS; HARBOR, 1996).

Sistemas de controle compostos por sistemas lineares e invariantes no tempo são estáveis se, e somente se, todos os polos em malha fechada estão no semiplano esquerdo do plano complexo s. Para verificar a existência de polos no semiplano direito do plano complexo s, o critério de Routh-Hurwitz pode ser utilizado (OGATA, 2001).

#### 2.6.1 Critério de Estabilidade de Routh-Hurwitz

O critério de estabilidade de Routh-Hurwitz permite identificar se um sistema em malha fechada tem polos instáveis sem a necessidade de encontrar as raízes do polinômio característico. Esse critério de estabilidade é aplicado somente a polinômios característicos com um número finito de termos. O procedimento para aplicação do critério de estabilidade de Routh-Hurwitz é apresentado por Ogata (2001) e reproduzido a seguir:

1. Escrever o polinômio característico na forma:

$$a_0 s^n + a_1 s^{n-1} + \dots + a_{n-1} s + a_n = 0 (2.23)$$

onde os coeficientes  $a_0$ ,  $a_1$  a  $a_n$  são quantidades reais. É assumido que  $a_n \neq 0$ , ou seja, qualquer raiz zero foi removida.

- 2. Se algum dos coeficientes de (2.23) for zero ou negativo na presença de ao menos um coeficiente positivo, existe uma ou mais raízes que são imaginárias ou têm a parte real positiva. Portanto, nesses casos, o sistema é instável.
- 3. Se todos os coeficientes são positivos, os coeficientes do polinômio característico devem ser posicionados em linhas e colunas da seguinte maneira:

$$S^{n}$$
  $a_{0}$   $a_{2}$   $a_{4}$   $a_{6}$  ...

 $S^{n-1}$   $a_{1}$   $a_{3}$   $a_{5}$   $a_{7}$  ...

 $S^{n-2}$   $b_{1}$   $b_{2}$   $b_{3}$   $b_{4}$  ...

 $S^{n-3}$   $c_{1}$   $c_{2}$   $c_{3}$   $c_{4}$  ...

 $S^{n-4}$   $d_{1}$   $d_{2}$   $d_{3}$   $d_{4}$  ...

 $\vdots$ 
 $S^{2}$   $e_{1}$   $e_{2}$ 
 $S^{1}$   $f_{1}$ 
 $S^{0}$   $g_{1}$ 

(2.24)

O processo de formação de linhas continua até não se ter mais elementos. O número total de linhas é n+1. Os coeficientes b1, b2, b3 e assim por diante são determinados da seguinte forma:

$$b_{1} = \frac{a_{1}a_{2} - a_{0}a_{3}}{a_{1}}$$

$$b_{2} = \frac{a_{1}a_{4} - a_{0}a_{5}}{a_{1}}$$

$$b_{3} = \frac{a_{1}a_{6} - a_{0}a_{7}}{a_{1}}$$

$$\vdots$$
(2.25)

O cálculo dos b's continua até que os restantes sejam todos zeros. O mesmo padrão de multiplicação cruzada dos coeficientes de (2.25) deve ser seguido para o cálculo dos c's,

d's, e's, e assim por diante, como segue:

$$c_{1} = \frac{b_{1}a_{3} - a_{1}b_{2}}{b_{1}}$$

$$c_{2} = \frac{b_{1}a_{5} - a_{1}b_{3}}{b_{1}}$$

$$c_{3} = \frac{b_{1}a_{7} - a_{1}b_{4}}{b_{1}}$$

$$\vdots$$
(2.26)

e

$$d_{1} = \frac{c_{1}b_{2} - b_{1}c_{2}}{c_{1}}$$

$$d_{2} = \frac{c_{1}b_{3} - b_{1}c_{3}}{c_{1}}$$

$$\vdots$$
(2.27)

Esse processo continua até a *n*-ésima linha ter sido completada.

A condição necessária e suficiente para que todas as raízes da equação característica estejam no semiplano esquerdo do plano s é que todos os coeficientes de (2.23) sejam positivos e todos os termos da primeira coluna de (2.24) tenham sinais positivos.

Os casos especiais que podem ocorrer durante a montagem de (2.24) não serão tratados nesse trabalho, por serem consequências de sistemas instáveis ou marginalmente estáveis, sendo que o que se deseja analisar no Capítulo 3 é a estabilidade da metodologia de detecção de ilhamento proposta.

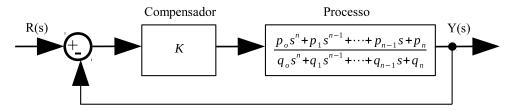
## 2.6.2 Aplicação do Critério de Estabilidade de Routh-Hurwitz na Análise de Sistemas de Controle

Através do critério de estabilidade de Routh-Hurwitz, é possível determinar o efeito que a alteração de um ou dois parâmetros causa na instabilidade do sistema pela avaliação de seus valores (OGATA, 2001). Uma das aplicações visa determinar o intervalo que o ganho proporcional de um compensador (K) pode assumir de forma a manter a estabilidade do sistema de controle, conforme descrito a seguir.

Seja o sistema em malha fechada, conforme apresentado na Figura 2.3, onde R(s) é a referência e Y(s) é a saída do sistema, a equação característica para esse sistema apresenta o

termo *K* de forma explícita, conforme (2.28).

Figura 2.3 – Sistema de controle com compensador proporcional com ganho K



Fonte: O autor.

$$(q_0 + Kp_0)s^n + (q_1 + Kp_1)s^{n-1} + \dots + (q_{n-1} + Kp_{n-1})s + (q_n + Kp_n) = 0$$
 (2.28)

Assim, para determinar os valores de K para que o sistema seja estável se deve aplicar o procedimento apresentado na seção anterior, se obtendo (2.29)

Os valores de K em (2.29) que fazem todos os termos da primeira coluna serem positivos simultaneamente são valores que possibilitam que o sistema seja estável.

## 2.7 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este Capítulo apresentou algumas práticas industriais relativas à conexão de GDs e à detecção de ilhamento, apresentando os tempos de detecção de ilhamento solicitados pelas concessionárias de energia, limites operacionais de tensão e frequência e algumas características dos sistemas de distribuição de energia elétrica.

Também foram apresentadas as maneiras de se avaliar o desempenho de técnicas de detecção de ilhamento, o comportamento de geradores síncronos durante a ocorrência de perturbações e a representação de sistemas de geração por modelo de baixa ordem.

Por fim, esse Capítulo apresentou o critério de estabilidade de Routh-Hurwitz e sua

aplicação para determinar o intervalo de ganho de um controlador proporcional que permite que o sistema seja estável.

Os assuntos tratados neste Capítulo são levados em consideração ou utilizados na elaboração ou avaliação do método de detecção de ilhamento proposto.

## 3 METODOLOGIA PROPOSTA PARA DETECÇÃO DE ILHAMENTO

## 3.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Nesse Capítulo, o método de detecção de ilhamento proposto é apresentado. Inicialmente é mostrado o princípio básico utilizado para o desenvolvimento do método proposto. Após, a metodologia de detecção de ilhamento é apresentada, seguida pelas deduções e características das diferentes partes que a compõem.

#### 3.2 PRINCÍPIO BÁSICO

Como foi apresentado na Seção 2.4, pode-se classificar o comportamento dinâmico de um gerador síncrono em razão da amplitude da perturbação elétrica sofrida: pequenas perturbações e grandes perturbações. Aplicando esta classificação à GDs compostas por geradores síncronos conectados diretamente à rede de distribuição de energia elétrica é possível obter (MARCHESAN et al., 2016):

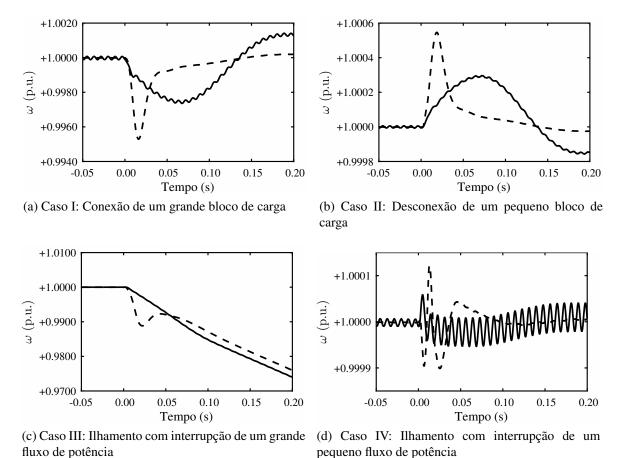
- Grandes perturbações: são causadas por eventos de ilhamento da GD;
- Pequenas perturbações: são causadas por eventos que não sejam ilhamento da GD, como chaveamento de cargas, desconexão de ramais e curtos-circuitos.

Na Figura 3.1, são apresentados os comportamentos da frequência elétrica no PAC ( $\omega_e$ ) e a frequência de rotação da GD ( $\omega_{mec}$ ) para quatro tipos de distúrbios realizados em um sistema de distribuição com a presença de GD composta por gerador síncrono conectado diretamente à rede elétrica. O objetivo desta Figura é permitir a visualização dos comportamentos de  $\omega_e$  e  $\omega_{mec}$  para a ocorrência de ilhamentos, conexão e desconexão de carga.

Os resultados apresentados na Figura 3.1 foram obtidos através da realização de simulações no sistema IEEE 34 Barras com a GD conectada na Barra 854, conforme descrito no Capítulo 4. Os casos apresentados têm caráter ilustrativo e são descritos na Tabela 3.1.

A potência base é a potência nominal da GD01 do sistema teste (1,25MVA). A Figura 3.1a apresenta o comportamento de  $\omega_e$  e  $\omega_{mec}$  para a conexão de um grande bloco de carga na Barra 850 do sistema teste. A Figura 3.1b apresenta o comportamento das frequências para a desconexão de um pequeno bloco de carga na Barra 850. A Figura 3.1c apresenta o comportamento de  $\omega_e$  e  $\omega_{mec}$  para um ilhamento com interrupção de um grande fluxo de potência e a Figura 3.1d apresenta o comportamento das frequências para um ilhamento com

Figura 3.1 – Demonstração do comportamento de  $\omega_{mec}$  e  $\omega_{e}$  para diferentes distúrbios (todos os distúrbios ocorreram em 0s)



Fonte: O autor.

Tabela 3.1 – Casos para análise do princípio básico

Caso	Evento	S (p.u.)
I	Conexão de um grande bloco de carga	0.88 + j0.53
II	Desconexão de um pequeno bloco de carga	0.08 + j0.02
III	Ilhamento com interrupção de um grande fluxo de potência	0.4 + j0.08
IV	Ilhamento com interrupção de um pequeno fluxo de potência	0.01 + j0.01

Fonte: O autor.

interrupção de um pequeno fluxo de potência. Ambos os ilhamentos foram realizados pela abertura da linha entre as Barras 800 e 802 do sistema teste.

De maneira geral, os comportamentos  $\omega_e$  e  $\omega_{mec}$  apresentados na Figura 3.1 podem ser descritos da seguinte forma:

• Quando ocorre um distúrbio no sistema de distribuição que não seja um ilhamento,  $\omega_{mec}$  tem um comportamento oscilatório amortecido, como demonstrado na Seção 2.4. Por outro lado,  $\omega_e$  não varia muito em relação ao valor nominal após o transitório inicial, que

ocorre para que o ângulo da tensão se desloque para um novo ponto de operação. Esse comportamento é apresentado nas Figuras 3.1a e 3.1b.

• Quando ocorre um ilhamento,  $\omega_{mec}$  tem um comportamento exponencial logo após a ocorrência do distúrbio, tal como foi abordado na Seção 2.4. Essa consideração é válida para um ilhamento onde há uma interrupção de um grande fluxo de potência, conforme apresentado na Figura 3.1c. Quando o fluxo de potência interrompido pelo ilhamento é pequeno,  $\omega_{mec}$  pode sofrer somente uma pequena variação, como apresentado na Figura 3.1d.

Como demonstrado por Vieira et al. (2008), a variação da tensão após a ocorrência do ilhamento pode modificar a potência consumida pelas cargas ilhadas, se estas forem do tipo corrente constante ou impedância constante. Assim, mesmo que o fluxo de potência interrompido pelo ilhamento seja grande, pode ocorrer que  $\omega_{mec}$  não sofra uma grande variação, se a soma das potências ativas das cargas alimentadas pela GD após o ilhamento passarem a ter um valor próximo à potência ativa gerada.

Essas considerações se mostraram válidas para os casos analisados, visto que a potência de curto-circuito pelo lado do sistema hospedeiro no PAC é geralmente muito maior que a potência de curto-circuito proveniente da GD, conforme apresentado na Seção 2.2. Caso isso não ocorra para um determinado sistema com GD, o comportamento das frequências pode ser diferente do apresentado na Figura 3.1, fazendo com que a metodologia proposta possa não apresentar um desempenho satisfatório.

Durante a ocorrência de um ilhamento em sistemas com múltiplas GDs síncronas conectadas é possível que elas não tenham um comportamento coerente, como definido por Mariotto et al. (2010). No entanto, em sistemas com múltiplas GDs síncronas é possível ter o entendimento de que  $\omega_e$  em cada PAC terá o comportamento regido pelo seu respectivo gerador, sendo menos influenciada pelas outras GDs conectadas em outros pontos do sistema hospedeiro. Ainda, mesmo que o ilhamento ocorra em uma condição de baixa interrupção do fluxo de potência, após a proteção de alguma GD detectar o ilhamento e provocar a desconexão da respectiva GD, ocorrerá um grande desbalanço de potência no sistema ilhado, o que resultará na desconexão das demais GDs.

## 3.3 MÉTODO DE DETECÇÃO DE ILHAMENTO PROPOSTO

Baseado no exposto na seção anterior, o método de detecção de ilhamento proposto consiste em verificar a similaridade de comportamento entre  $\omega_{mec}$  e  $\omega_e$  após a ocorrência de algum distúrbio, da seguinte maneira:

• Caso  $\omega_{mec}$  e  $\omega_{e}$  apresentem comportamentos similares após a ocorrência de algum

distúrbio, significa que  $\omega_e$  está sendo mantida pela GD, ou seja, o sistema local está desconectado da fonte principal, operando de maneira ilhada.

• Se após a ocorrência de algum distúrbio,  $\omega_e$  apresentar um comportamento diferente de  $\omega_{mec}$  significa que  $\omega_e$  está sendo mantida pela fonte principal. Nesse caso, o sistema local onde a GD está instalada não está operando de forma ilhada.

Este trabalho propõe utilizar uma variável de decisão que está relacionada à energia que se deve adicionar ou retirar do gerador para tornar  $\omega_{mec}$  igual a  $\omega_e$  após a ocorrência de algum distúrbio. A partir dessa variável de decisão, deve ser possível determinar se as frequências  $\omega_{mec}$  e  $\omega_e$  apresentam comportamentos similares ou não, determinando, assim, se a GD está ou não ilhada.

Quando as frequências apresentarem comportamentos similares, a energia necessária para fazer com que  $\omega_{mec}$  seja igual a  $\omega_e$  é baixa, representando que a GD está ilhada. De maneira contrária, se as frequências apresentarem comportamentos distintos, a energia necessária para igualar  $\omega_{mec}$  com  $\omega_e$  é elevada, representado, assim, que a GD está conectada ao sistema hospedeiro.

Para realizar isso, esse trabalho propõe emular o comportamento dinâmico da GD através de uma GD virtual que deverá apresentar um comportamento similar ao sistema de geração real em termos da frequência de rotação. Nessa GD virtual é inserida uma proteção ativa virtual, com a finalidade de igualar a frequência da GD virtual ( $\omega_{mec}^{\nu}$ ) com  $\omega_{e}$  e, desta forma, avaliar a ocorrência de ilhamentos.

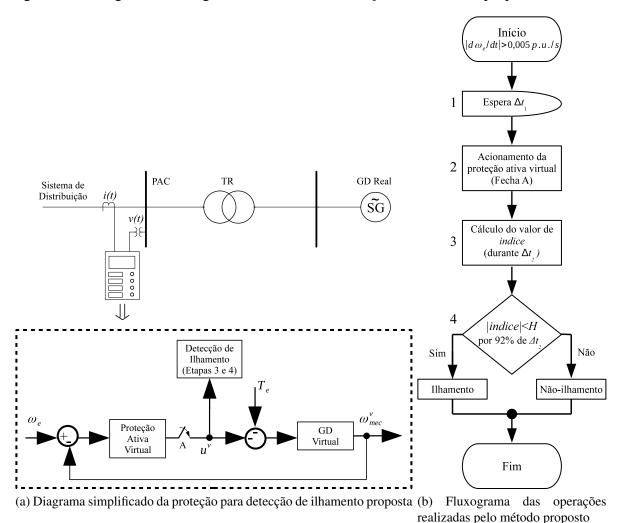
A escolha pelo método ativo virtual se fundamenta no fato de que em uma GD real, seria necessário alterar a referência do sistema de controle da mesma durante a avaliação da condição de ilhamento. Também seria necessário que o acionamento mecânico tivesse a capacidade de fornecer torque mecânico muito maior que o valor nominal da GD e ainda se estaria sujeito aos problemas inerentes aos métodos ativos de detecção de ilhamento, como deterioração da qualidade da energia ou comportamento transitório indesejado. Ainda, a utilização da GD virtual permite que o método proposto possa ser utilizado em GDs onde o PAC não é próximo à GD, pois não se realiza a medição de  $\omega_{mec}$ .

O método proposto necessita da medição das tensões v(t) e correntes instantâneas i(t) medidas no PAC através de transformadores de tensão e corrente. Através dessas medições, são calculados  $\omega_e$ ,  $d\omega_e/dt$ ,  $P_e$  e o respectivo torque elétrico ( $T_e$ ). O valor de  $P_e$  é determinado através da soma da potência entregue no PAC e as perdas entre o PAC e os terminais do gerador, o valor de  $T_e$  é determinado através de  $P_e$  e  $\omega_e$ .

A Figura 3.2a apresenta o diagrama de blocos do método proposto, com as descrições dos blocos "GD Virtual", "Proteção Ativa Virtual" e "Detecção de Ilhamento" realizadas nas próximas subseções. A Figura 3.2b apresenta o fluxograma das operações realizadas pelo método proposto. A execução do método proposto inicia quando  $d\omega_e/dt > 0.005 p.u./s$ , representado como "Início" no fluxograma da Figura 3.2b. As etapas realizadas pelo método

proposto são apresentadas a seguir:

Figura 3.2 – Diagrama e fluxograma do método de detecção de ilhamento proposto



Fonte: O autor.

- 1. Espera  $\Delta t_1$ : Para uma melhor discriminação entre casos de ilhamento e não ilhamento e para que o transitório inicial de  $\omega_e$  não interfira na detecção de ilhamento,  $\Delta t_1$  deve ser de  $^1/_4$  ou  $^3/_4$  do valor do período de oscilação amortecida do gerador para pequenos distúrbios ( $T_d$ ). Durante o intervalo de tempo  $\Delta t_1$ ,  $\omega_{mec}^{\nu}$  continua apresentando um comportamento similar à  $\omega_{mec}$ . A determinação do valor de  $\Delta t_1$  é apresentada na subseção 3.3.5;
- 2. Acionamento da proteção ativa virtual: A proteção ativa virtual atua sobre a GD virtual, buscando fazer  $\omega_{mec}^{\nu}$  apresentar um valor próximo de  $\omega_{e}$ . Na Figura 3.2a, essa etapa é representada pelo fechamento da chave "A". Com isso, forma-se um sistema de controle realimentado, tendo  $\omega_{e}$  como referência e  $\omega_{mec}^{\nu}$  como saída;
- 3. Cálculo do valor de indice: Durante a execução dessa etapa, o valor de indice é

determinado através da ação de controle da proteção ativa virtual ( $u^{\nu}$ ) necessária para fazer  $\omega_{mec}^{\nu}$  se aproximar de  $\omega_{e}$ , conforme apresentado na subseção 3.3.4. Essa etapa ocorre durante o intervalo de tempo  $\Delta t_{2}$ . A determinação desse intervalo de tempo é apresentada na subseção 3.3.5;

4. |indice| < H: Através do comportamento do valor de indice durante o intervalo de tempo  $\Delta t_2$ , a detecção de ilhamento é verificada, os detalhes são apresentados na subseção 3.3.4.

A seguir, são apresentados dois exemplos de operação do método proposto, um exemplo da ocorrência de ilhamento e outro de desconexão de carga.

#### 3.3.1 Exemplo de Operação do Método Proposto

As Figuras 3.3a e 3.3b mostram as etapas realizas pelo método proposto para um evento de ilhamento e para um evento de desconexão de carga, respectivamente. As etapas indicadas seguem a numeração do fluxograma apresentado na Figura 3.2. Quando apresentam nível "1", os indicadores sinalizam que estão ativos ou que a detecção de ilhamento foi realizada. O indicador "detecta distúrbio" é ativado pela detecção da ocorrência de algum evento quando  $d\omega_e/dt > 0.005 p.u./s$ .

A seguir, são descritas as etapas do método proposto durante a verificação da ocorrência de ilhamento para as Figuras 3.3a e 3.3b. Cabe ressaltar que  $\omega_{mec}$  não é medida na operação do método proposto, sendo mostrada para facilitar a descrição do exemplo.

- 1. Espera  $\Delta t_1$ : Representado pelo intervalo de tempo nomeado "1" no gráfico dos indicadores. Para este exemplo, o valor de  $\Delta t_1$  utilizado é de 1/4 do período de oscilação amortecida da GD. Neste intervalo de tempo, pode-se verificar que  $\omega_e$  apresenta um transitório em seu comportamento, não apresentando um comportamento similar à  $\omega_{mec}$  em nenhuma das duas situações apresentadas. Nessa Etapa, a GD virtual faz com que  $\omega_{mec}^{\nu}$  apresente um comportamento similar a  $\omega_{mec}$ ;
- 2. Acionamento da proteção ativa virtual: Esta etapa é representada pelo número "2" no gráfico dos indicadores e ocorre entre término de  $\Delta t_1$  e o começo de  $\Delta t_2$ ;
- 3. Cálculo do valor de *indice*: Número "3" no gráfico dos indicadores. Nesta etapa, a ação da proteção ativa virtual faz  $\omega_{mec}^{v}$  se aproximar de  $\omega_{e}$ . Na Figura 3.3, pode-se verificar que o módulo de  $u^{v}$  é muito menor para o evento de ilhamento, Figura 3.3a, do que para o evento de desconexão de carga, Figura 3.3b, consequentemente o valor de |indice| também é muito menor;
- 4. |indice| < H: Essa etapa ocorre ao término do intervalo de tempo  $\Delta t_2$ , número "4" no gráfico dos indicadores. Na Figura 3.3a, o valor de |indice| é menor que H por todo o

+1.0000Indicadores +1.0000Indicadores detecta distúrbio detecta distúrbio +0.5000 +0.5000 proteção ativa proteção ativa virtual virtual ilhamento ilhamento +0.0000+0.00000.15 0.00 0.00 0.05 0.10 0.20 0.25 0.05 0.10 0.15 0.20 0.25 Tempo (s) Tempo (s) +1.0080+1.0040 –  $\omega_{mec}$  (p.u.) +1.0060  $\cdots \omega_e$  (p.u.)  $\omega_{mec}^{v}$  (p.u.) +1.0040 +1.0020+1.0020 $\omega_{mec}$  (p.u.) +1.0000+1.0010 $\omega_e$  (p.u.)  $\omega_{mec}^{v}$  (p.u.) +0.9980 +1.0000 0.05 0.10 0.15 0.25 0.10 0.15 0.25 0.00 0.20 0.00 0.05 0.20 Tempo (s) Tempo (s) Ação de Controle (u) (p.u.)+0.1000+4.0000 Ação de Controle (u) (p.u.)+3.0000 +0.0000 +2.0000+1.0000-0.1000 +0.0000 -0.2000 0.10 0.15 0.20 0.25 0.05 0.10 0.15 0.20 0.00 0.05 0.00 0.25 Tempo (s) Tempo (s) +0.4000+10.000indice (p.u.) (base H) indice (p.u.)(base H) +0.000+0.2000+0.0000-20.000

Figura 3.3 – Exemplo de operação do método proposto para evento de ilhamento (a) e para evento de não ilhamento (b)

Fonte: O autor.

-0.2000

-0.4000

0.00

(a) Evento de ilhamento.

0.05

0.15

0.10

Tempo (s)

0.20

0.25

intervalo de tempo  $\Delta t_2$ . De acordo com (3.14), o método proposto considera esse evento como ilhamento. Por outro lado, na Figura 3.3b, o valor de |indice| é maior que H para quase todo o intervalo de tempo  $\Delta t_2$ , fazendo com que o método proposto considere esse

-40.000

0.00

0.05

(b) Evento de desconexão de carga.

0.10

Tempo (s)

0.15

0.20

0.25

evento como não ilhamento.

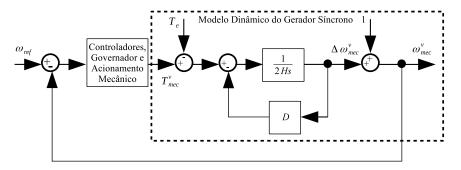
As descrições dos blocos GD Virtual, Proteção Ativa Virtual e Detecção de Ilhamento da Figura 3.2a são realizadas a seguir.

#### 3.3.2 GD Virtual

A GD virtual foi desenvolvida com base no modelo dinâmico do gerador síncrono e nos modelos dos controladores, dos atuadores e da máquina primária, tendo como entrada o torque elétrico referente à potência ativa entregue pelo gerador.

Ao escrever o modelo dinâmico simplificado da máquina síncrona na forma de diagrama de blocos, pode-se obter o diagrama destacado na Figura 3.4 (ANDERSON; FOUAD, 2003).

Figura 3.4 – Diagrama de blocos do modelo dinâmico de um gerador síncrono, incluindo o controlador



Fonte: O autor.

Na Figura 3.4,  $\omega_{ref}$  é a frequência de referência,  $T^{\nu}_{mec}$  é o torque mecânico da GD virtual,  $\Delta\omega^{\nu}_{mec}$  é a variação da frequência mecânica da GD virtual. Todas as grandezas são em p.u., com base na potência e frequência nominais do gerador.

Os modelos dos controladores, atuadores e da máquina primária variam de acordo com o tipo de fonte primária, fabricante, versão e potência do sistema, sendo que muitas vezes o modelo exato não é disponibilizado. A fim de que se possa desenvolver uma proteção que apresente um desempenho satisfatório para diferentes tipos e potências de GDs, deve-se obter um modelo genérico para o acionamento mecânico. Dessa forma, as seguintes considerações são realizadas, com base na Seção 2.2 e nos objetivos deste trabalho:

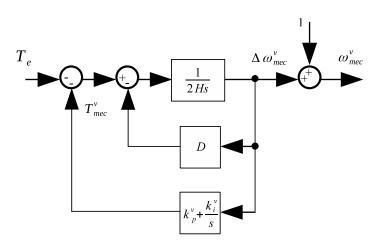
- O modelo simplificado do acionamento mecânico deve possibilitar a representação da frequência mecânica nos instantes logo após a ocorrência dos distúrbios, tempos menores que 2s, que é o tempo no qual as proteções devem detectar a ocorrência do ilhamento (IEEE..., 2014);
- 2. O modelo simplificado do acionamento mecânico deve permitir que a GD virtual tenha uma resposta similar à GD real para valores de frequência próximos aos valores nominais.

Para grandes variações na frequência, na ordem de alguns Hertz, não é necessária a representação aproximada da frequência, uma vez que uma das proteções de frequência 81U e 81O causarão a desconexão da GD;

- 3. As oscilações na frequência da GD que ocorrem devido aos diferentes transitórios também devem ser devidamente representadas pela GD virtual. Além disso,  $\omega_{mec}^{v}$  deve ter um comportamento estável e tempos de acomodação similares aos que a  $\omega_{mec}$  tem para esses casos;
- 4. Todas as limitações e não lineariedades presentes no sistema de acionamento mecânico não necessariamente precisam ser representadas. Geralmente, elas só interferem no comportamento do sistema de geração em situações extremas, como grandes variações na frequência, afundamentos ou elevação de tensão ou curtos-circuitos. Nesses casos, mesmo que  $\omega_{mec}^{\nu}$  não corresponda à  $\omega_{mec}$ , uma das proteções 81U, 81O, 27, 59, sobretensão de neutro (59N), sobrecorrente de fase (51) ou sobrecorrente de neutro (51N) causarão a desconexão da GD;
- 5. Os valores dos parâmetros do modelo simplificado do acionamento mecânico devem ser obtidos em função das características da GD, não sendo determinados por meio de simulações ou experiência do usuário.

A consideração "3" possibilita substituir o sistema de acionamento mecânico da Figura 3.4 por um controle do tipo PI paralelo. Após algumas manipulações de blocos, considerando  $\omega_{ref} = 1$ , é possível obter o diagrama de blocos da Figura 3.5, onde  $k_p^{\nu}$  é o ganho proporcional e  $k_i^{\nu}$  é o ganho integral do controlador PI. Dessa forma, a função de transferência que relaciona  $\Delta\omega_{mec}^{\nu}$  com  $T_e$  pode ser dada por (3.1).

Figura 3.5 – Diagrama de blocos do modelo dinâmico do gerador síncrono virtual com o acionamento mecânico simplificado através de um controlador PI



$$\frac{\Delta\omega_{mec}^{v}(s)}{T_{e}(s)} = -\frac{s}{2Hs^{2} + \left(k_{p}^{v} + D\right)s + k_{i}^{v}}$$

$$(3.1)$$

Na Equação (3.1), pode-se notar que a GD virtual apresenta dois graus de liberdade, que são  $k_p^{\nu}$  e  $k_i^{\nu}$ , referentes à simplificação realizada para o acionamento mecânico. A determinação destes é apresentada a seguir.

#### 3.3.2.1 Determinação dos ganhos do acionamento mecânico simplificado

Existem infinitas possibilidades para os ganhos do acionamento mecânico virtual de (3.1). No entanto, para que a GD virtual tenha um comportamento similar a um gerador real logo após um distúrbio, como apresentado na Seção 2.5, e para que a GD virtual atenda os requisitos do método proposto, são utilizados ganhos que resultam em (2.22), quando seguindo a mesma metodologia e que permita à GD virtual atender as cinco considerações realizadas acima. Dessa forma, os ganhos do acionamento virtual são dados por (3.2).

$$k_i^{\nu} = H \tag{3.2}$$

$$k_p^{\nu} + D = 2H$$

Substituindo os ganhos de (3.2) em (3.1), é possível obter a equação da GD virtual que representa o comportamento dinâmico da GD real, conforme pode ser observado a seguir.

$$\frac{\Delta \omega_{mec}^{V}(s)}{T_{e}(s)} = -\frac{1}{2H} \frac{s}{s^{2} + s + 1/2}$$
(3.3)

Ao aplicar um degrau de torque em (3.3) com amplitude  $-T_{step}$  e resolver para o domínio do tempo, é possível encontrar (3.4).

$$\Delta\omega_{mec}^{V}(t) = \frac{T_{step}}{H} e^{\left(\frac{-t}{2}\right)} sen(t/2)$$
(3.4)

Derivando (3.4) e resolvendo para t = 0, obtém-se (3.5).

$$\frac{d\Delta\omega_{mec}^{v}(t)}{dt}\bigg|_{t=0} = \frac{T_{step}}{2H}$$
(3.5)

Pode-se mostrar através de (3.3) que  $\Delta\omega_{mec}^{v}$  terá um comportamento estável,

convergindo para zero, ou seja,  $\omega_{mec}^{\nu}$  convergirá para o valor nominal de 1p.u.. A Equação (3.5) mostra que o comportamento de  $\Delta\omega_{mec}^{\nu}$  e, consequentemente, de  $\omega_{mec}^{\nu}$  logo após a ocorrência de um degrau de torque elétrico depende da amplitude desse degrau e da constante de inércia do gerador, mesmo resultado que o obtido por Anderson e Mirheydar (1990), atendendo com isso as considerações "1", "2" e "4".

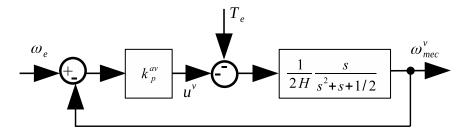
Ainda, a GD virtual não tem o modelo dinâmico, tal como apresentado por Kundur (1994), devido ao fato de que este trabalho não realiza um estudo de estabilidade clássico. No caso da GD virtual, o torque elétrico é obtido através de medidas elétricas da rede de distribuição, não sendo uma consequência da interação entre o gerador e barra infinita ou a interação entre diferentes geradores.

#### 3.3.3 Proteção Ativa Virtual

Para avaliar a ocorrência de ilhamento em um tempo adequado, a proteção ativa virtual deve fazer com que a  $\omega_{mec}^{\nu}$  se aproxime do valor de  $\omega_{e}$  rapidamente após começar a atuar sobre a mesma, isso deve ocorrer dentro do intervalo de tempo  $\Delta t_{2}$ . Ainda, a proteção ativa virtual deve propiciar um comportamento estável ao sistema de detecção de ilhamento.

Para satisfazer essas exigências, é proposto utilizar um controlador do tipo proporcional para a proteção ativa virtual. Assim, substituindo a Equação (3.3) na GD Virtual e utilizando o controlador proporcional com ganho  $k_p^{av}$  na Proteção Ativa Virtual no diagrama da Figura 3.2a, obtém-se o diagrama de blocos apresentado na Figura 3.6 quando a proteção ativa virtual estiver operando, conforme etapa "2" da Figura 3.2b.

Figura 3.6 – Diagrama de blocos da proteção proposta quando a proteção ativa virtual estiver operando



Fonte: O autor.

A função de transferência que relaciona  $\Delta\omega_{mec}^{\nu}$  com  $\omega_{e}$  baseada no diagrama de blocos da Figura 3.6 é dada por (3.6).

$$\frac{\Delta \omega_{mec}^{v}(s)}{\omega_{e}(s)} = \frac{k_{p}^{av}s}{2H\left[s^{2} + \left(1 + \frac{k_{p}^{av}}{2H}\right)s + \frac{1}{2}\right]}$$
(3.6)

Ao utilizar o critério de estabilidade de Routh-Hurwit, seção 2.6, como H é sempre positivo, a proteção ativa virtual terá um comportamento estável, de acordo com (3.7).

$$k_p^{av} > 0 (3.7)$$

Ainda, como a função de transferência (3.6) tem um zero na origem, para uma entrada do tipo degrau, seu valor em regime permanente será zero, resultando que um longo tempo após a ocorrência de algum distúrbio transitório,  $\omega_{mec}^{\nu}$  retornará para o valor nominal. No entanto, isso não será um problema para os casos de ilhamento, pois a proteção anti-ilhamento já deverá ter atuado antes de  $\Delta\omega_{mec}^{\nu}$  se tornar zero. A determinação do valor de  $k_{p}^{a\nu}$  é apresentada a seguir.

## 3.3.3.1 Determinação do valor do ganho $k_p^{av}$

A avaliação da condição de ilhamento, Subseção 3.3.4, é baseada na resposta da proteção ativa virtual. Assim, para possibilitar a operação adequada da proteção de detecção de ilhamento proposta, duas proposições a respeito da proteção ativa virtual são realizadas.

- 1. A resposta de  $\omega_{mec}^{\nu}$  deve apresentar um comportamento assintótico em relação a  $\omega_e$  quando a proteção ativa estiver operando, ou seja, não deve apresentar um comportamento oscilatório com ultrapassagem de sinal;
- 2.  $\omega_{mec}^{\nu}$  deve se aproximar de  $\omega_e$  rapidamente, possibilitando que  $\Delta t_2$  possua um valor pequeno, e permanecer próximo pelo maior tempo possível, permitindo a verificação da condição de ilhamento, etapa "4"do fluxograma da Figura 3.2b.

Durante a operação da proteção ativa virtual, Etapa "2" da Figura 3.2b, pode-se aproximar o distúrbio de  $\omega_e$  em (3.6) como uma função degrau com amplitude  $\omega_{e_{step}}$ , obtendo-se (3.8).

$$\Delta\omega_{mec}^{v}(s) = \frac{\omega_{e_{step}}k_{p}^{av}}{2H\left[s^{2} + \left(1 + \frac{k_{p}^{av}}{2H}\right)s + \frac{1}{2}\right]}$$
(3.8)

Para atender a proposição "1", a equação característica de (3.8) deve possuir duas raízes reais distintas e como  $k_p^{av}$  deve ser positivo, é possível obter (3.9), que apresenta o intervalo qual  $k_p^{av}$  pode assumir.

$$k_p^{av} > 2H\left(\sqrt{2} - 1\right) \tag{3.9}$$

Assim, as raízes  $r_1$  e  $r_2$  da equação característica da função de transferência (3.8) são dadas por (3.10).

$$r_1; r_2 = \frac{-\left(1 + \frac{k_p^{av}}{2H}\right) \pm \sqrt{\left(1 + \frac{k_p^{av}}{2H}\right)^2 - 2}}{2}$$
(3.10)

Fazendo  $k_p^{av} >> H$  em (3.10), o termo interno à raiz se torna próximo ao termo externo, conforme (3.11).

$$\left(1 + \frac{k_p^{av}}{2H}\right) \approx \sqrt{\left(1 + \frac{k_p^{av}}{2H}\right)^2 - 2}, \text{ para } k_p^{av} >> H$$
 (3.11)

A consideração  $k_p^{av} >> H$  faz com que (3.8) apresente em sua solução uma das constantes de tempo pequena em relação a outra constante de tempo. Dessa forma, a constante de tempo menor permite que  $\omega_{mec}^v$  se aproxime do valor de  $\omega_e$  rapidamente. Por sua vez, a constante de tempo maior permite que  $\omega_{mec}^v$  permaneça próximo à  $\omega_e$  pelo tempo necessário para que ocorra a avaliação da condição de ilhamento de maneira adequada.

A Figura 3.7 apresenta a resposta no domínio do tempo relativa de  $\Delta\omega_{mec}^{\nu}$  para uma entrada a degrau de  $\omega_{e}$  com amplitude  $\omega_{e_{step}}$  para diferentes valores de  $k_{p}^{a\nu}$  em (3.8). A Tabela 3.2 apresenta a amplitude relativa de  $\Delta\omega_{mec}^{\nu}$  após 2s da aplicação do degrau de entrada e o tempo necessário para que  $\Delta\omega_{mec}^{\nu}$  atinja seu valor máximo.

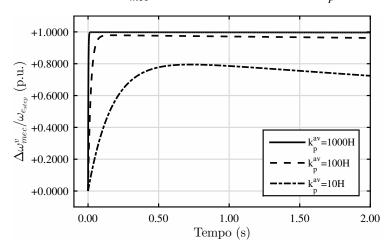


Figura 3.7 – Resposta relativa de  $\Delta\omega_{mec}^{\nu}$  para diferentes valores de  $k_p^{av}$  em (3.8)

Fonte: O autor.

Através dos resultados apresentados na Figura 3.7 e na Tabela 3.2, pode-se verificar que quanto maior o valor de  $k_p^{av}$  em (3.8), menor é o tempo que  $\Delta\omega_{mec}^{v}$  demora para atingir seu valor máximo e maior é o valor da relação  $\Delta\omega_{mec}^{v}/\omega_{e_{step}}$  após 2s da aplicação da entrada em degrau de  $\omega_e$ .

Tabela 3.2 – Resposta relativa de  $\Delta\omega_{mec}^{\nu}$  para diferentes valores de  $k_p^{a\nu}$  na Equação (3.8)

$k_p^{av}$	$\Delta \omega_{mec}^{v}/\omega_{e_{step}}$ para $t=2s$	Tempo para $\Delta\omega_{mec}^{v}$ máximo
10 <i>H</i>	0,725	728,6ms
100 <i>H</i>	0,962	167,8 <i>ms</i>
1000H	0,996	26,2 <i>ms</i>

Para atender a proposição "2", o valor selecionado para  $k_p^{av}$  é dado por (3.12). Com isso, as desigualdades (3.7) e (3.9) também são atendidas.

$$k_p^{av} = 1000H (3.12)$$

Através de (3.2) e (3.12), a consideração "5" da Subseção 3.3.2 é atendida, uma vez que os ganhos do acionamento virtual e da proteção ativa são proporcionais à H, uma das características da GD.

Cabe salientar que como a proteção ativa virtual é um controlador do tipo proporcional,  $\omega_{mec}^{\nu}$  não terá exatamente o mesmo valor de  $\omega_e$ . Entretanto, devido ao alto valor utilizado,  $\omega_{mec}^{\nu}$  terá um valor suficientemente próximo a  $\omega_e$ , de maneira a permitir uma adequada operação do método de detecção de ilhamento proposto.

#### 3.3.4 Detecção de Ilhamento

A detecção de ilhamento é baseada na avaliação de  $u^{\nu}$  da proteção ativa virtual necessária para fazer  $\omega_{mec}^{\nu}$  se aproximar de  $\omega_{e}$ , essa avaliação é realizada durante o intervalo de tempo  $\Delta t_{2}$ . Assim, para permitir uma adequada avaliação, a integral de  $u^{\nu}$  durante todo esse intervalo de tempo é realizada, conforme apresentado em (3.13).

Ainda, como apresentado nas Figuras 3.1a e 3.1b, as frequências elétricas apresentam comportamentos similares entre si, assim como as frequências mecânicas. Porém, quando comparadas, as amplitudes das variações apresentam diferença na ordem de 10 vezes. Devido a isso, na Equação (3.13)  $u^{\nu}$  é normalizada pela variação da frequência elétrica em relação ao valor nominal 1p.u.

$$indice = \int_{t}^{t+\Delta t_2} \frac{u^{\nu}}{\omega_{e}-1} dt$$
 (3.13)

Para eventos de ilhamento,  $u^{v}$  tem uma amplitude muito menor que para os casos de não ilhamento, consequentemente o valor de *indice* terá um valor em módulo muito menor para os

casos de ilhamento. Dessa forma, a detecção de ilhamento ocorre quando o módulo de *indice* for menor que o limite adotado *H*, conforme apresentado em (3.14).

$$ID = \begin{cases} 1, & |indice| < H \text{ por } 92\% \text{ de } \Delta t_2; \\ 0, & \text{caso contrário.} \end{cases}$$
 (3.14)

Na Equação (3.14), ID é o indicador de detecção de ilhamento, onde o valor 0 indica que o distúrbio ocorrido não é resultado de um ilhamento da GD. Por outro lado, o valor 1 indica a ocorrência de ilhamento da GD. O valor do limite de discriminação entre eventos de ilhamento e não ilhamento H é fixo, não sendo um parâmetro que deve ser configurado pelo usuário, a obtenção do seu valor é realizada através de resultados de simulação e é apresentada no Capítulo 4.

Para evitar que valores momentaneamente elevados de *indice* acarretem na não detecção de eventos de ilhamento, o critério de 92% em (3.14) é utilizado.

## 3.3.5 Detalhes de Implementação

Nesta subseção, são apresentadas algumas considerações sobre a implementação prática do método proposto, juntamente com a determinação de  $\Delta t_1$  e  $\Delta t_2$ .

#### 3.3.5.1 Denominador da Equação (3.13)

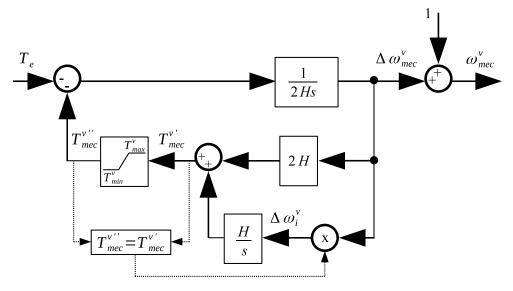
Na Equação (3.13), a divisão não poderá ser realizada quando  $\omega_e$  possuir o valor nominal, pois o denominar será 0. Para contornar essa situação, quando o valor do denominador de (3.13) apresentar um módulo menor que 0.0000001p.u., ele será substituído por esse valor, respeitando o sinal do denominador.

#### 3.3.5.2 Limitação da Amplitude do Acionamento Mecânico Virtual

Os diagramas de blocos da Figura 3.5 e a Equação (3.3) são apresentados sem não lineariedades para permitir a realização das análises utilizando ferramentas de controle linear. Porém, uma GD real apresenta limitações de capacidade de torque da máquina primária. Logo, essa característica deve ser levada em consideração para a implementação da GD virtual de forma que  $\omega_{mec}^{v}$  tenha um comportamento similar à  $\omega_{mec}$  quando a GD for submetida a grandes distúrbios. A limitação da saída do acionamento mecânico virtual é realizada através da técnica de *anti-windup* de integral condicional (LANDAU; ZITO, 2006), conforme apresentado na

Figura 3.8, na qual  $T_{max}^{\nu}$  é o valor máximo que a saída do acionamento mecânico da GD virtual pode assumir e  $T_{min}^{\nu}$  é o valor mínimo que o acionamento mecânico virtual pode assumir,  $T_{mec}^{\nu'}$  é a saída do acionamento mecânico virtual,  $T_{mec}^{\nu''}$  é a saída limitada do acionamento mecânico virtual e  $\Delta\omega_i^{\nu}$  é a variação da frequência angular virtual utilizada na entrada do integrador do acionamento mecânico virtual.

Figura 3.8 – Diagrama de blocos da GD virtual com limitação da capacidade do acionamento mecânico



Fonte: O autor.

A técnica de *anti-windup* de integral condicional limita o valor de  $T_{mec}^{v'}$  aos limites estabelecidos  $T_{max}^{v}$  e  $T_{min}^{v}$ , zerando a entrada do integrador quando a limitação ocorrer, conforme (3.15).

$$\Delta \omega_i^{\nu} = \begin{cases} \Delta \omega_{mec}^{\nu}, & T_{mec}^{\nu''} = T_{mec}^{\nu'} \\ 0, & T_{mec}^{\nu''} \neq T_{mec}^{\nu'} \end{cases}$$
(3.15)

#### 3.3.5.3 Filtro Passa-Baixa na Frequência Elétrica

Devido às oscilações que ocorrem durante a determinação da frequência elétrica em decorrência do desequilíbrio de carga dos sistemas de distribuição, torna-se necessário utilizar um filtro para atenuar as oscilações e permitir uma operação adequada do método de detecção de ilhamento proposto. Para isso, é utilizado um filtro passa-baixa de segunda ordem *Butterworth* (SU, 2003), com frequência de corte de 20Hz, conforme apresentado em (3.16).

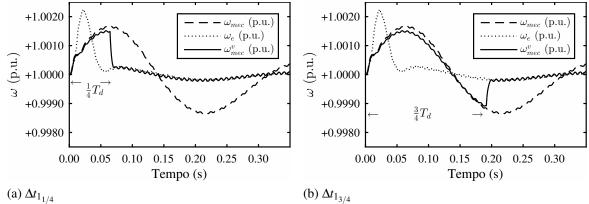
$$\frac{\omega_e(s)}{\omega_{pll}(s)} = \frac{15.791,4}{s^2 + 177,7s + 15.791,4}$$
(3.16)

onde  $\omega_{pll}$  é o valor da frequência elétrica em p.u. determinada através da tensão trifásica no PAC por uma malha de captura de fase (*Phase-Locked Loop* - PLL) (DIGSILENT, 2012).

#### 3.3.5.4 Determinação de $\Delta t_1$

Para que se tenha uma melhor separação do valor de *indice* nas situações de ilhamento e não ilhamento, a proteção ativa virtual deve começar a atuar em  $^1/_4$  ou  $^3/_4$  de  $T_d$ , já que nesses momentos ocorre o maior distanciamento entre  $\omega_e$  e  $\omega_{mec}$  para os eventos de não ilhamento, conforme apresentado na Figura 3.9.

Figura 3.9 – Demonstração da determinação do valor de  $\Delta t_1$ 



Fonte: O autor.

A Figura 3.9a apresenta a operação da proteção ativa virtual em  $^1/_4$  de  $T_d$  e a Figura 3.9b apresenta a operação da proteção ativa virtual em  $^3/_4$  de  $T_d$ .

Para que a proteção ativa virtual atue a partir de  ${}^{1T_d}/_{4}$  ou  ${}^{3T_d}/_{4}$ , é preciso descontar o tempo necessário para detectar a ocorrência de algum distúrbio ( $T_{detec}$ ), esses valores são respectivamente  $\Delta t_{1_{1/4}}$  e  $\Delta t_{1_{3/4}}$  e são dados por (3.17) e (3.18).

$$\Delta t_{1_{1/4}} = \frac{1}{4} T_d - T_{detec} \tag{3.17}$$

$$\Delta t_{1_{3/4}} = \frac{3}{4} T_d - T_{detec} \tag{3.18}$$

onde  $T_d$  pode ser obtido através de (2.12), com  $P_s$  nesse caso aproximado por (3.19), com  $X_T$  dado por (3.20) e  $T_{detec}$  dado por (3.21)

$$P_{s} = \frac{EV}{X_{T}} \tag{3.19}$$

$$X_T = X_d' + X_t + X_{CC} (3.20)$$

onde  $X_t$  é a reatância entre os terminais do gerador e o PAC e  $X_{CC}$  e a reatância aproximada de curto-circuito trifásico no PAC pelo lado do sistema hospedeiro.

As Equações (3.19) e (3.20) e, consequentemente, (3.17) e (3.18) são obtidas para os valores nominais da GD e do sistema hospedeiro.

Embora  $X_{CC}$  possa sofrer alterações devido às reconfigurações no sistema hospedeiro, escolhendo um valor médio entre as possíveis configurações é possível obter resultados satisfatórios. Ao invés da impedância, o valor de  $X_{CC}$  é utilizado devido ao fato de que em sistemas de distribuição fortes, a relação X/R está entre 1,4 e 4.1 e a impedância pelo lado da concessionária ser menor que a impedância da GD, conforme apresentado na Seção 2.2. Assim, mesmo negligenciando a parte resistiva, será possível obter um valor adequado de  $T_d$ .

Como apresentado na Seção 3.3, a verificação da ocorrência de alguma perturbação no sistema de distribuição é realizada quando  $|d\omega_e/dt| > 0,005$ p.u./s. Com isso, a etapa "1" do método proposto é executada, iniciando a contagem do tempo  $\Delta t_1$ . Na situação de menor variação de  $\omega_e$ , são necessários 5ms para que ocorra a detecção de algum evento, sendo esse valor adotado para  $T_{detec}$ , conforme apresentado em (3.21).

$$T_{detec} = 5ms (3.21)$$

## 3.3.5.5 Determinação de $\Delta t_2$

A análise da Tabela 3.2 torna possível verifica que o máximo valor atingido por  $\Delta\omega_{mec}^{\nu}$ , para K=1000H, ocorre 26,2ms após a proteção ativa virtual entrar em operação. Assim, para inserir uma margem de segurança de tempo na avaliação da ação de controle  $u^{\nu}$ ,  $\Delta t_2$  é dado por (3.22).

$$\Delta t_2 = 40ms \tag{3.22}$$

É evidente que o tempo de detecção de ilhamento é dependente do sistema hospedeiro e da GD protegida, uma vez que parâmetros de ambos são utilizados para a determinação de  $\Delta t_1$ .

## 3.4 UTILIZAÇÃO DO MÉTODO PROPOSTO DE DETECÇÃO DE ILHAMENTO

Os dados apresentados na Tabela 3.3 devem ser fornecidos para parametrizar um relé de proteção que implementa o método proposto. Pode-se verificar que todos os dados são parâmetros do sistema hospedeiro, da GD protegida ou das características operacionais.

Tabela 3.3 – Dados para parametrização do método proposto

Parâmetro	Símbolo	Unidade	Utilização Interna
Potência nominal da GD	$S_{nom}$	MVA	Método
Frequência nominal	$f_0$	Hz	$\Delta t_{1_{1/4}} \ { m e} \ \Delta t_{1_{3/4}}$
Constante de inércia	H	p.u.	Método, $\Delta t_{1_{1/4}}$ e $\Delta t_{1_{3/4}}$
Coeficiente de amortecimento	D	p.u.	$\Delta t_{1_{1/4}} \ \mathrm{e} \ \Delta t_{1_{3/4}}$
Reatância entre os terminais do gerador e o PAC	$X_t$	p.u.	$\Delta t_{1_{1/4}} e \Delta t_{1_{3/4}}$
Reatância transitória de eixo direto	$X_{d}^{'}$	p.u.	$\Delta t_{1_{1/4}} e \Delta t_{1_{3/4}}$
Reatância aproximada de curto-circuito trifásico no PAC pelo lado do sistema hospedeiro <sup>1</sup>	$X_{CC}$	p.u.	$\Delta t_{1_{1/4}} e \Delta t_{1_{3/4}}$
Potência aparente fornecida <sup>1</sup>	$S_{op}$	MVA	$\Delta t_{1_{1/4}}$ e $\Delta t_{1_{3/4}}$
Módulo do fasor de tensão terminal	V	p.u.	$\Delta t_{1_{1/4}} e \Delta t_{1_{3/4}}$ $\Delta t_{1_{1/4}} e \Delta t_{1_{3/4}}$

Fonte: O autor.

Para a Tabela 3.3, os valores da potência aparente fornecida  $(S_{op})$  e  $X_{CC}$  podem ser aqueles referentes à condição nominal de operação. O valor da tensão nominal terminal pode ser utilizado para V sem causar prejuízos a operação do método de detecção de ilhamento proposto.

## 3.5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Esse Capítulo apresentou o princípio básico da metodologia proposta, isto é, que durante a ocorrência de ilhamento, a frequência elétrica do PAC é mantida pela GD e quando ocorrem distúrbios no sistema de distribuição que não sejam ilhamento, a frequência elétrica no PAC é mantida pelo sistema hospedeiro e a frequência de rotação da GD terá um comportamento oscilatório amortecido.

Foi apresentado o método proposto para a detecção de ilhamento, o qual se baseia na

<sup>&</sup>lt;sup>1</sup> Para valores nominais de operação.

análise da amplitude da ação de controle da proteção ativa virtual responsável por igualar a frequência da GD virtual com a frequência elétrica do PAC.

Esse capítulo também apresentou a dedução da GD virtual e da proteção ativa virtual e os detalhes de implementação do método proposto.

## 4 RESULTADOS DE SIMULAÇÃO - SISTEMA TESTE IEEE 34 BARRAS

## 4.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Nesse capítulo, serão apresentados os resultados de simulações realizadas, no sentido de verificar o desempenho da metodologia proposta, juntamente com a descrição do sistema teste, os resultados de simulação da GD virtual e a determinação do limite discriminação entre eventos de ilhamento e não ilhamento da metodologia proposta.

#### 4.2 SISTEMA TESTE

O sistema de distribuição IEEE 34 Barras, Kersting (2001), foi implementado no *software* de simulação DIgSILENT PowerFactory<sup>®</sup>. A esse sistema, foram adicionadas duas GDs compostas por gerador síncrono conectado diretamente à rede elétrica, conforme apresentado na Figura 4.1. O sistema IEEE 34 Barras foi modelado conforme Muraro (2014).

Ambas as GDs utilizam o mesmo modelo de gerador com os parâmetros apresentados na Tabela 4.1. As GDs utilizam um transformador elevador para adequar o nível da tensão gerada ao nível de tensão do sistema de distribuição. Os parâmetros dos transformadores são apresentados na Tabela 4.2. Será indicado quando algum parâmetro de alguma das GDs é alterado para a realização de testes da metodologia proposta, caso contrário, as simulações utilizam os parâmetros das Tabelas 4.1 e 4.2. Os parâmetros dessas Tabelas apresentam os nomes utilizados pelo *software* DIgSILENT PowerFactory<sup>®</sup>.

A GD denominada *GD*01 é do tipo combustão interna e é conectada à Barra 854 através do transformador de acoplamento. Já a GD denominada *GD*02 é do tipo hidráulica e é conectada à Barra 848 através do transformador elevador e de um ramal de distribuição de 2,5km com modelo 301 do sistema IEEE 34 Barras.

A GD01 é conectada em um ponto intermediário do alimentador, onde a potência de curto-circuito pelo lado do sistema hospedeiro é maior que para a GD02, a fim de que seja possível realizar faltas a jusante do seu PAC. Por sua vez, a GD02 é conectada em uma extremidade do alimentador, onde a potência de curto-circuito pelo lado do sistema hospedeiro é menor. Ainda, a GD02 é conectada ao seu PAC por um ramal, com a finalidade de evidenciar que a proteção para detecção de ilhamento proposta pode ser instala afastada da GD protegida.

O modelo da máquina primária, o controlador de velocidade, a excitatriz e o controle de tensão para a *GD*01 são baseados em Yeager e Willis (1993). Com a finalidade de realizar as simulações, utilizou-se o modelo *gov\_DEGOV* para o acionamento mecânico e o modelo *avr\_SEXS* para o controle de tensão, ambos modelos *built-in* do *software* DIgSILENT

PCC 1 DG 2 DG 1 BGD 2 BGD 1 BGD 2 HV 2.5km PCC 2 

Figura 4.1 – Sistema teste IEEE 34 Barras com duas GDs

## PowerFactory®.

A *GD*02 apresenta os controles baseados no trabalho de Endegnanew (2010). A fim de realizar as simulações, utilizou-se o modelo *gov\_WESGOV* para o acionamento mecânico e o modelo *avr\_IEEEAC8B* para o controle de tensão, ambos modelos *built-in* do *software* DIgSILENT PowerFactory<sup>®</sup>.

Originalmente, o modelo de acionamento  $gov\_DEGOV$  (GD01) tem como referência a frequência de rotação. De forma a tornar a potência ativa fornecida como referência, o controlador foi alterado conforme diagrama esquemático mostrado na Figura 4.2, onde  $P_0$  é a potência ativa de referência,  $P_g$  é a potência ativa instantânea gerada. Este fato faz com que após a ocorrência de algum distúrbio, a potência fornecida retorne ao valor configurado em  $P_0$ .

Situação análoga ocorre no controlador de tensão de ambas as GDs, onde os

Tabela 4.1 – Dados dos geradores das GDs

Parâmetro	Valor	Unidade
Parâmetros do Equip	amento	
Mode of Local Voltage Controller	Power Factor	-
Dispatch: Input Mode	P,Q	-
Dispatch: Active Power	1	MW
Dispatch: Reactive Power	0,2	Mvar
Parâmetros do Mo	odelo	
Nominal Apparent Power	1,25	MVA
Nominal Voltage	2,4	kV
Power Factory	0,8	-
Connection	$Y_N$	-
Inertia Time Constant (rated to Sgn) H	1,0716	S
xl	0,088	p.u.
Rotor Type	Salient pole	-
xd	1,56	p.u.
xq	1,06	p.u.
xd'	0,26	p.u.
xd"	0,15	p.u.
xq"	0,15	p.u.
Td	3,7	S
Td"	0,05	S
Tq"	0,05	S
Main Flux Saturation	SG10/SG12	-
SG10	0,1724	p.u.
SG12	0,6034	p.u.

Tabela 4.2 – Dados dos transformadores elevadores das GDs

Parâmetro	Valor	Parâmetro	Valor
S <sub>nom</sub>	1,25 <i>MVA</i>	$\mathbf{x}_1$	0,059371 <i>p.u.</i>
$F_{nom}$	60Hz	$\mathbf{r}_1$	0,008667p.u.
$ m V_{HV_{nom}}$	24,9kV	$\mathbf{x}_0$	0,059371p.u.
$ m V_{LV_{nom}}$	2,4kV	$\mathbf{x}_0$	0,008667p.u.
Connection HV	D	Connection LV	Yn

Fonte: O autor.

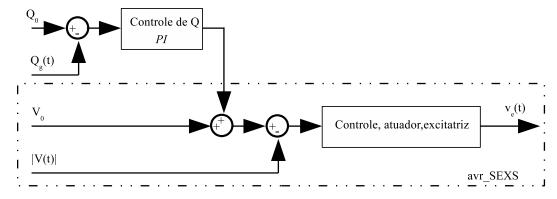
controladores originalmente têm como referência a tensão terminal. Para que as GDs operem em modo de potência reativa constante, os controladores foram alterados conforme apresentado

 $\begin{array}{c} P_0 \\ P_1 \\ P_2(t) \\ \vdots \\ \omega_0 \\ \vdots \\ \end{array}$ 

Figura 4.2 – Alteração realizada no modelo de acionamento mecânico da GD01

na Figura 4.3, onde  $Q_0$  é a potência reativa de referência,  $Q_g$  é a potência reativa instantânea gerada,  $V_0$  é a tensão terminal de referência e  $V_e$  é a tensão de excitação.

Figura 4.3 – Alteração realizada no modelo nos controladores de tensão



Fonte: O autor.

## 4.3 SIMULAÇÕES

As simulações são realizadas no *software* DIgSILENT PowerFactory<sup>®</sup> e a metodologia proposta é implementada na ferramenta Simulink<sup>®</sup> do *software* Matlab<sup>®</sup>. Os resultados obtidos por meio do DIgSILENT PowerFactory<sup>®</sup> são exportados em formato csv e importados no Simulink<sup>®</sup> através de blocos  $Lookup\ Table\ (n-D)$ .

As tensões e as correntes instantâneas foram obtidas nos PACs das respectivas GDs. Outras grandezas utilizadas para monitoramento e realização de análises também são exportadas. Dentre essas grandezas estão a frequência de rotação das GDs, a potência ativa e a potência reativa fornecidas pelas GDs.

As simulações foram realizadas no modo instantâneo, opção *Instantaneous Values* (*Eletromagnetic Transients*) do *software* DIgSILENT PowerFactory<sup>®</sup>, com passo de simulação

de 0,00052083s. Para a variação da potência interrompida nos casos de ilhamento, a opção *Feeder Load Scaling* do *software* DIgSILENT PowerFactory<sup>®</sup> foi utilizada, realizando a variação da potência de todas as cargas do sistema.

A Tabela 4.3 apresenta os diferentes eventos que foram simulados para testar a metodologia proposta. Esses são os eventos geralmente utilizados para avaliar os índices de confiabilidade e segurança de uma proteção para detecção de ilhamento. Os resultados apresentados nesse capítulo farão referência a essa Tabela. As colunas " $\times H_{nom}$ " e " $\times S_{nom}$ " apresentam, respectivamente, o fator de multiplicação dos parâmetros de constante de inércia nominal ( $H_{nom}$ ) e potência aparente nominal ( $S_{nom}$ ) que são utilizados na realização das simulações, ou seja, os parâmetros *Inertia Time Constant (rated to Sgn) H* e (*Nominal Apparent Power*) da Tabela 4.1, respectivamente.

Para os eventos da Tabela 4.3, os seguintes níveis de carga e potência interrompida na formação do ilhamento são utilizados:

- Ilhamento: Potência ativa interrompida variando de −1MW a 1MW em intervalos de 0,1MW e potência reativa interrompida variando de −1Mvar a 1Mvar em intervalos de 0,1Mvar, ou seja, −0,8p.u. a 0,8p.u., considerando as GDs com valores nominais (1,25MVA);
- Conexão e desconexão de cargas: Potência das cargas variando de −1MW a 0MW em intervalos de 0,2MW e potência reativa variando de −1Mvar a 1Mvar em intervalos de 0,2Mvar;
- Curtos-circuitos monofásicos: Os curtos-circuitos foram realizados com as seguintes resistências de faltas:  $0\Omega$ ,  $0.5\Omega$ ,  $1\Omega$ ,  $2\Omega$ ,  $4\Omega$ ,  $10\Omega$ ,  $20\Omega$ ,  $30\Omega$ ,  $40\Omega$ ,  $50\Omega$ ,  $60\Omega$ .

Para a realização de ilhamento, algumas das combinações de potências interrompidas resultaram em simulações instáveis ou que divergiram. Para esses casos, a avaliação da proteção anti-ilhamento não é realizada. Logo, e essas combinações de potências interrompidas não são mostradas na determinação das ZNDs e não são levadas em consideração nos cálculos dos índices DI e SI.

Tabela 4.3 – Eventos simulados no sistema IEEE 34 Barras

Caso	Descrição do evento	GD	GD01		002
		$\times H_{nom}$	$\times S_{nom}$	$\times H_{nom}$	$\times S_{nom}$
1	Ilhamento 800-802	1	1	-	-
2	Ilhamento 800-802	0,5	1	-	-
3	Ilhamento 800-802	2	1	-	-
4	Ilhamento 800-802	2	1	1	1
5	Ilhamento 800-802	2	2	1	1
6	Conecta Carga B850	1	1	-	-
7	Desconecta Carga B850	1	1	-	-
8	Conecta Carga B850	1	1	1	1
9	Desconecta Carga B850	1	1	1	1
10	Conecta Carga B850	2	1	0,5	1
11	Desconecta Carga B850	2	1	0,5	1
12	Conecta Carga B850	0,5	1	-	-
13	Desconecta Carga B850	0,5	1	-	-
14	Conecta Carga B850	2	1	-	-
15	Desconecta Carga B850	2	1	-	-
16	Conecta Carga B860	1	1	-	-
17	Desconecta Carga B860	1	1	-	-
18	Conecta Carga B860	0,5	1	-	-
19	Desconecta Carga B860	0,5	1	-	-
20	Conecta Carga B860	2	1	-	-
21	Desconecta Carga B860	2	1	-	-
22	Conecta Carga B860	1	1	1	1
23	Desconecta Carga B860	1	1	1	1
24	Conecta Carga B860	2	1	0,5	1
25	Desconecta Carga B860	2	1	0,5	1
26	CC 1FT B838 - Abre 836-862	1	1	-	-
27	CC 1FT B838 - Abre 836-862	1	1	1	1
28	CC 1FT B822 - Abre 816-818	1	1	-	-
29	CC 1FT B822 - Abre 816-818	1	1	1	1
30	CC 1FT B816 - Limpeza	2	1	0,5	1
31	CC 1FT B860 - Abre 834-860	2	1	0,5	1
32	CC 1FT B838 - Abre 836-862	2	1	0,5	1
33	CC 1FT B822 - Abre 816-818	2	1	0,5	1

## 4.4 AVALIAÇÃO DA GD VIRTUAL

Nessa seção, serão apresentados os resultados de simulação da GD virtual sem a atuação da proteção ativa virtual. O objetivo dessa seção é mostrar que a GD virtual apresenta um

comportamento similar à GD real para o intervalo de tempo e frequência necessários para a detecção de ilhamento pelo método proposto.

A fim de ilustrar o comportamento da GD virtual, o comportamento de  $\omega_{mec}$  e  $\omega_{mec}^{v}$  juntamente com as potências ativas (P) e reativas (Q) fornecidas pela respectiva GD para quatro diferentes eventos da Tabela 4.3 em diferentes condições de operação são apresentados na Figura 4.4.

A Figura 4.4a apresenta os resultados da GD01 para um evento de ilhamento, caso 01 da Tabela 4.3, com a interrupção de potência de  $\Delta P = -0.72 p.u$ . e  $\Delta Q = -0.56 p.u$ . A Figura 4.4b apresenta os resultados da GD01 para um evento de ilhamento, caso 03 da Tabela 4.3, com a interrupção de potência de  $\Delta P = 0.48 p.u$ . e  $\Delta Q = 0.24 p.u$ . A Figura 4.4c demonstra os resultados da GD01 para desconexão de carga, caso 07 da Tabela 4.3, com P = 0.48 p.u. e Q = 0.32 p.u. Já Figura 4.4d exibe os resultados da GD01 para a conexão de carga, caso 06 da Tabela 4.3, com P = 0 p.u. e Q = -0.8 p.u., o que equivale a conexão de um banco de capacitores.

As Figuras 4.4a, 4.4c e 4.4d mostram que, nesses casos,  $\omega_{mec}^{\nu}$  apresenta um comportamento similar a  $\omega_{mec}$  durante o intervalo apresentado. Na Figura 4.4b,  $\omega_{mec}^{\nu}$  não apresentou um comportamento similar a  $\omega_{mec}$  em todo o intervalo apresentado, tendo uma diferença de aproximadamente 0,1p.u. no final do intervalo. No entanto, como a frequência sofre uma variação maior que o admitido pela proteção de 81U, conforme ajuste da Tabela 2.1, a GD é desconectada por essa proteção mesmo que o método proposto não detecte a ocorrência de ilhamento. Essa situação é prevista pela consideração "4" do desenvolvimento da GD virtual apresentado na subseção 3.3.2.

A Equação (4.1) é utilizada para avaliar numericamente a similaridade de  $\omega_{mec}^{v}$  com  $\omega_{mec}$ . A avaliação da similaridade é feita durante 450ms após a ocorrência dos eventos. Esse valor é utilizado pois o método proposto deve detectar a ocorrência de ilhamento em um tempo menor que esse.

$$max\_dif_{\%} = \max\left(abs\left(\frac{\omega_{mec}(t) - \omega_{mec}^{v}(t)}{\omega_{mec}(t)}\right)\right) \times 100\%$$
(4.1)

A Tabela 4.4 apresenta o valor de  $max\_dif_\%$  em termos percentuais para os casos apresentados na Tabela 4.3. Também exibe o valor de  $max\_dif_\%$  para os casos de ilhamento com a exclusão dos eventos para os quais a frequência da GD viola os parâmetros das proteções 81U ou 81O apresentados na Tabela 2.1, sendo que esses valores são denominados por  $max\_dif_\%$ s/ 81U/81O.

A Tabela 4.4 mostra que o maior valor de  $max\_dif_\%s$ / 81U/81O é de 1,25%. Esse valor mostra que  $\omega_{mec}^{\nu}$  apresenta um comportamento similar à  $\omega_{mec}$  pelo intervalo de tempo necessário para que o método proposto realize a discriminação adequada entre eventos de ilhamento e não-ilhamento. Para essa análise, foram utilizados os resultados de 2424 simulações.

Figura  $4.4 - \omega_{mec}$  e  $\omega^{\nu}_{mec}$  para GD01 para diferentes eventos da Tabela 4.3

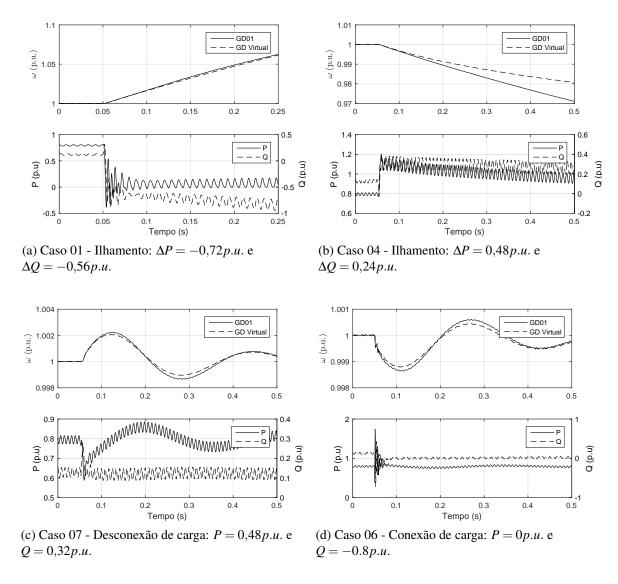


Tabela  $4.4-max\_dif_{\%}$ e  $max\_dif_{\%}$ s/ 81U/81O para os casos da Tabela 4.3

Caso	Descrição do evento	G	D01	G	D02
		max_dif <sub>%</sub>	max_dif%	max_dif <sub>%</sub>	max_dif%
01	Ilhamento 800-802	4,49	s/ 81U/81O		s/ 81U/81C
02		,	0,38	-	-
	Ilhamento 800-802	11,28	1,25	-	-
03	Ilhamento 800-802	3,67	0,28	0.42	0.12
04	Ilhamento 800-802	2,32	0,34	0,43	0,12
05	Ilhamento 800-802	0,30	0,09	0,19	0,10
06	Conecta Carga B850	0,05	-	-	-
07	Desconecta Carga B850	0,05	-	-	-
08	Conecta Carga B850	0,04	-	0,04	-
09	Desconecta Carga B850	0,05	-	0,03	-
10	Conecta Carga B850	0,07	-	0,07	=
11	Desconecta Carga B850	0,07	-	0,08	-
12	Conecta Carga B850	0,23	-	-	-
13	Desconecta Carga B850	0,26	-	-	-
14	Conecta Carga B850	0,07	-	-	-
15	Desconecta Carga B850	0,07	-	-	-
16	Conecta Carga B860	0,06	-	-	-
17	Desconecta Carga B860	0,07	-	-	-
18	Conecta Carga B860	0,30	-	-	-
19	Desconecta Carga B860	0,34	-	-	-
20	Conecta Carga B860	0,10	-	-	-
21	Desconecta Carga B860	0,09	-	-	-
22	Conecta Carga B860	0,05	-	0,08	-
23	Desconecta Carga B860	0,07	-	0,04	-
24	Conecta Carga B860	0,10	-	0,18	-
25	Desconecta Carga B860	0,09	-	0,11	-
26	CC 1FT B838 - Abre 836-862	0,21	-	-	-
27	CC 1FT B838 - Abre 836-862	0,15	-	0,45	-
28	CC 1FT B822 - Abre 816-818	0,13	-	-	-
29	CC 1FT B822 - Abre 816-818	0,10	-	0,12	-
30	CC 1FT B816 - Limpeza	0,21	-	0,74	-
31	CC 1FT B860 - Abre 834-860	0,13	-	0,94	-
32	CC 1FT B838 - Abre 836-862	0,13	-	0,91	-
33	CC 1FT B822 - Abre 816-818	0,11	-	0,22	-

# 4.5 DETERMINAÇÃO DO LIMITE DE DISCRIMINAÇÃO ENTRE EVENTOS DE ILHAMENTO E NÃO ILHAMENTO

A Equação (3.14) apresenta o limite de discriminação entre eventos de ilhamento e não ilhamento do método proposto como sendo igual ao valor de uma vez a constante de inércia H da GD protegida. Nesta seção será mostrado como esse valor é determinado. Cabe salientar que o valor para o limite de discriminação é baseado nos parâmetros da GD, sendo um valor fixo e independente do sistema hospedeiro e não é determinado através de exaustivas simulações para cada sistema que utilizará a metodologia de proteção proposta.

Para a determinação do limite de discriminação entre eventos de ilhamento e não ilhamento são levadas em consideração algumas ponderações já apresentadas na introdução e reproduzidas aqui:

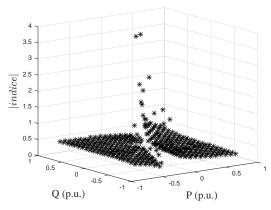
- A probabilidade da ocorrência de incidentes de ilhamento é rara nos sistemas de distribuição em comparação com incidentes de não ilhamento (ALAM; MUTTAQI; BOUZERDOUM, 2017). As falsas detecções de ilhamento causam a desconexão de GDs em condições de operar, aumentando o tempo de inatividade e, assim, reduzindo a potência despachada para o sistema (FARHAN; SWARUP, 2016). Ainda, uma condição de atuação indevida pode ser intolerável para grandes níveis de penetração ou GDs de grande capacidade (LI et al., 2016b).;
- Operações incorretas da proteção de detecção de ilhamento para faltas monofásicas em alimentadores adjacentes não são toleradas, uma vez que 80 – 90% das faltas em alimentadores de distribuição são desse tipo (SAREEN; BHALJA; MAHESHWARI, 2016b).
- Com as características normais da rede em função da presença de unidades de GD, é altamente improvável que a ocorrência de balanço de potência vai ser alcançada, mas a probabilidade de um quase equilíbrio é alta (LUKAč; MATIšIć, 2017).

Levando em consideração que métodos passivos de detecção de ilhamento tendem a apresentar uma ZND por menor que seja, o valor do limite de atuação deve ser conservativo em relação a não causar falsas detecções, mesmo que isso resulte na existência de ZND.

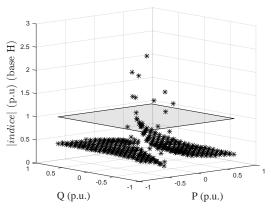
A fim de determinar o limite de discriminação entre eventos de ilhamento e não ilhamento, são utilizados resultados de simulação dos casos da Tabela 4.3. Para cada simulação, o valor de |*indice*| é salvo no momento da avaliação conforme exemplificado na Figura 3.2. O momento de avaliação da ocorrência de ilhamento é a Etapa 4 do método proposto.

Com a finalidade de exemplificação, na Figura 4.5, são apresentados os valores de |indice| obtidos através da Equação (3.13) e os seus valores normalizados em relação à H da GD protegida para o respectivo caso.

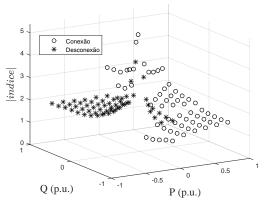
Figura 4.5 – | *indice* | para os casos 05, 12, 13 e 33 Tabela 4.3.



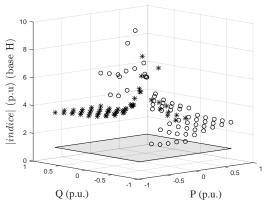
(a) |indice| para a GD01 para o caso 05 da Tabela 4.3 - ilhamento com ambas as GDs conectadas, GD01 com H=2p.u. e S=2p.u.



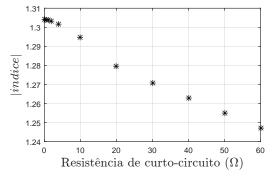
(b) |indice| em p.u. para a GD01 para o caso 05 da Tabela 4.3 - ilhamento com ambas as GDs conectadas, GD01 com H = 2p.u. e S = 2p.u.



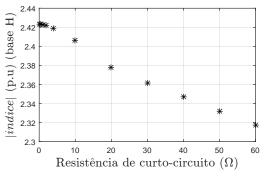
(c) |indice| para a GD01 para os casos 12 e 13 da Tabela 4.3 - conexão de desconexão de cargas com somente a GD01 conectada com H=0.5p.u.



(d) |indice| em p.u. para a GD01 para os casos 12 e 13 da Tabela 4.3 - conexão de desconexão de cargas com somente a GD01 conectada com H=0.5p.u.



(e) |indice| para a GD02 para o caso 33 da Tabela 4.3 - curto-circuito monofásico-terra na Barra B822 com ambas as GDs conectadas. GD01 com H=2p.u. e GD02 com H=0.5p.u.



(f) |indice| em p.u. para a GD02 para o caso 33 da Tabela 4.3 - curto-circuito monofásico-terra na Barra B822 com ambas as GDs conectadas. GD01 com H=2p.u. e GD02 com H=0.5p.u.

Na Figura 4.5a, são exibidos os valores de |indice| para a GD01 do caso 05 da Tabela 4.3 e na Figura 4.5b, são apresentados os valores de |indice| normalizados em relação à H da GD01. Nesse caso, os eventos realizados são de ilhamento.

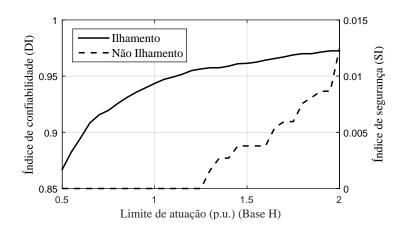
Na Figura 4.5c, são apresentados os resultados de |*indice*| para a *GD*01 durante conexão e desconexão de carga, respectivamente casos 12 e 13 da Tabela 4.3 e na Figura 4.5d são apresentados os valores de |*indice*| normalizados em relação à *H* da *GD*01. Nessas Figuras, quando a potência ativa é negativa, ela representa a desconexão de carga. Nas Figuras 4.5b e 4.5d, os planos apresentados estão posicionados em 1*H*.

Na Figura 4.5e, são apresentados os resultados de |indice| para a GD02 para curtos-circuitos na Barra B822 para diferentes resistências de contato para o caso 33 da Tabela 4.3. Na Figura 4.5f, são apresentados os valores de |indice| normalizados em relação à H da GD02.

A Figura 4.5 mostra que na maioria dos eventos, o valor de |indice| normalizado em relação à H é menor para os casos de ilhamento do que para os casos de conexão, desconexão de carga e curtos-circuitos. Os demais casos da Tabela 4.3 apresentam resultados similares.

Assim, o valor do limite de discriminação entre eventos de ilhamento e não ilhamento é obtido pela determinação dos valores de |indice| para os casos da Tabela 4.3 e seu agrupamento nos índices de confiabilidade (DI) (2.1) e de segurança (SI) (2.2) apresentados na Figura 4.6. Para compor essa Figura, são utilizados 2796 valores de |indice| para eventos de ilhamentos e 2002 valores de |indice| para eventos de não ilhamento, incluindo conexão, desconexão de cargas e curtos-circuitos.

Figura 4.6 – Seleção do valor do limite de discriminação entre eventos de ilhamento e não ilhamento



Fonte: O autor.

Levando em consideração as ponderações apresentadas no início dessa Seção, busca-se um limite de discriminação que permita um melhor desempenho na detecção de ilhamento, representado por *DI* na Figura 4.6, para isso, seu valor deve ser aumentado o máximo possível. No entanto, os métodos de detecção de ilhamento não devem produzir falsas detecções, representadas por *SI* na Figura 4.6.

Dessa forma, o valor do limite de discriminação entre eventos de ilhamento e não ilhamento selecionado é 1*H*, conforme (3.14). Esse valor insere uma margem de segurança para *SI*, mesmo que isso resulte na diminuição do valor de *DI* para o método proposto.

## 4.6 AVALIAÇÃO DE DESEMPENHO DO MÉTODO PROPOSTO

A avaliação de desempenho do método proposto é realizada através da capacidade em detectar o ilhamento, da segurança em não causar falsas detecções e pela comparação com outros métodos de detecção de ilhamento.

#### 4.6.1 Avaliação da Capacidade em Detectar o Ilhamento

A avaliação do método proposto para detecção de ilhamento será realizada através dos métodos de ZND, tempo para detecção e *DI*.

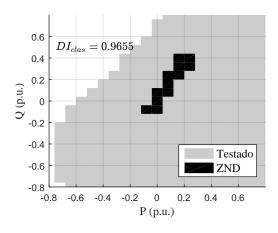
Para facilitar e visualização e a comparação dos resultados, a Figura 4.7 demonstra as ZNDs obtidas pelas proteções clássicas (ZND<sub>clas</sub>) para os cinco casos de ilhamento da Tabela 4.3. Para essa Figura, são consideradas somente as detecções de ilhamento realizadas pelas proteções 27, 57, 81O e 81U, configuradas segundo os parâmetros apresentados na Tabela 2.1. É considerado que alguma das proteções clássicas detectou o ilhamento caso tenha atuado em até 0,4s após a formação do ilhamento, esse tempo é utilizado para permitir a desconexão da GD antes de 0,5s. Somente essas proteções são consideradas, pois elas geralmente não causam falsas detecções para eventos de não ilhamento, como as proteções 78 e ROCOF.

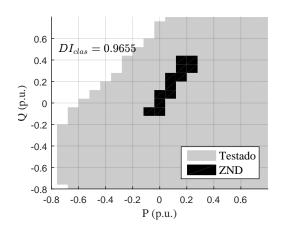
Na Figura 4.7,  $DI_{clas}$  representa o valor de DI obtido pelas proteções clássicas. Esta Figura mostra que com 2 GDs conectadas ao sistema teste houve um significativo aumento nas ZND e, consequentemente, uma diminuição no valor dos respectivos DI.

Posteriormente, nas Figuras 4.8 a 4.12, são apresentados os resultados referentes ao método proposto. Desta forma, são construídas seis ZNDs para cada um dos casos de ilhamento da 4.3:

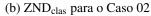
- 1. ZND<sub>1/4</sub>: são consideradas somente as detecções de ilhamento realizadas pelo método proposto com  $\Delta t_1$  dado por  $\Delta t_{1_{1/4}}$  (3.17);
- 2. ZND<sub>3/4</sub>: são consideradas somente as detecções de ilhamento realizadas pelo método proposto com  $\Delta t_1$  dado por  $\Delta t_{1_{3/4}}$  (3.18);
- 3.  $ZND_{geral_{1/4}}$ : são consideradas as detecções de ilhamento realizadas conjuntamente pelo método proposto com  $\Delta t_{1_{1/4}}$  e pelas proteções clássicas;

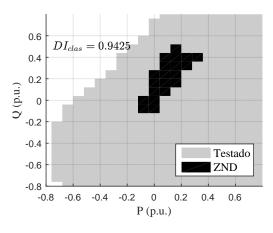
Figura 4.7 – ZNDs para os cinco casos de ilhamento da Tabela obtidos pelas proteções clássicas 27, 57, 81O e 81U

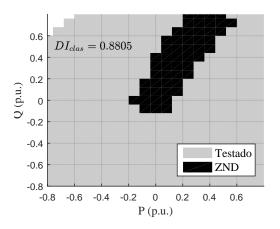




(a) ZND<sub>clas</sub> para o Caso 01

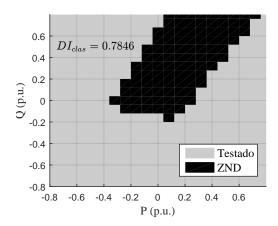






(c) ZND<sub>clas</sub> para o Caso 03

(d) ZND<sub>clas</sub> para o Caso 04



(e) ZND<sub>clas</sub> para o Caso 05

- 4.  $ZND_{geral_{3/4}}$ : são consideradas as detecções de ilhamento realizadas conjuntamente pelo método proposto com  $\Delta t_{1_{3/4}}$  e pelas proteções clássicas;
- 5.  $ZND_{1/4-3/4}$ : são consideradas as detecções de ilhamento realizadas conjuntamente pelo método proposto com  $\Delta t_{1_{1/4}}$  e com  $\Delta t_{1_{3/4}}$ ;
- ZND<sub>geral</sub>: são consideradas as detecções de ilhamento realizadas conjuntamente por ZND<sub>geral<sub>1/4</sub></sub> e ZND<sub>geral<sub>3/4</sub></sub>.

Essa ordem é utilizada para facilitar a comparação entre  $ZND_{1/4}$  com  $ZND_{geral_{1/4}}$  e entre  $ZND_{3/4}$  com  $ZND_{geral_{3/4}}$ . Nas Figuras das ZNDs, o valor do respectivo DI também é apresentado, onde  $DI_{1/4}$  se refere à relação de detecção para  $ZND_{1/4}$ ,  $DI_{3/4}$  se refere a  $ZND_{3/4}$ ,  $DI_{geral_{1/4}}$  se refere a  $ZND_{geral_{1/4}}$ ,  $DI_{geral_{3/4}}$  se refere a  $ZND_{geral_{3/4}}$ ,  $DI_{1/4-3/4}$  se refere a  $ZND_{geral_{3/4}}$  se refere a  $ZND_{1/4-3/4}$  e  $DI_{geral}$  se refere a  $ZND_{geral}$ . Ainda, nas ZND apresentadas, a região em cinza representa as combinações de potência testadas, nas combinações de potências não testadas ocorreu divergência ou instabilidade nas simulações.

A Figura 4.8 apresenta as seis ZNDs para o caso 01 da Tabela 4.3, ilhamento com somente a *GD*01 conectada. Nessa Figura, são avaliados 348 casos de ilhamento.

A Figura 4.8 mostra que o valor de  $DI_{1/4}$  é menor que o valor de  $DI_{clas}$ . No entanto, as combinações de potências onde o método proposto não detectou a ocorrência de ilhamento são quase todas diferentes das combinações de potências onde as proteções 27, 57, 810 e 81U não detectaram a ocorrência de ilhamento, resultando em valores elevados de  $DI_{geral_{1/4}}$  e  $DI_{geral_{3/4}}$ .

A Figura 4.8 também apresenta que o valor de  $DI_{1/4-3/4}$ , cujo considera somente o método proposto, é maior que o valor de  $DI_{class}$  e maior que os valores de  $DI_{1/4}$  e  $DI_{3/4}$ , pois as respectivas ZND ocorrem em combinações diferentes de potência em alguns casos. Ainda, a ZND<sub>geral</sub> é nula. Essa ZND leva em consideração ambas as proteções proposta e clássicas, o que resulta em um  $DI_{geral}$  com valor unitário, conforme mostrado na Figura 4.8f.

A Figura 4.9 apresenta as seis ZNDs para o caso 02 da Tabela 4.3, ilhamento com somente a GD01 conectada com  $H=0.5\times H_{nom}$ . Nessa Figura, são avaliados 348 casos de ilhamento.

A Figura 4.9 mostra que o valor de  $DI_{1/4}$  é aproximadamente 5% menor que o valor de  $DI_{clas}$ , isso ocorre devido ao fato de  $\Delta t_{1_{1/4}}$  ter um valor próximo ao tempo de duração do transitório que ocorre em  $\omega_e$  logo após a ocorrência do ilhamento, fazendo com que a u necessária para fazer  $\omega_{mec}^v$  se aproximar de  $\omega_e$  apresente um valor elevado em alguns casos. No entanto, assim como no caso 01, a maioria das combinações de potência onde o método proposto com  $\Delta t_{1_{1/4}}$  não detectou a ocorrência de ilhamento são diferentes das combinações onde as proteções clássicas não realizaram a detecção de ilhamento, resultando em um valor de  $DI_{geral_{1/4}}$  elevado.

Figura 4.8 – ZNDs para o caso 01 da Tabela 4.3, ilhamento com somente a GD01 conectada

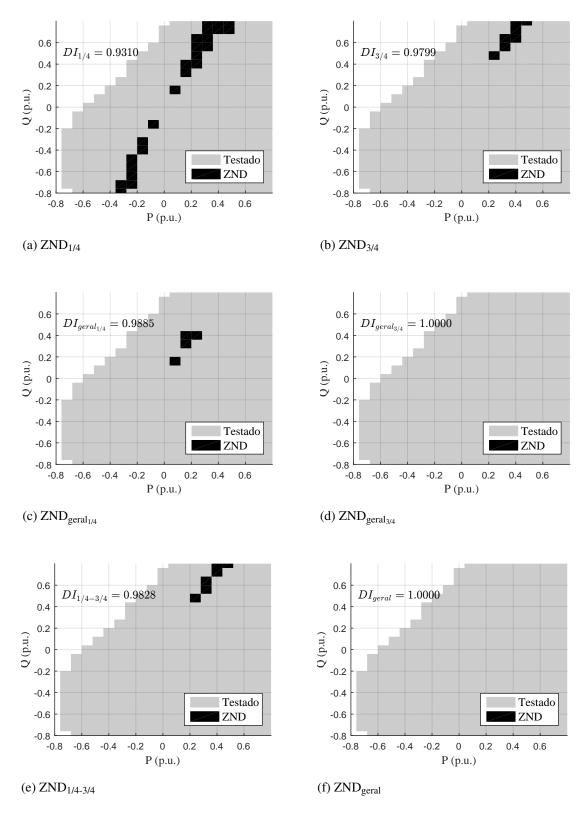
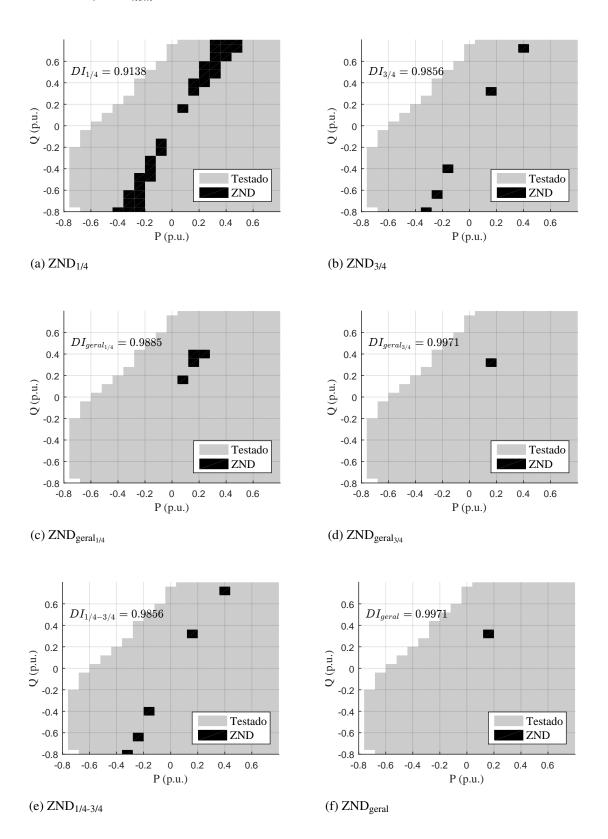


Figura 4.9 – ZNDs para o caso 02 da Tabela 4.3, ilhamento com somente a GD01 conectada com  $H=0.5\times H_{nom}$ 



Na Figura 4.9, também é possível verificar que os valores de  $DI_{geral_{3/4}}$  e  $DI_{geral}$  apresentam valores elevados, não detectando a ocorrência de ilhamento em somente uma combinação de potência. Ainda, a Figura mostra que a  $ZND_{1/4-3/4}$ , apesar de apresentar um valor pequeno, é maior que as  $ZND_{3/4}$  que levam em consideração o método proposto conjuntamente com as proteções clássicas.

A Figura 4.10 apresenta as seis ZNDs para o caso 03 da Tabela 4.3, ilhamento com somente a GD01 conectada com  $H=2.0\times H_{nom}$ . Nessa Figura, são avaliados 348 casos de ilhamento.

A Figura 4.10 mostra que para o caso 03 da Tabela 4.3, os valores de  $DI_{1/4}$  e  $DI_{3/4}$  são aproximadamente 3% maiores que ao valor de  $DI_{clas}$ . Essa Figura também mostra que considerando conjuntamente o método proposto para ambos os valores de  $\Delta t_1$ , um bom desempenho para a detecção de ilhamento é alcançado, apresentando um valor de  $DI_{1/4-3/4}$  elevado.

Assim como para os casos 01 e 02, respectivamente Figuras 4.8 e 4.9, a Figura 4.10 mostra que as combinações de potência onde o método proposto não detecta a ocorrência de ilhamento são majoritariamente diferentes das combinações de potência onde os métodos clássicos não detectam a ocorrência de ilhamento, resultando que  $ZND_{1/4}$ ,  $ZND_{3/4}$  sejam pequenas e  $ZND_{geral}$  seja nula, consequentemente apresentando valores de  $DI_{geral_{1/4}}$ ,  $DI_{geral_{3/4}}$  elevados e  $DI_{geral}$  unitário.

Quando ocorre um ilhamento em um sistema hospedeiro com mais de uma GD conectada, pode-se ter o entendimento que por menor que seja a potência interrompida, quando a proteção anti-ilhamento de uma das GDs causar a desconexão da respectiva GD, ocorrerá um grande desbalanço de potência no sistema ilhado, ocasionando a desconexão das demais GDs.

Dessa forma, para os casos 04 e 05 da Tabela 4.3, é considerado como detecção de ilhamento a atuação da proteção de qualquer uma das duas GDs. Assim, as ZNDs e os valores de *DI* apresentadas levam em consideração a atuação da proteção de ambas as GDs.

A Figura 4.11 apresenta as seis ZNDs para o caso 04 da Tabela 4.3, ilhamento com as duas GDs conectadas e GD01 com  $H=2\times H_{nom}$ . Nessa Figura, são mostradas as ZNDs para os eventos onde nenhuma das proteções das duas GDs realizou a detecção do ilhamento. Nessa Figura, são avaliados 435 casos de ilhamento.

A Figura 4.11 mostra que os valores de  $DI_{1/4}$  e  $DI_{3/4}$  são muito próximos entre si e aproximadamente 10% maiores que o valor de  $DI_{clas}$ . A Figura 4.11 também mostra que os valores de  $DI_{geral1/4}$  e  $DI_{geral3/4}$  apresentam valores elevados. Este fato ocorre porque algumas combinações de potência onde o método proposto não detectou a ocorrência de ilhamento são diferentes das combinações de potência onde as proteções clássicas não detectaram a ocorrência de ilhamento. Ainda, como  $ZND_{1/4}$  e  $ZND_{3/4}$  são diferentes em todas as combinações de potência, a  $ZND_{1/4-3/4}$  é nula. O mesmo ocorre com  $ZND_{geral_{1/4}}$  e  $ZND_{geral_{3/4}}$ , também resultando em uma  $ZND_{geral}$  nula.

Figura 4.10 – ZNDs para o caso 03 da Tabela 4.3, ilhamento com somente a GD01 conectada com  $H=2.0\times H_{nom}$ 

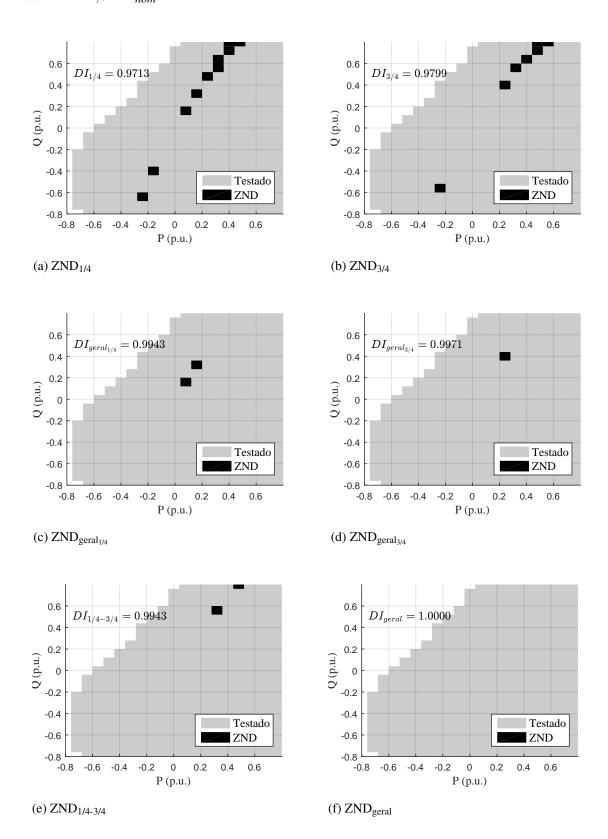
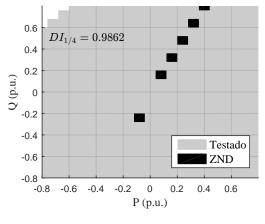
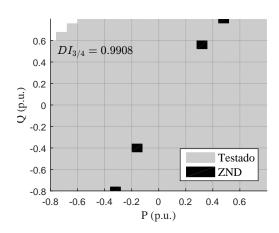


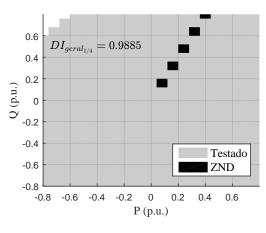
Figura 4.11 – ZNDs para o caso 04 da Tabela 4.3, ilhamento com a GD01 e a GD02 conectadas e GD01 com  $H=2.0\times H_{nom}$ 

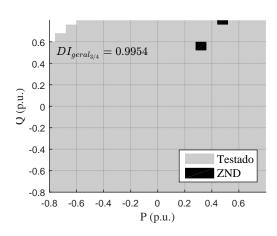




(a) ZND<sub>1/4</sub>

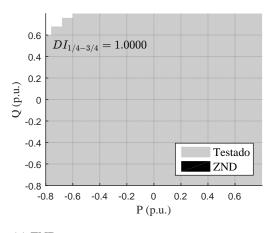


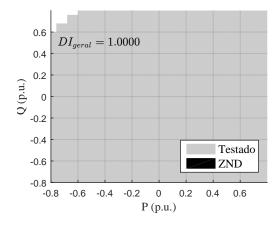




(c) ZND<sub>geral<sub>1/4</sub></sub>







(e) ZND<sub>1/4-3/4</sub>

(f) ZND<sub>geral</sub>

A Figura 4.12 demonstra as seis ZNDs para o caso 05 da Tabela 4.3, ilhamento com as duas GDs conectadas e GD01 com  $H = 2 \times H_{nom}$  e  $S = 2 \times S_{nom}$ . Nessa Figura, são avaliados 441 casos de ilhamento.

A Figura 4.12 mostra que o valor de  $DI_{clas}$  é aproximadamente 20% menor que os valores de  $DI_{1/4}$  e  $DI_{3/4}$ . Assim como ocorreu para o caso 04, os valores de  $DI_{geral1/4}$  e  $DI_{geral3/4}$  são elevados e  $ZND_{1/4-3/4}$  e  $ZND_{geral}$  são nulas.

A Tabela 4.5 exibe os valores de *DI* para as ZNDs apresentadas nas Figuras 4.8, 4.9, 4.10, 4.11 e 4.12. Nessa Tabela, também são apresentados os valores *DI* considerando todos os casos analisados, representado pela linha "Total" na coluna "Caso".

Tabela 4.5 – Índice de Confiabilidade *DI* para os casos de ilhamento da Tabela 4.3

Caso	NIE	$DI_{1/4}$	$DI_{3/4}$	$DI_{clas}$	$DI_{geral_{1/4}}$	$DI_{geral_{3/4}}$	$DI_{1/4-3/4}$	$DI_{geral}$
1	348	0,9310	0,9799	0,9655	0,9885	1,0000	0,9828	1,0000
2	348	0,9138	0,9856	0,9655	0,9885	0,9971	0,9856	0,9971
3	348	0,9713	0,9799	0,9425	0,9943	0,9971	0,9943	1,0000
4	435	0,9862	0,9908	0,8805	0,9885	0,9954	1,0000	1,0000
5	441	0,9841	0,9841	0,7846	0,9887	0,9909	1,0000	1,0000
Total	1920	0,9599	0,9844	0,9005	0,9896	0,9958	0,9932	0,9995

Fonte: O autor.

A Tabela 4.5 mostra que o menor valor de DI obtido quando se considera somente o método proposto é de 0,9138. Esse valor foi obtido considerando  $\Delta t_1$  igual a 1/4 do valor do período de oscilação amortecida da GD. Quando se considera o método proposto com os dois valores de  $\Delta t_1$ , o menor valor de  $DI_{1/4-3/4}$  obtido é de 0,9828.

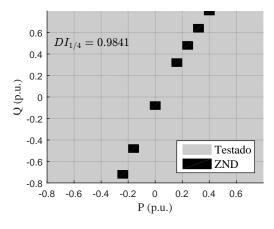
A Tabela 4.5 também ilustra que quando se considera o método proposto conjuntamente com as proteções clássicas, os valores de  $DI_{geral_{1/4}}$ ,  $DI_{geral_{3/4}}$  e  $DI_{geral}$  são próximos ou superiores a 0,9900. Ainda, para os 1920 eventos simulados, somente para 1 evento, o ilhamento não foi detectado, resultando em  $DI_{geral} = 0,9995$ .

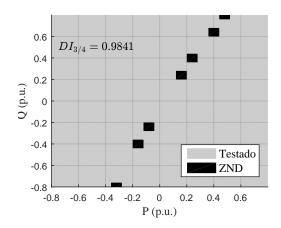
Ainda, conforme demonstrado na Tabela 4.5, o valor de  $DI_{1/4-3/4}$  é menos de 1% menor que o valor de  $DI_{geral}$ , ou seja, o método proposto tem um desempenho praticamente igual a operação conjunta dele com as proteções clássicas para a detecção de ilhamento de GDs para os casos analisados.

O tempo máximo para a detecção de ilhamento pelo método proposto e pelas proteções clássicas para os casos de ilhamento da Tabela 4.3 são apresentados na Tabela 4.6.

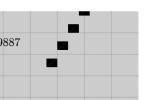
A Tabela 4.6 mostra que o tempo de detecção de ilhamento aumenta em função do aumento de H do gerador da GD protegida, isso era esperado, uma vez que o valor de  $\Delta t_1$  é dependente de H, conforme apresentado na subseção 3.3.5. No entanto, o maior tempo de detecção é menor que o tempo estipulado de 0,4s, que permite a desconexão segura da GD em um tempo menor ao utilizado, em alguns casos, para religamentos rápidos de religadores, que é de 0,5s.

Figura 4.12 – ZNDs para o caso 05 da Tabela 4.3, ilhamento com a GD01 e a GD02 conectadas e  $GD01 \text{ com } H = 2.0 \times H_{nom} \text{ e } S = 2 \times S_{nom}$ 

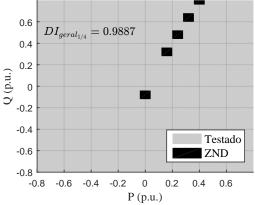


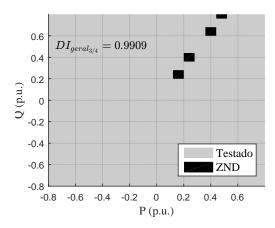


(a) ZND<sub>1/4</sub>



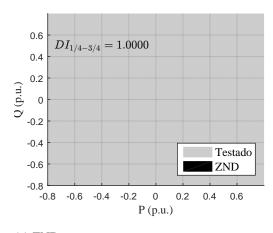


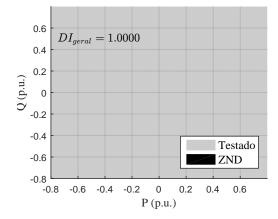




(c) ZND<sub>geral<sub>1/4</sub></sub>







(e) ZND<sub>1/4-3/4</sub>

(f) ZND<sub>geral</sub>

Tabela 4.6 – Tempo máximo para detecção de ilhamento para os casos da Tabela 4.3.

Caso	Tempo máximo (s)				
	$\Delta t_{1_{1/4}}$	$\Delta t_{1_{3/4}}$	Clássico		
1	0,104	0,255	0,384		
2	0,078	0,199	0,398		
3	0,142	0,387	0,401		
4	0,141	0,387	0,402		
5	0,143	0,388	0,402		

Ainda de acordo com a Tabela 4.6 e levando em consideração os resultados apresentados na Tabela 4.5, o método proposto tem um tempo de atuação máximo similar as proteções clássicas para os casos testados, no entanto seu desempenho é superior a 99,00%, mostrado em  $DI_{1/4-3/4}$ , e mais de 10% superior ao desempenho das proteções clássicas.

### 4.6.2 Avaliação da Segurança

Um método de detecção de ilhamento não deve causar falsas detecções para distúrbios que possam vir a ocorrer nos sistemas de distribuição e que não sejam de ilhamento. A avaliação da segurança do método proposto é realizada através do índice de segurança SI, conforme (2.2). A Tabela 4.7 apresenta os valores de SI para os casos de não ilhamento da Tabela 4.3, levando em consideração a operação do método proposto com os dois valores de  $\Delta t_1$ .

A Tabela 4.7 apresenta que o método proposto não causa falsas detecções para os eventos testados, a saber: conexão e desconexão de cargas e curtos-circuitos monofásicos com diferentes resistências de faltas.

Tabela 4.7 – Índice de Segurança SI para os casos de não ilhamento da Tabela 4.3

Caso	NNIE	DNIE	NNIE – DNIE	SI
6	66	0	66	0
7	66	0	66	0
8	66	0	66	0
9	66	0	66	0
10	66	0	66	0
11	66	0	66	0
12	66	0	66	0
13	66	0	66	0
14	66	0	66	0
15	66	0	66	0
16	66	0	66	0
17	66	0	66	0
18	66	0	66	0
19	66	0	66	0
20	66	0	66	0
21	66	0	66	0
22	66	0	66	0
23	66	0	66	0
24	66	0	66	0
25	66	0	66	0
26	11	0	11	0
27	11	0	11	0
28	11	0	11	0
29	11	0	11	0
30	11	0	11	0
31	11	0	11	0
32	11	0	11	0
33	11	0	11	0
Total	1408	0	1408	0

## 4.6.3 Comparação Quantitativa com Outros Métodos de Detecção de Ilhamento

Nessa subseção, o desempenho do método proposto é comparado com o desempenho das proteções clássicas e com outros métodos de detecção propostos na literatura, conforme Tabela 4.8. Os resultados do desempenho para os métodos propostos na literatura são os apresentados nos respectivos trabalhos, isto é, esses métodos não foram avaliados no sistema teste utilizado neste trabalho. Na Tabela 4.8,  $t_{max}$  representa o tempo máximo para a detecção

de ilhamento.

Tabela 4.8 – Comparação quantitativa do desempenho do método proposto com diferentes métodos de detecção de ilhamento

Método	DI	$t_{max}(s)$	SI
(FARHAN; SWARUP, 2016)	0,9880	0,020	0,0444
$(LI \text{ et al.}, 2016b)^1$	0,9714	0,734	0,0390
$(MARCHESAN et al., 2016)^2$	0,9840	0,250	0,0000
(MAKWANA; BHALJA, 2016)	0,9200	-	0,0545
(RAZA et al., 2016a)	1,0000	0,120	0,0000
(SAREEN; BHALJA; MAHESHWARI, 2016a)	1,0000	0,135	0,0000
(SAREEN; BHALJA; MAHESHWARI, 2016b)	1,0000	0,050	0,0000
(ALAM; MUTTAQI; BOUZERDOUM, 2017) <sup>3</sup>	0,9973	0,300	0,0329
(CUI; EL-ARROUDI; JO6S, 2017) <sup>3</sup>	0,9920	0,425	0,0450
(MAKWANA; BHALJA, 2017)	1,0000	1,5 ciclos	0,0000
(MUDA; JENA, 2016)	0,9887	1,11 ciclos	-
Clássicas 27, 57, 81O e 81U - IEEE 34 Barras	0,9005	0,402	0,0000
Proposto - IEEE 34 Barras	0,9932	$0,388^4$	0,0000
Proposto conjuntamente com clássicas - IEEE 34 Barras	0,9995	0,402	0,0000

Fonte: O autor.

Apesar da Tabela 4.8 mostrar que alguns métodos propostos na literatura apresentam resultados melhores que o método proposto nesse trabalho, suas limitações quanto à aplicação prática, à operação em diferentes sistemas e à utilização de resultados de simulação para serem configurados, ou seja, a capacidade de serem métodos genéricos são discutidos na seção 1.6.

# 4.7 ANÁLISE DA CAPACIDADE DE DETECÇÃO DE ILHAMENTO EM RELAÇÃO A VARIAÇÃO DA IMPEDÂNCIA DO SISTEMA HOSPEDEIRO

A fim de avaliar o limite de operação do método proposto para diferentes relações de impedância de curto-circuito trifásico da  $GD\left(Z_{GD}\right)$  com a impedância de curto-circuito trifásico do sistema hospedeiro no ponto de conexão onde a GD está conectada  $(Z_{rede})$ , são realizados eventos de ilhamento no sistema teste com somente a GD01 conectada. Para essas simulações, o sistema teste tem a impedância da rede variada até o PCC da GD01, o valor da constante de inércia da GD01 também é alterado, conforme apresentado na Tabela 4.9.

Nessas simulações, as potências ativas e reativas interrompidas são variadas de -0.8pu a

<sup>&</sup>lt;sup>1</sup> Foram considerados os resultados de simulação apresentados no trabalho;

<sup>&</sup>lt;sup>2</sup> Relação apresentada para ZND;

<sup>&</sup>lt;sup>3</sup> Testes realizados utilizando *hardware in the loop* (HIL);

<sup>&</sup>lt;sup>4</sup> Tempo de atuação dependente da constante de inércia do gerador.

0.8pu, em intervalos de 0.16p.u., com potência base de 1.25MVA. Para realizar a variação da impedância da rede, o comprimento das mesmas é alterado pelos valores mostrados na coluna "Fator" da Tabela 4.9. Nessa Tabela, também são apresentadas a impedância de curto-circuito trifásico pelo lado do sistema hospedeiro juntamente com a relação da impedância de curto-circuito trifásico da GD com a impedância de curto-circuito trifásico do sistema hospedeiro no ponto de conexão onde a GD está conectada ( $Z_{GD}/Z_{rede}$ ).

Tabela 4.9 – Casos utilizados para avaliar o desempenho do método proposto para diferentes relações de impedância de curto-circuito entre o sistema hospedeiro e a *GD*01

Caso	Fator	$\times H_{nom}$	Z <sub>rede</sub>	$Z_{GD}/Z_{rede}$
1	0,5	1	28,94	3,60
2	1	1	55,32	1,89
3	2	1	119,60	0,89
4	3	1	176,48	0,59
5	0,5	0,5	28,94	3,60
6	1	0,5	55,32	1,89
7	2	0,5	119,60	0,89
8	3	0,5	176,48	0,59
9	0,5	2	28,94	3,60
10	1	2	55,32	1,89
11	2	2	119,60	0,89
12	3	2	176,48	0,59

Fonte: O autor.

A Tabela 4.10 apresenta os valores de DI referentes aos casos apresentados na Tabela 4.9.

Os resultados apresentados na Tabela 4.10 diferem dos resultados apresentados na Tabela 4.5 devido ao intervalo das variações de potências serem diferentes. Além disso, para a totalidade dos casos, o valor de  $DI_{clas}$  é mais que 6% maior que o valor de  $DI_{clas}$  da Tabela 4.5, isso ocorre porque para os resultados apresentados nessa seção são realizados eventos de ilhamento com somente a GD01 conectada.

Os resultados apresentados na Tabela 4.10 mostram, que para os casos testados, o desempenho do método proposto para detecção de ilhamento é pouco afetado com a variação da relação de impedância de curto-circuito do sistema hospedeiro com a da GD. O método proposto foi avaliado até  $Z_{GD}/Z_{rede}=0,59$ , ou seja, a impedância de curto-circuito trifásico da GD é 59% do valor da impedância de curto-circuito trifásico pelo lado do sistema hospedeiro. Ainda, os valores de  $DI_{1/4-3/4}$  e  $DI_{total}$  apresentam valores elevados, sendo que para o total 1068 eventos de ilhamento realizados, em somente 10 eventos o ilhamento não foi detectado pelo método proposto e somente em 1 evento o ilhamento não foi detectado pela operação conjunta do método proposto com as proteções clássicas 27, 57, 810 e 81U.

Tabela 4.10 – Índice de Confiabilidade DI para os casos de ilhamento da Tabela 4.9

Caso	NIE	$DI_{1/4}$	$DI_{3/4}$	$DI_{clas}$	$DI_{geral_{1/4}}$	$DI_{geral_{3/4}}$	$DI_{1/4-3/4}$	$DI_{geral}$
1	95	0,9474	1,0000	0,9789	0,9895	1,0000	1,0000	1,0000
2	89	0,9438	0,9888	0,9775	0,9888	1,0000	0,9888	1,0000
3	89	0,9213	0,9775	0,9775	0,9888	1,0000	0,9775	1,0000
4	83	0,9277	0,9880	0,9639	1,0000	1,0000	0,9888	1,0000
5	95	0,9158	0,9789	0,9789	0,9895	0,9895	0,9789	0,9895
6	89	0,9101	0,9888	0,9775	0,9888	1,0000	0,9888	1,0000
7	89	0,8876	1,0000	0,9775	0,9888	1,0000	1,0000	1,0000
8	83	0,9036	1,0000	0,9639	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000
9	95	0,9684	0,9684	0,9474	0,9895	1,0000	0,9895	1,0000
10	89	0,9663	0,9888	0,9551	0,9888	1,0000	1,0000	1,0000
11	89	0,9775	0,9551	0,9551	1,0000	1,0000	0,9775	1,0000
12	83	0,9759	0,9759	0,9518	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000
Total	1068	0,9373	0,9841	0,9672	0,9925	0,9991	0,9906	0,9991

A Tabela 4.10 também mostra que o desempenho do método proposto para a detecção de ilhamento tem seu desempenho deteriorado com a diminuição da constante de inércia quando se utiliza  $\Delta t_1$  equivalente a 1/4 do período de oscilação amortecida da GD. A explicação para isso é o fato de que, nestes casos, o intervalo de tempo  $\Delta t_1$  ser da ordem de tempo da duração do transitório ocorrido em  $\omega_e$  logo após a ocorrência de algum distúrbio. O resultado disso é que para a maioria dos casos, valor de  $DI_{3/4}$  é maior que o valor de  $DI_{1/4}$ , em média quase 5%.

A Tabela 4.11 apresenta o tempo máximo para detecção de ilhamento pelo método proposto para os dois valores de  $\Delta t_1$  testados, 1/4 e 3/4 do valor do período de oscilação amortecida da GD protegida, e pelas proteções clássicas.

A Tabela 4.11 apresenta que utilizando  $\Delta t_1$  com valor equivalente a 1/4 do período de oscilação amortecida, o tempo de detecção de ilhamento é menor que a metade do tempo de detecção quando se utiliza o valor de 3/4 do período de oscilação amortecida para  $\Delta t_1$ . Essa Tabela também mostra que o tempo de detecção de ilhamento pelo método proposto depende da constante de inércia da GD protegida, o que é esperado uma vez que para a determinação de  $\Delta t_{1_{1/4}}$  e  $\Delta t_{1_{3/4}}$  essa característica é levada em consideração. Ainda, nos piores casos, os tempos máximos para a detecção de ilhamento pelo método proposto são próximo aos tempos máximos das proteções clássicas.

Tabela 4.11 – Tempo máximo para detecção de ilhamento para os casos da Tabela 4.9

Caso	Tempo máximo (s)					
Caso	$\Delta t_{1_{1/4}}$	$\Delta t_{1_{3/4}}$	Clássico			
1	0,102	0,258	0,377			
2	0,101	0,224	0,369			
3	0,097	0,224	0,382			
4	0,103	0,226	0,351			
5	0,082	0,200	0,393			
6	0,078	0,175	0,397			
7	0,078	0,168	0,402			
8	0,080	0,181	0,250			
9	0,146	0,388	0,359			
10	0,141	0,387	0,365			
11	0,141	0,355	0,357			
12	0,143	0,389	0,332			

# 4.8 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Nesse capítulo, foram apresentados os resultados de desempenho do método proposto para detecção de ilhamento obtidos através de simulações no sistema teste IEEE 34 Barras com a conexão de uma e duas GDs. Para análise de desempenho do método proposto, foram realizados 1920 ilhamentos com diferentes configurações das GDs e das cargas, também foram realizados 1408 distúrbios, que não resultaram em ilhamento.

A avaliação de desempenho do método proposto em detectar o ilhamento foi realizada através de ZND, *DI* e tempo de detecção. Mostrou-se que o método proposto apresenta uma pequena ZND, com um *DI* total de 0,9932 quando se considera somente o método proposto e uma *DI* total de 0,9995 quando se considerada a operação conjunta do método proposto com as proteções clássicas. Foi mostrado que o tempo de detecção de ilhamento é função da constante de inércia dos geradores, isso implica que uma vez conhecida a constante de inércia dos geradores das GDs conectadas em um alimentador, pode-se ter uma boa estimativa do tempo de detecção de ilhamento, permitindo um ajuste adequado dos tempos de religamento dos relés ou religadores instalados nesse alimentador.

A avaliação da segurança do método proposto é realizada através do índice *SI*. Mostrou-se que para distúrbios que não causam o ilhamento das GDs, o método proposto não provoca falsas detecções.

O método proposto se mostrou com boa capacidade em detectar a ocorrência de ilhamento, em um tempo considerado adequado e previsível e não causa falsas detecções. Ainda, os resultados também mostram que as proteções clássicas têm o desempenho degradado

na detecção de ilhamento quando mais de uma GD está conectada ao sistema hospedeiro. Por sua vez, o método proposto tem um melhor desempenho nessas condições.

Esse capítulo também apresentou a determinação do limite de discriminação entre eventos de ilhamento e não ilhamento através de resultados de simulação. Cabe salientar que esse limite não deve ser alterado para diferentes sistemas ou GDs, sendo um valor fixo e interno ao método de detecção de ilhamento proposto.

# 5 RESULTADOS DE SIMULAÇÃO - SISTEMA TESTE IEEE 123 BARRAS

# 5.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

A metodologia proposta foi testada no sistema IEEE 123 Barras, Kersting (2001), como apresentado a seguir. Para a realização dos testes de detecção de ilhamento, somente os valores de  $\Delta t_{1_{1/4}}$  e  $\Delta t_{1_{3/4}}$  foram modificados em relação a implementação do método proposto que foi apresentada no Capítulo 4. Essa alteração é realizada devido à alteração do valor de  $X_{CC}$  no sistema teste IEEE 123 Barras.

#### 5.2 SISTEMA TESTE

O sistema de distribuição IEEE 123 Barras, Kersting (2001), foi implementado no *software* de simulação DIgSILENT PowerFactory<sup>®</sup>. Os dados apresentados por Kersting e Shirek (2012) foram utilizados como sistema equivalente. A esse sistema foram adicionadas duas GDs compostas por gerador síncrono conectado diretamente à rede elétrica. Uma GD foi conectada a Barra 300 e outra a Barra 98, conforme apresentado na Figura 5.1. As GDs foram posicionadas nessas Barras para permitir manobras no alimentador sem causar a desconexão das GDs e para que elas ficassem distantes da subestação principal.

As GDs foram modeladas como mostrado Capítulo 4, Tabela 4.1. As duas GDs foram conectadas ao sistema de distribuição através de transformadores elevadores de tensão, e seus parâmetros são os mesmos que foram mostrados na Tabela 4.2, exceto a tensão do lado da conexão com o sistema de distribuição. Será indicado quando algum parâmetro de alguma GD for alterado, caso contrário, as simulações utilizam os valores nominais.

A GD denominada *GD*300, conectada a Barra 300, é do tipo combustão interna e foi modelada de forma igual a *GD*01 do Capítulo 4. A GD denominada *GD*98, conectada a Barra 98, é do tipo hidráulica e foi modelada de forma igual a *GD*02 do Capítulo 4. Em ambas as GDs, foram utilizados os mesmos controladores apresentados no Capítulo 4.

# 5.3 SIMULAÇÕES

Da mesma forma que realizado no Capítulo 4, as simulações foram realizadas no programa DIgSILENT PowerFactory<sup>®</sup> com os resultados exportados em formato *csv*. O teste da metodologia proposta utilizou a mesma implementação no Simulink<sup>®</sup> utilizada para

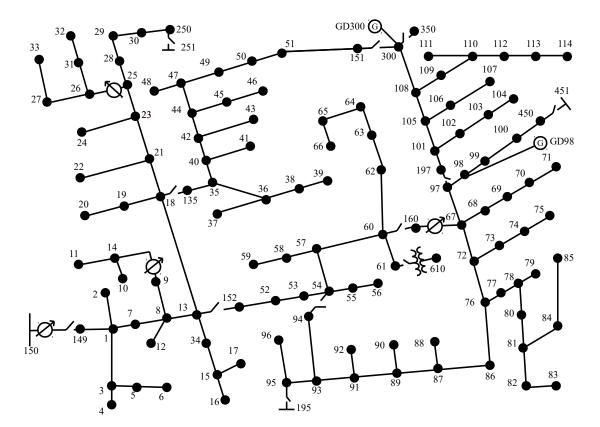


Figura 5.1 – Sistema teste IEEE 123 Barras com duas GDs.

#### o Capitulo 4.

A Tabela 5.1 apresenta as diferentes simulações que foram realizadas para testar a metodologia proposta. Os resultados apresentados fazem referência a essa Tabela.

Os eventos "13" a "24" são realizados para condições de carregamento nominal do sistema IEEE 123 Barras, e para os demais eventos da Tabela 5.1, os seguintes níveis de carga e potência de ilhamento utilizados foram:

- Ilhamento: Potência ativa variando de -1MW a 1MW em intervalos de 0,2MW e potência reativa variando de -1Mvar a 1Mvar em intervalos de 0,2Mvar, ou seja, -0,8p.u. a 0,8p.u., considerando a potência base de 1,25MVA;
- Conexão e desconexão de cargas: Potência das cargas variando de −1MW a 0MW em intervalos de 0,2MW e potência reativa variando de −1Mvar a 1Mvar em intervalos de 0,2Mvar;

Durante a realização dos ilhamentos, algumas das combinações de potências resultaram em simulações instáveis ou que divergiram. Esses casos não são levados em consideração na avaliação da metodologia proposta.

Tabela 5.1 – Simulações Realizadas

Nº	Descrição	GD300		GD98	
		H(p.u.)	S(p.u.)	H(p.u.)	S(p.u.)
1	Ilhamento 149-001	1	1	1	1
2	Ilhamento 149-001	1	1	0,5	1
3	Ilhamento 149-001	1	1	2	1
4	Ilhamento 149-001	1	1	1	2
5	Ilhamento 149-001	1	1	0,5	2
6	Ilhamento 149-001	1	1	2	2
7	Conecta Carga B067	1	1	1	1
8	Desconecta Carga B067	1	1	1	1
9	Conecta Carga B067	1	1	0,5	1
10	Desconecta Carga B067	1	1	0,5	1
11	Conecta Carga B067	1	1	2	1
12	Desconecta Carga B067	1	1	2	1
13	Fecha Chave 151-300	1	1	0,5	1
14	Fecha Chave 151-300	1	1	1	1
15	Fecha Chave 151-300	1	1	2	1
16	Fecha Chave 151-300	1	1	0,5	2
17	Fecha Chave 151-300	1	1	1	2
18	Fecha Chave 151-300	1	1	2	2
19	Abre Chave 18-135 com Chave 151-300 Fechada	1	1	0,5	1
20	Abre Chave 18-135 com Chave 151-300 Fechada	1	1	1	1
21	Abre Chave 18-135 com Chave 151-300 Fechada	1	1	2	1
22	Abre Chave 18-135 com Chave 151-300 Fechada	1	1	0,5	2
23	Abre Chave 18-135 com Chave 151-300 Fechada	1	1	1	2
24	Abre Chave 18-135 com Chave 151-300 Fechada	1	1	2	2

# 5.4 AVALIAÇÃO DE DESEMPENHO DO MÉTODO PROPOSTO

Da mesma forma que realizado no Capítulo 4, a avaliação de desempenho do método é realizada através da capacidade em detectar o ilhamento, pela segurança em não causar falsas detecções e pela comparação com outros métodos de detecção de ilhamento.

### 5.4.1 Avaliação da Capacidade em Detectar o Ilhamento

A avaliação do método proposto para detecção de ilhamento é realizada nesse Capítulo pelo valor do índice *DI* e tempo para detecção. As ZNDs não são apresentadas, pois são geradas com variações regulares de potência, acarretando um valor numérico equivalente ao valor de *DI*.

A Tabela 5.2 exibe os valores de DI para os eventos de ilhamento apresentados na Tabela 5.1. Para os valores de  $DI_{clas}$  são consideradas as detecções de ilhamento realizadas somente pelas proteções 27, 57, 810 e 81U configuradas segundo os parâmetros apresentados na Tabela 2.1. É considerado que alguma das proteções clássicas detectou o ilhamento caso tenha atuado em até 400ms após a formação do ilhamento, esse tempo é utilizado para permitir a desconexão da GD antes de 500ms

Tabela 5.2 – Índice de Confiabilidade DI para os casos de ilhamento da Tabela 5.1

Caso	NIE	$DI_{1/4}$	$DI_{3/4}$	$DI_{clas}$	$DI_{geral_{1/4}}$	$DI_{geral_{3/4}}$	$DI_{1/4-3/4}$	$DI_{geral}$
1	66	0,9394	1,0000	0,9242	0,9697	1,0000	1,0000	1,0000
2	66	0,9697	0,9848	0,9394	0,9848	0,9848	0,9848	0,9848
3	66	0,9848	0,9848	0,9242	0,9848	0,9848	0,9848	0,9848
4	92	0,9457	0,9674	0,7500	0,9565	0,9674	0,9674	0,9674
5	90	0,9889	0,9889	0,8111	1,0000	0,9889	1,0000	1,0000
6	90	1,0000	0,9778	0,6222	1,0000	0,9889	1,0000	1,0000
Total	470	0,9723	0,9830	0,8128	0,9830	0,9851	0,9894	0,9894

Fonte: O autor.

A Tabela 5.2 mostra que para os casos testados, o valor de  $DI_{clas}$  diminui com o aumento da potência e da constante de inércia da GD. A Tabela 5.2 também mostra que somente em um caso o valor de  $DI_{1/4}$  é maior que  $DI_{3/4}$ ; os valores de  $DI_{geral_{1/4}}$  e  $DI_{geral_{3/4}}$  são pouco superiores aos valores de  $DI_{1/4}$  e  $DI_{3/4}$  respectivamente, isso indica que quando considerando em separado, a operação do método proposto com  $\Delta t_{1_{1/4}}$  e  $\Delta t_{1_{3/4}}$  detectou o ilhamento em praticamente todas as combinações de potência onde as proteções clássicas detectaram a ocorrência dos ilhamentos, isto é, as combinações de potência onde os ilhamentos foram detectados pelas proteções clássicas e não foram detectados pelo método proposto.

Na Tabela 5.2 também é mostrado que, para os caso analisados, os valores de  $DI_{1/4-3/4}$  e  $DI_{geral}$  são iguais, o que representa que a operação conjunta do método proposto com  $\Delta t_{1_{1/4}}$  e  $\Delta t_{1_{3/4}}$  detecta o ilhamento em todas as combinações de potências onde as proteções clássicas detectam o ilhamento, além de detectarem em mais combinações de potências.

Os valores de *DI* presentes na Tabela 5.2 são inferiores aos respectivos valores de *DI* da Tabela 4.5, apesar de que em somente cinco eventos o ilhamento não ter sido detectado. Este fato ocorre porque, neste caso, é utilizada uma variação maior de potência. Além disso, existem menos casos analisados, o que faz as não detecções terem uma representatividade percentual maior.

O tempo máximo de detecção para os casos de ilhamentos da Tabela 5.1 são apresentados na Tabela 5.3.

Tabela 5.3 – Tempo máximo para detecção de ilhamento para os casos da Tabela 5.1

Caso	Tempo máximo (s)					
Caso	$\Delta t_{1_{1/4}}$	$\Delta t_{1_{3/4}}$	Clássico			
1	0,099	0,245	0,275			
2	0,101	0,223	0,383			
3	0,140	0,354	0,359			
4	0,127	0,255	0,404			
5	0,103	0,223	0,372			
6	0,140	0,382	0,402			

Fonte: O autor.

Conforme o esperado, a Tabela 5.3 mostra que o tempo o tempo de detecção pelo método proposto aumenta com o aumento da constante de inercia do gerador. Ainda, os tempos máximos de detecção de ilhamento pelo método proposto são similares ao tempos máximos das proteções clássicas.

#### 5.4.2 Avaliação da Segurança

A Tabela 5.4 exibe os valores de SI para os casos de não ilhamento da Tabela 5.1, levando em consideração a operação do método proposto com os dois valores de  $\Delta t_1$ .

Tabela 5.4 – Índice de Segurança SI para os casos de não ilhamento da Tabela 5.1

Caso	NNIE	DNIE	NNIE-DNIE	SI
7	66	0	66	0
8	66	0	66	0
9	66	0	66	0
10	66	0	66	0
11	66	0	66	0
12	66	0	66	0
13 a 24	12	0	12	0
Total	408	0	408	0

A Tabela 5.4 mostra que para os casos avaliados, o método proposto não causa falsas detecções.

#### 5.4.3 Comparação Quantitativa com Outros Métodos de Detecção de Ilhamento

Nessa subseção, o desempenho do método proposto é comparado com o desempenho das proteções clássicas e com outros métodos de detecção propostos na literatura, conforme pode ser visto na Tabela 5.5. Assim como para os resultados apresentados na Tabela 4.8, os resultados do desempenho para os métodos propostos na literatura são os apresentados nos respectivos trabalhos.

Tabela 5.5 – Comparação quantitativa do desempenho do método proposto com diferentes métodos de detecção de ilhamento

Método	DI	$t_{\text{max}}(s)$	SI
(FARHAN; SWARUP, 2016)	0,9880	0,020	0,0444
	*	,	ŕ
$(LI \text{ et al.}, 2016b)^{1}$	0,9714	0,734	0,0390
$(MARCHESAN et al., 2016)^2$	0,9840	0,250	0,0000
(MAKWANA; BHALJA, 2016)	0,9200	-	0,0545
(RAZA et al., 2016a)	1,0000	0,120	0,0000
(SAREEN; BHALJA; MAHESHWARI, 2016a)	1,0000	0,135	0,0000
(SAREEN; BHALJA; MAHESHWARI, 2016b)	1,0000	0,050	0,0000
(ALAM; MUTTAQI; BOUZERDOUM, 2017) <sup>3</sup>	0,9973	0,300	0,0329
(CUI; EL-ARROUDI; JO6S, 2017) <sup>3</sup>	0,9920	0,425	0,0450
(MAKWANA; BHALJA, 2017)	1,0000	1,5 ciclos	0,0000
(MUDA; JENA, 2016)	0,9887	1,11 ciclos	-
Clássicas 27, 57, 81O e 81U - IEEE 34 Barras	0,9005	0,402	0,0000
Proposto - IEEE 34 Barras	0,9932	$0,388^4$	0,0000
Proposto conjuntamente com clássicas - IEEE 34 Barras	0,9995	0,402	0,0000
Clássicas 27, 57, 81O e 81U - IEEE 123 Barras	0,8128	0,404	0,0000
Proposto - IEEE 123 Barras	0,9894	$0,382^4$	0,0000
Proposto conjuntamente com clássicas - IEEE 123 Barras	0,9894	0,402	0,0000

Fonte: O autor.

A Tabela 5.5 mostra que assim como para a comparação realizada no Capítulo 4, alguns métodos propostos na literatura apresentam resultados melhores que o método proposto nesse trabalho. No entanto, apresentam limitações quanto à aplicação prática, à operação em diferentes sistemas e à utilização de resultados de simulação, ou seja, a capacidade de serem métodos genéricos que é discutida na Seção 1.6.

A Tabela 5.5 também mostra que para os casos analisados, com o aumento do sistema hospedeiro, as proteções clássicas têm seu desempenho degradado em relação à capacidade de detectar a ocorrência de ilhamentos, tendo o valor de *DI* diminuído em quase 9% para o sistema

<sup>&</sup>lt;sup>1</sup> Foram considerados os resultados de simulação apresentados no trabalho;

<sup>&</sup>lt;sup>2</sup> Relação apresentada para ZND;

<sup>&</sup>lt;sup>3</sup> Testes realizados utilizando *hardware in the loop* (HIL);

<sup>&</sup>lt;sup>4</sup> Tempo de atuação dependente da constante de inércia do gerador.

IEEE 123 Barras em comparação ao desempenho obtido para o sistema IEEE 34 Barras. Por sua vez, o desempenho do método proposto é pouco afetado pelo aumento do tamanho do sistema hospedeiro.

### 5.5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Nesse capítulo, os resultados de simulação obtidos com o método proposto para o sistema IEEE 123 Barras com a conexão de duas GDs foram apresentados. Para analisar o seu desempenho, foram realizados 470 ilhamentos com diferentes configurações das GDs e das cargas. Também foram realizados 408 distúrbios, que não resultaram em ilhamento.

A avaliação do desempenho do método proposto em detectar o ilhamento foi realizada através de *DI* e tempo de detecção. Mostrou-se que o método proposto apresenta altos valores do índice *DI*, apresentando um valor total de 0,9894. Ainda, mostrou-se que o tempo de detecção de ilhamento é função da constante de inércia dos geradores. O maior tempo de detecção de ilhamento é de 0,382s, o que é um tempo adequado para permitir religamentos rápidos por parte das concessionárias de distribuição de energia elétrica.

A avaliação da segurança do método proposto é realizada através do índice *SI*. Mostrou-se que não ocorreram falsas detecções para distúrbio que não causam o ilhamento da GD.

Dessa forma, pode-se dizer que o método proposto é confiável, em um tempo de operação considerado adequado e previsível, além de ser seguro.

#### 6 CONCLUSÕES

Esse trabalho propôs um método de detecção de ilhamento passivo e local para GDs compostas por geradores síncronos conectados diretamente à rede elétrica. A metodologia proposta é baseada no comportamento dinâmico dos geradores. Durante a ocorrência de ilhamentos, a frequência mecânica da GD apresenta um comportamento exponencial logo após o ilhamento. Para outros tipos de perturbações, a frequência mecânica da GD tende a apresentar um comportamento oscilatório amortecido. Ainda, durante a ocorrência de ilhamento, a frequência elétrica do PAC tende a ter um comportamento similar a respectiva GD, diferente do que ocorre para outras perturbações, que não resultam em ilhamento, onde a frequência elétrica do PAC tende a ser mantida pelo sistema hospedeiro. Essa última consideração pode ser sustentada devido ao fato de que na maioria dos sistemas de distribuição reais, a impedância de curto-circuito pelo lado do sistema hospedeiro é menor que a impedância da GD.

Para implementar a metodologia proposta, foi desenvolvida uma GD virtual que apresenta um comportamento dinâmico similar ao da GD real, utilizando para isso as medições das grandezas elétricas no PAC. Também é proposta uma proteção ativa virtual responsável por atuar sobre a GD virtual. Desta forma, de certa maneira, têm-se as vantagens das proteções passivas e ativas sem as consequências das desvantagens dessa última.

A metodologia proposta utiliza como variável de decisão a amplitude da ação de controle que a proteção ativa virtual deve fazer sobre a GD virtual para igualar a sua frequência com a frequência elétrica do PAC após a ocorrência de algum distúrbio. Se a GD está ilhada, ela é responsável por manter a frequência elétrica no PAC. Com isso, a ação de controle para igualar a frequência da GD virtual com a frequência elétrica tende a ser baixa. Se a GD está conectada ao sistema de distribuição, após a ocorrência de algum distúrbio, sua frequência de rotação apresentará um comportamento oscilatório amortecido e a ação de controle para igualar a frequência da GD virtual com a frequência elétrica do PAC é relativamente elevada.

A metodologia proposta foi testada em dois sistemas de distribuição com a presença de GDs. Para o sistema IEEE 34 Barras, o percentual de detecção de ilhamento pelo método proposto é de 99,06% e de 99,91% quando se considera conjuntamente proteções clássicas. Para o sistema IEEE 123 Barras, o percentual de detecção pelo método proposto, considerando conjuntamente proteções clássicas e sem as considerar, é de 98,94%. Quanto à segurança, o método proposto não apresentou falsas detecções para conexão, desconexão de carga, curtos-circuitos monofásicos momentâneos, curtos-circuitos monofásicos seguido de desconexão do trecho em falta e manobras no sistema hospedeiro. Ainda, o limite de atuação da proteção obtido através de resultados de simulação se mostrou válido para os casos testados, realizando uma boa discriminação entre eventos de ilhamento e eventos de não ilhamento.

O tempo de detecção de ilhamento pelo método proposto é passível de previsão, uma vez que o intervalo de tempo para detecção é obtido através dos parâmetros do sistema de

distribuição e da GD protegida. Nos testes realizados, o tempo de detecção de ilhamento se mostrou menor que 0,4s, o que permite a realização de religamentos rápidos de 0,5s nos alimentadores onde a proteção proposta for instalada.

O método proposto é local e passivo. Assim, não necessita de infraestrutura de comunicação para sua operação, evitando todos os custos e problemas associados aos sistemas de detecção de ilhamento remotos. Também não causa interferência na operação da GD nem nos parâmetros elétricos da rede, como os métodos ativos. Somado a isso, a principal vantagem do método proposto é ter uma metodologia clara e objetiva para ajustá-lo, levando em consideração os parâmetros do sistema de geração e do sistema de distribuição, não sendo necessário realizar exaustivas simulações ou experiência do usuário para sua configuração.

#### 6.1 SUGESTÕES DE TRABALHOS FUTUROS

Alguns tópicos podem ser melhor investigados:

- A existência de múltiplas unidades de geração conectadas ao mesmo PAC;
- Distância elétrica mínima entre GDs que permita uma adequada operação do método proposto;
- O limite da relação entre a impedância no PAC pelo lado do sistema hospedeiro e a impedância da GD para que o método proposto continue a operar adequadamente;
- Desenvolvimento de um método auxiliar, visando eliminar ou diminuir a ZND;
- Avaliar o desempenho do método proposto em simulações *harware in the loop*.

# REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- AGUIAR, C. R. et al. Hybrid fuzzy anti-islanding for grid-connected and islanding operation in distributed generation systems. **IET Power Electronics**, v. 9, n. 3, p. 512–518, 2016. ISSN 1755-4535.
- ALAM, M. R.; MUTTAQI, K. M.; BOUZERDOUM, A. Evaluating the effectiveness of a machine learning approach based on response time and reliability for islanding detection of distributed generation. **IET Renewable Power Generation**, v. 11, n. 11, p. 1392–1400, 2017. ISSN 1752-1416.
- ALMAS, M. S.; VANFRETTI, L. Rt-hil implementation of the hybrid synchrophasor and goose-based passive islanding schemes. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 31, n. 3, p. 1299–1309, June 2016. ISSN 0885-8977.
- ALSHAREEF, S.; TALWAR, S.; MORSI, W. G. A new approach based on wavelet design and machine learning for islanding detection of distributed generation. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 5, n. 4, p. 1575–1583, 2014.
- ANDERSON, P. M.; FOUAD, A. A. **Power system control and stability**. 2nd. ed. [S.l.]: IEEE, 2003. ISBN 0471238627.
- ANDERSON, P. M.; MIRHEYDAR, M. A low-order system frequency response model. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 5, n. 3, p. 720–729, Aug 1990. ISSN 0885-8950.
- ANNE, R. et al. Reliable generator islanding detection for industrial power consumers with on-site generation. **IEEE Transactions on Industry Applications**, v. 52, n. 1, p. 668–676, Jan 2016. ISSN 0093-9994.
- BIAZ, B. M. et al. Islanding detection in distributed generation using unsupervised learning techniques. **IEEE Latin America Transactions**, v. 16, n. 1, p. 118–125, Jan 2018. ISSN 1548-0992.
- CHAKRAVORTI, T.; PATNAIK, R. K.; DASH, P. K. Detection and classification of islanding and power quality disturbances in microgrid using hybrid signal processing and data mining techniques. **IET Signal Processing**, v. 12, n. 1, p. 82–94, 2018. ISSN 1751-9675.
- CHEN, X.; LI, Y. An islanding detection method for inverter-based distributed generators based on the reactive power disturbance. **IEEE Transactions on Power Electronics**, v. 31, n. 5, p. 3559–3574, May 2016. ISSN 0885-8993.
- CUI, Q.; EL-ARROUDI, K.; JOóS, G. Real-time hardware-in-the-loop simulation for islanding detection schemes in hybrid distributed generation systems. **IET Generation, Transmission Distribution**, v. 11, n. 12, p. 3050–3056, 2017. ISSN 1751-8687.
- . Islanding detection of hybrid distributed generation under reduced non-detection zone. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 9, n. 5, p. 5027–5037, Sept 2018. ISSN 1949-3053.
- DATTA, A. et al. Evaluation of anti-islanding techniques for renewable energy powered distributed generators using analytic network process. **IET Renewable Power Generation**, v. 10, n. 9, p. 1245–1254, 2016. ISSN 1752-1416.
- DHAR, S.; DASH, P. K. Harmonic profile injection-based hybrid active islanding detection technique for pv-vsc-based microgrid system. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, v. 7, n. 4, p. 1473–1481, Oct 2016. ISSN 1949-3029.

- DIGSILENT, G. G. DIgSILENT Power Factory Version 15.0 User's Manual. [S.1.], 2012.
- ENDEGNANEW, A. G. **Distributed generation in future distribution systems Dynamic aspects**. 2010. Dissertação (mestrado) Norwegian University of Science and Technology, Trondheim, Noruega, 2010. 136p.
- FAR, H. G.; RODOLAKIS, A. J.; JOOS, G. Synchronous distributed generation islanding protection using intelligent relays. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 3, n. 4, p. 1695–1703, Dec 2012. ISSN 1949-3053.
- FARHAN, M. A.; SWARUP, K. S. Mathematical morphology-based islanding detection for distributed generation. **IET Generation, Transmission Distribution**, v. 10, n. 2, p. 518–525, 2016. ISSN 1751-8687.
- IEEE Guide for Conducting Distribution Impact Studies for Distributed Resource Interconnection. **IEEE Std 1547.7-2013**, p. 1–137, Feb 2014.
- IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems. **IEEE Std 1547-2003**, p. 1–28, July 2003.
- IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems Amendment 1. **IEEE Std 1547a-2014** (Amendment to **IEEE Std 1547-2003**), p. 1–16, May 2014.
- K., N.; SIDDIQUI, S. A.; FOZDAR, M. Hybrid islanding detection method and priority-based load shedding for distribution networks in the presence of dg units. **IET Generation, Transmission Distribution**, v. 11, n. 3, p. 586–595, 2017. ISSN 1751-8687.
- KERMANY, S. D. et al. Hybrid islanding detection in microgrid with multiple connection points to smart grids using fuzzy-neural network. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 32, n. 4, p. 2640–2651, July 2017. ISSN 0885-8950.
- KERSTING, W. H. Radial distribution test feeders. In: **Power Engineering Society Winter Meeting, 2001. IEEE.** [S.l.: s.n.], 2001. v. 2, p. 908–912 vol.2.
- KERSTING, W. H.; SHIREK, G. Short circuit analysis of ieee test feeders. In: **PES T D 2012**. [S.l.: s.n.], 2012. p. 1–9. ISSN 2160-8563.
- KHAMIS, A. et al. Faster detection of microgrid islanding events using an adaptive ensemble classifier. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 9, n. 3, p. 1889–1899, May 2018. ISSN 1949-3053.
- KUNDUR, P. **Power System Stability and Control**. [S.l.]: McGraw-Hill Professional, 1994. ISBN 007035958X,9780070359581.
- LAAKSONEN, H.; HOVILA, P. Future-proof islanding detection schemes in sundom smart grid. **CIRED Open Access Proceedings Journal**, v. 2017, n. 1, p. 1777–1781, 2017.
- LANDAU, D.; ZITO, G. **Digital Control Systems: Design, Identification and Implementation**. [S.l.]: Springer, 2006. ISBN 1-84628-056-7.
- LI, P. et al. Hilbert-huang transform with adaptive waveform matching extension and its application in power quality disturbance detection for microgrid. **Journal of Modern Power Systems and Clean Energy**, v. 4, n. 1, p. 19–27, January 2016. ISSN 2196-5420.

- LI, S. et al. Islanding protection of multiple distributed resources under adverse islanding conditions. **IET Generation, Transmission Distribution**, v. 10, n. 8, p. 1901–1912, 2016. ISSN 1751-8687.
- LIU, X. et al. Wide-area phase-angle measurements for islanding detection an adaptive nonlinear approach. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 31, n. 4, p. 1901–1911, Aug 2016. ISSN 0885-8977.
- LUKAč, M.; MATIšIć, Z. Anti-islanding protection of distributed generators with regard to sensitivity in a balance and power system stability. **CIRED Open Access Proceedings Journal**, v. 2017, n. 1, p. 943–946, 2017. ISSN 2515-0855.
- MAKWANA, Y.; BHALJA, B. R. Islanding detection technique based on relevance vector machine. **IET Renewable Power Generation**, v. 10, n. 10, p. 1607–1615, 2016. ISSN 1752-1416.
- MAKWANA, Y. M.; BHALJA, B. R. Islanding detection technique based on superimposed components of voltage. **IET Renewable Power Generation**, v. 11, n. 11, p. 1371–1381, 2017. ISSN 1752-1416.
- MARCHESAN, G. et al. Passive method for distributed-generation island detection based on oscillation frequency. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 31, n. 1, p. 138–146, Feb 2016. ISSN 0885-8977.
- MARIOTTO, L. et al. Power systems transient stability indices: an algorithm based on equivalent clusters of coherent generators. **IET Generation, Transmission Distribution**, v. 4, n. 11, p. 1223–1235, November 2010. ISSN 1751-8687.
- MOHAMAD, A. M. I.; MOHAMED, Y. A. I. Assessment and performance comparison of positive feedback islanding detection methods in dc distribution systems. **IEEE Transactions on Power Electronics**, v. 32, n. 8, p. 6577–6594, Aug 2017. ISSN 0885-8993.
- MOHAMMADZADEH NIAKI, A. H.; AFSHARNIA, S. A new passive islanding detection method and its performance evaluation for multi-dg systems. **Electric Power Systems Research**, v. 110, p. 180 187, 2014. ISSN 0378-7796. Disponível em: <a href="http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378779614000200">http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378779614000200</a>.
- MUDA, H.; JENA, P. Rate of change of superimposed negative sequence impedance based islanding detection technique for distributed generations. **IET Generation, Transmission Distribution**, v. 10, n. 13, p. 3170–3182, 2016. ISSN 1751-8687.
- Renewable Power Generation, v. 12, n. 6, p. 735–746, 2018. ISSN 1752-1416.
- MURARO, M. R. Uma Proposta de Interconexão de Proteções para Detecção de Ilhamento em Sistemas de Geração Distribuída. 2014. Dissertação (mestrado) Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, RS, 2014. 144p.
- OGATA, K. **Modern Control Engineering**. 4. ed. [S.l.]: Prentice Hall, 2001. ISBN 9780130432452,0130432458,0130609072,9780130609076.
- PHILLIPS, C. L.; HARBOR, R. D. **Sistemas de Controle e Realimentação**. 1. ed. [S.l.]: MAKRON Books, 1996. ISBN 8534605963.
- POURBABAK, H.; KAZEMI, A. Islanding detection method based on a new approach to voltage phase angle of constant power inverters. **IET Generation, Transmission Distribution**, v. 10, n. 5, p. 1190–1198, 2016. ISSN 1751-8687.

- RAY, P. K.; MOHANTY, S. R.; KISHOR, N. Disturbance detection in grid-connected distributed generation system using wavelet and s-transform. **Electric Power Systems Research**, v. 81, n. 3, p. 805 819, 2011. ISSN 0378-7796. Disponível em: <a href="http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S037877961000283X">http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S037877961000283X</a>>.
- RAZA, S. et al. Passive islanding detection technique for synchronous generators based on performance ranking of different passive parameters. **IET Generation, Transmission Distribution**, v. 11, n. 17, p. 4175–4183, 2017. ISSN 1751-8687.
- . Minimum-features-based ann-pso approach for islanding detection in distribution system. **IET Renewable Power Generation**, v. 10, n. 9, p. 1255–1263, 2016. ISSN 1752-1416.
- . A sensitivity analysis of different power system parameters on islanding detection. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, v. 7, n. 2, p. 461–470, April 2016. ISSN 1949-3029.
- SALEH, S. A. et al. Antiislanding protection based on signatures extracted from the instantaneous apparent power. **IEEE Transactions on Power Electronics**, v. 29, n. 11, p. 5872–5891, Nov 2014. ISSN 0885-8993.
- . Apparent power-based anti-islanding protection for distributed cogeneration systems. **IEEE Transactions on Industry Applications**, v. 52, n. 1, p. 83–98, Jan 2016. ISSN 0093-9994.
- \_\_\_\_. On the experimental performance of a coordinated antiislanding protection for systems with multiple dgus. **IEEE Transactions on Power Electronics**, v. 32, n. 2, p. 1106–1123, Feb 2017. ISSN 0885-8993.
- Performance of multiframe digital interconnection protection for distributed cogeneration systems. **IEEE Transactions on Industry Applications**, v. 54, n. 2, p. 1166–1181, March 2018. ISSN 0093-9994.
- SALEH, S. A.; MENG, R.; MENG, J. The performance of a digital interconnection protection for grid-connected weeks. **IEEE Transactions on Industry Applications**, v. 52, n. 5, p. 3714–3728, Sept 2016. ISSN 0093-9994.
- SAMANTARAY, S. R. et al. A fuzzy rule-based approach for islanding detection in distributed generation. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 25, n. 3, p. 1427–1433, July 2010. ISSN 1937-4208.
- SAMUI, A.; SAMANTARAY, S. R. Wavelet singular entropy-based islanding detection in distributed generation. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 28, n. 1, p. 411–418, Jan 2013. ISSN 1937-4208.
- SAREEN, K.; BHALJA, B. R.; MAHESHWARI, R. P. Islanding detection technique based on inverse hyperbolic secant function. **IET Renewable Power Generation**, v. 10, n. 7, p. 1002–1009, 2016. ISSN 1752-1416.
- \_\_\_\_\_. Universal islanding detection technique based on rate of change of sequence components of currents for distributed generations. **IET Renewable Power Generation**, v. 10, n. 2, p. 228–237, 2016. ISSN 1752-1416.
- SHANG, Y.; SHI, S. Islanding detection method adopting single-phase-operating circuit breaker. **IET Generation, Transmission Distribution**, v. 10, n. 4, p. 1039–1047, 2016. ISSN 1751-8687.
- SU, K. **Analog Filters**. 2. ed. [S.l.]: Springer US, 2003. ISBN 978-1-4020-7033-4,978-0-306-47953-3.

- VAHEDI, H.; KARRARI, M.; GHAREHPETIAN, G. B. Accurate sfs parameter design criterion for inverter-based distributed generation. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 31, n. 3, p. 1050–1059, June 2016. ISSN 0885-8977.
- VIEIRA, J. C. M. et al. An investigation on the nondetection zones of synchronous distributed generation anti-islanding protection. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 23, n. 2, p. 593–600, April 2008. ISSN 0885-8977.
- YE, Z. et al. Evaluation of anti-islanding schemes based on nondetection zone concept. **IEEE Transactions on Power Electronics**, v. 19, n. 5, p. 1171–1176, Sept 2004. ISSN 0885-8993.
- YEAGER, K. E.; WILLIS, J. R. Modeling of emergency diesel generators in an 800 megawatt nuclear power plant. **IEEE Transactions on Energy Conversion**, v. 8, n. 3, p. 433–441, Sep 1993. ISSN 0885-8969.